

ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS DE MERCADO LIBERALIZADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E EM PORTUGAL

João Pedro Luca Bressiani

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica, Área de Especialização em
Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Dr. Eng. João Soares (ISEP)

Orientador: Dr. Eng. Rubiara Fernandes (IFSC)

Co-orientador: Dr. Eng. Sérgio Ramos (ISEP)

Ficha de Identificação da obra elaborada pelo autor, através do cadastro de ficha de identificação disponível no portal discente do Sistema Integrado de Gestão Acadêmica - SIGAA, do IFSC.

Bressiani, Joao Pedro Luca

ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS DE MERCADO LIBERALIZADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL e EM PORTUGAL / Joao Pedro Luca Bressiani ; orientador(a): Rubiara Cavalcante Fernandes (ifsc) João Soares (isep) ; coorientador(a): Sergio Filipe Carvalho Ramos (isep). -- Florianópolis : 2025.

160 p.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) - Instituto Federal de Santa Catarina, Campus Florianópolis. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Mercados de energia. 2. Modelos de mercado liberalizados. 3. Partilha de produção de eletricidade. 4. Setor elétrico brasileiro. 5. Setor elétrico português. I. (isep), Rubiara Cavalcante Fernandes (ifsc) João Soares. II. (isep), Sergio Filipe Carvalho Ramos. III. Instituto Federal de Santa Catarina. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de TEDSEE-
Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia.
Esta dissertação foi desenvolvida no âmbito do Projeto de Investigação Científica: “SAtComm:
Sustainable Atlantic Communities”, apoiado pelo Programa Interreg Espaço Atlântico 2021-
2027, através do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER), com a referência
EAPA 0019/2022- SAtComm.

Resumo

A liberalização dos mercados de energia elétrica tem se consolidado como uma tendência global, impulsionada pela necessidade de maior eficiência, competitividade e inovação no setor. Ao longo das últimas décadas, diversos países passaram de um modelo verticalmente integrado, marcado pelo controle estatal, para uma estrutura desverticalizada, na qual as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização operam de forma independente. Em Portugal, esse processo foi acelerado pelo alinhamento às diretrizes da União Europeia, resultando na criação de um mercado plenamente liberalizado, com a livre escolha dos fornecedores de energia por parte dos consumidores. No Brasil, a transição ocorre de maneira mais gradual, com a liberalização ainda restrita aos grandes consumidores, enquanto os consumidores residenciais permanecem no mercado regulado. Paralelamente, o avanço das tecnologias de geração distribuída, especialmente a energia solar fotovoltaica, e a adoção de novos modelos organizacionais de geração e consumo de energia, como as comunidades de energia, vêm transformando o setor elétrico, exigindo ajustes nos modelos de mercado para ampliar a participação dos consumidores e viabilizar novas formas de comercialização de energia. Nesse sentido, observa-se que, em Portugal, há uma maior diversidade de modalidades de atuação no contexto apresentado, enquanto o Brasil, ainda enfrenta limitações impostas por barreiras regulatórias. Todavia, devido à grande similaridade na evolução histórica e estrutural de ambos os setores elétricos, os modelos de mercado de energia portugueses podem servir como referência para antecipar uma possível abertura do mercado elétrico brasileiro. Nesse contexto, esta dissertação desenvolve uma análise comparativa entre os modelos de mercado liberalizado de energia elétrica no Brasil e em Portugal, abordando suas evoluções históricas, estruturas organizacionais e os diversos modelos de negócios presentes em cada realidade. Por fim, apresenta-se um estudo de caso com oito cenários de uma instalação residencial com geração fotovoltaica, ilustrando, na prática, como as diferenças regulatórias e estruturais dos dois mercados impactam as oportunidades e desafios enfrentados pelos consumidores.

Palavras-chave: mercados de energia, modelos de mercado liberalizados, partilha de produção de eletricidade, setor elétrico brasileiro, setor elétrico português.

Abstract

The liberalization of electricity markets has emerged as a global trend, driven by the need for greater efficiency, competitiveness, and innovation in the sector. Over the past decades, several countries have transitioned from a vertically integrated model, characterized by state control, to a decentralized structure where generation, transmission, distribution, and commercialization operate independently. In Portugal, this process was accelerated by alignment with European Union directives, resulting in the creation of a fully liberalized market, where consumers have the freedom to choose their electricity suppliers. In Brazil, the transition has been more gradual, with liberalization still restricted to large consumers, while residential consumers remain in the regulated market. At the same time, the advancement of distributed generation technologies, particularly solar photovoltaic energy, and the adoption of new organizational models for energy generation and consumption, such as energy communities, have been transforming the electricity sector. These developments require adjustments to market models to increase consumer participation and enable new forms of energy trading. In this regard, Portugal offers a greater diversity of market participation options, while Brazil still faces limitations imposed by regulatory barriers. Nevertheless, given the strong similarities in the historical evolution and structural organization of both electricity sectors, the Portuguese energy market models can serve as a reference for anticipating a potential liberalization of the Brazilian electricity market. In this context, this dissertation presents a comparative analysis of the liberalized electricity market models in Brazil and Portugal, examining their historical developments, organizational structures, and various business models in each scenario. Finally, a case study is presented with eight scenarios of a residential installation with photovoltaic generation, illustrating, in practice, how the regulatory and structural differences between the two markets influence the opportunities and challenges faced by consumers.

Keywords: Brazilian electric sector, Energy markets, Liberalized market models, Portuguese electric sector, Shared electricity production.

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família, especialmente aos meus pais, Altamir Jorge Bressiani e Simone Luca Bressiani, por sempre me apoiarem em todas as fases da minha vida e proporcionarem as condições necessárias para meu desenvolvimento acadêmico, pessoal e profissional. Ao meu irmão, Arthur Luca Bressiani, por ser minha motivação e exemplo de perseverança diante de qualquer adversidade.

Agradeço a todos os professores que compartilharam comigo seus conhecimentos ao longo dessa jornada, em especial ao professor Sérgio Ramos, ao professor João Soares e ao professor Rubiara Fernandes, pelo auxílio e orientação na elaboração deste documento. Além disso, sou grato a todos os profissionais envolvidos no Projeto de Dupla Titulação, parceria entre o Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) e o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC), que possibilitaram essa experiência.

Também agradeço aos colegas e amigos que estiveram ao meu lado nessa trajetória, no Brasil ou em Portugal, e contribuíram tanto no aspecto acadêmico quanto no pessoal, fortalecendo meu bem-estar emocional. Em especial, ao grande amigo e parceiro Danilo Saes, que tem sido meu companheiro de estudos por tantos anos e esteve presente em diversas etapas dessa caminhada.

A todos, meu mais sincero Muito Obrigado!

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Motivações.....	3
1.3	Objetivos.....	3
1.4	Organização do Documento	3
2	Enquadramento regulatório dos mercados de energia elétrica no Brasil e Portugal.....	5
2.1	Evolução histórica dos mercados de energia em Portugal	5
2.2	Sistema Elétrico Nacional (SEN)	11
2.2.1	Entidades e agentes do setor	11
2.2.2	Atividades do SEN	15
2.3	Evolução histórica dos mercados de energia no Brasil.....	25
2.4	Setor Elétrico Brasileiro (SEB).....	28
2.4.1	Agentes institucionais do setor	29
2.4.2	Atividades do SEB	31
2.5	Conclusões.....	41
3	Organização de mercados de eletricidade do Brasil e de Portugal	43
3.1	Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL	44
3.1.1	Mercado <i>spot</i>	45
3.1.2	Mercado a prazo	49
3.1.3	Mercado retalhista de Portugal	51
3.2	Mercados Locais - Portugal	55
3.2.1	Autoconsumo.....	56
3.2.2	Comunidades de energia	59
3.3	Mercado Brasileiro de Energia Elétrica	62
3.3.1	Ambiente de Contratação Regulada - ACR.....	62
3.3.2	Ambiente de Contratação Livre - ACL	64
3.3.3	Mercado de Curto Prazo - MCP.....	68
3.3.4	Estrutura tarifária	69
3.4	Mercados Locais - Brasil	73
3.4.1	Geração Distribuída - GD	74
3.4.2	Autoconsumo.....	78
3.5	Conclusões.....	82
4	Caso de estudo: análise de uma instalação residencial com geração fotovoltaica nos modelos de mercado de energia elétrica no Brasil e em Portugal.....	87

4.1	Dados da instalação	88
4.2	Apresentação dos cenários.....	90
4.2.1	Cenário 1.....	95
4.2.2	Cenário 2.....	97
4.2.3	Cenário 3.....	99
4.2.4	Cenário 4.....	102
4.2.5	Cenário 5.....	105
4.2.6	Cenário 6.....	108
4.2.7	Cenário 7.....	111
4.2.8	Cenário 8.....	116
4.3	Análise comparativa	117
5	Conclusões	128
5.1	Considerações finais	128
5.2	Contributos	131
5.3	Trabalhos futuros.....	132
6	Referências	133

Lista de Figuras

Figura 1 - Estrutura do SEN após reestruturação de 1995 (MARTINS, 2020)	9
Figura 2 - Estrutura atual do SEN (MARTINS, 2020).....	11
Figura 3 – Matriz elétrica de Portugal no ano de 2023 (APREN, 2024a)	16
Figura 4 - Evolução do consumo no Mercado Livre (VERDELHO, 2022)	22
Figura 5 – Composição dos valores da energia em cada mercado (ERSE, 2024f).....	23
Figura 6 – Estrutura institucional do Setor Elétrico Brasileiro (Elaboração Própria)	29
Figura 7 – Matriz elétrica brasileira em 2022 (Adaptado de: EPE, 2023)	32
Figura 8 – Matriz elétrica brasileira em 2013 (Adaptado de: EPE, 2023)	33
Figura 9 – Mapa do SIN (ONS, 2024b).....	36
Figura 10 – Curva da oferta x procura (BAPTISTA, 2021).....	46
Figura 11 – Esquemático do mecanismo do <i>Market Splitting</i> (AZEVEDO, 2013).....	47
Figura 12 – Preço médio e integração de mercados de energia elétrica na Europa em 2023 (OMI, 2023)	48
Figura 13 – Sessões do mercado intradiário (MIBEL, 2009).....	49
Figura 14 – Estrutura do preço da eletricidade no mercado livre (ERSE, 2023a)	52
Figura 15 – Exemplo do funcionamento dos ciclos diário e semanal (GOLD ENERGY, 2024)....	53
Figura 16 – Esquemático exemplo de ACI (ADENE, 2022)	58
Figura 17 - Esquemático exemplo de ACC (ADENE, 2022)	58
Figura 18 – Esquema de relações no ACR (ALMEIDA, 2018).....	64
Figura 19 – Evolução do mercado livre brasileiro (CCEE, 2022a).....	65
Figura 20 – Esquema de relações no ACL - modelo tradicional (ALMEIDA, 2018).....	66
Figura 21 – Esquema de relações no ACL - modelo varejista (adaptado de: ALMEIDA, 2018)..	66
Figura 22 – Diferenças entre ACR e ACL em cada tipo de mercado (Elaboração própria)	67
Figura 23 – Componentes tarifários da TE (ANEEL, 2023)	72
Figura 24 – Componentes tarifários da TUSD (ANEEL, 2023)	72
Figura 25 – Expansão da geração de energia elétrica no ano de 2023 - em GW (EPE, 2024b) .	76
Figura 26 – Evolução da participação da MMGD no mercado cativo nacional (EPE, 2024b)	76
Figura 27 – Evolução da capacidade instalada da GD (EPE, 2024c)	77
Figura 28 – Evolução do número de consumidores com GD (EPE, 2024c)	77
Figura 29 – Projeção da capacidade instalada da GD (EPE, 2024c)	77
Figura 30 – Projeção do número de consumidores com GD (EPE, 2024c)	78
Figura 31 – Evolução anual do autoconsumo quanto à destinação da energia gerada (EPE, 2024c).....	79
Figura 32 – Potência instalada por classe de consumo – em MW (Adaptado de: EPE, 2024c) .	80
Figura 33 – Mapa com as dimensões geográficas do mercado brasileiro e do MIBEL (SILVA, 2019)	85
Figura 34 – Gráfico de geração e consumo da instalação analisada ao longo dos meses.....	89
Figura 35 – Gráfico de geração e consumo da instalação analisada por hora.....	89
Figura 36 – Consumo de cada membro por mês em kWh.....	92

Figura 37 – Geração de cada membro por mês em kWh.....	93
Figura 38 – Gráfico de consumo da rede, autoconsumo e excedente desperdiçado por mês (cenário 1)	96
Figura 39 – Custo da energia para cada tarifa (cenário 1)	96
Figura 40 - Gráfico de consumo da rede, autoconsumo e excedente desperdiçado por mês (cenário 2)	98
Figura 41 - Custo da energia para cada tarifa (cenário 2)	99
Figura 42 - Gráfico de consumo da rede, autoconsumo e injeção na rede por mês (cenário 3)	100
Figura 43 – Custo da energia para cada tarifa (cenário 3)	101
Figura 44 – Contribuição de cada membro para a geração total da UPAC, em kWh	102
Figura 45 - Gráfico dos dados mensais (cenário 4)	104
Figura 46 – Geração e energia recebida por mês (cenário 4)	104
Figura 47 - Custo da energia para cada tarifa (cenário 4)	105
Figura 48 - Gráfico dos dados mensais (cenário 5)	106
Figura 49 - Geração e energia recebida por mês (cenário 5)	107
Figura 50 – Parcela de cada membro no consumo total, em kWh	108
Figura 51 - Custo da energia para cada tarifa (cenário 5)	108
Figura 52 - Gráfico dos dados mensais (cenário 6)	109
Figura 53 - Geração e energia recebida por mês (cenário 6)	110
Figura 54 - Gráfico de consumo da rede, autoconsumo e injeção na rede por mês (cenário 7)	112
Figura 55 – Gráfico com os dados tarifários (cenário 7)	113
Figura 56 - Custo da energia para cada tarifa (cenário 7)	115
Figura 57 – Comparação do custo da energia (cenário 7 e 8)	117
Figura 58 – Comparação da composição do consumo (cenários 1, 2 e 3)	118
Figura 59 - Comparação da destinação da geração (cenários 1, 2 e 3)	118
Figura 60 – Comparação do custo da energia (cenários 1, 2 e 3)	118
Figura 61 - Comparação da composição do consumo (cenários 4, 5 e 6)	119
Figura 62 - Comparação da destinação da energia recebida (cenários 4, 5 e 6)	120
Figura 63 – Energia partilhada em kWh para a instalação A nos cenários 4, 5 e 6	120
Figura 64 - Energia partilhada em kWh para cada instalação nos cenários 4, 5 e 6	121
Figura 65 – Excedentes desperdiçados totais em kWh (cenários 4, 5 e 6)	122
Figura 66 - Comparação do custo da energia (cenários 4, 5 e 6)	123
Figura 67 - Comparação do custo da energia (cenários 2, 3 e 4)	123
Figura 68 - Comparação da composição do consumo (cenários 7 e 8)	124
Figura 69 - Comparação da destinação da geração (cenários 7 e 8)	124
Figura 70 – Custo médio da energia (cenários 7 e 8)	124

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Comprimento de linhas de transmissão (REN, 2024b).....	19
Tabela 2 - Estatísticas de número de clientes por tipo de consumidor (ERSE, 2024g).....	24
Tabela 3 - Estatísticas de consumo por tipo de consumidor (ERSE, 2024g)	24
Tabela 4 – Capacidade instalada por fonte (EPE, 2023)	33
Tabela 5 – Extensão das LTs do SIN (ONS, 2024b)	37
Tabela 6 – Dados de geração e consumo da instalação analisada	88
Tabela 7 – Dados de geração e consumo de cada membro da CER	92
Tabela 8 – Valor de cada bandeira tarifária para o ano de 2024.....	94
Tabela 9 – Bandeira tarifária para cada mês do ano de 2024	94
Tabela 10 – Dados para o cenário 1	96
Tabela 11 – Dados para o cenário 2	98
Tabela 12 - Dados para o cenário 3.....	100
Tabela 13 – Coeficientes para o método de repartição do cenário 4.....	103
Tabela 14 – Dados para o cenário 4.....	103
Tabela 15 - Dados para o cenário 5.....	106
Tabela 16 - Dados para o cenário 6.....	109
Tabela 17 - Dados para o cenário 7.....	112
Tabela 18 – Dados tarifários para o cenário 7	113
Tabela 19 – Custo da energia de cada tarifa por mês (cenário 8)	116

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACC	Autoconsumo Coletivo
ACI	Autoconsumo Individual
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ADENE	Agência para a Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CA	Corrente Alternada
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEE	Comunidade Económica Europeia
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRM	Comercializador em Regime de Mercado
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal

EGAC	Entidade Gestora do Autoconsumo
EMUC	Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
ENSE	Entidade Nacional para o Setor Eléctrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GD	Geração Distribuída
LT	Linha de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MAT	Muito Alta Tensão
MCP	Mercado de Curto Prazo
MIBEL	Mercado Ibérico da Eletricidade
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Microgeração e Minigeração Distribuída
MT	Média Tensão
OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía - Pólo Español</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português
ONS	Operador Nacional do Sistema Eléctrico
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNEC	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima
PPAs	<i>Power Purchase Agreements</i>
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produtor em Regime Ordinário

REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TVCF	Tarifas de Venda ao Cliente Final
UC	Unidade Consumidora
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo

1 Introdução

Este capítulo aborda uma breve contextualização do tema a ser explorado, seguido por uma apresentação das motivações e dos objetivos do trabalho, finalizando com a exposição da organização do documento.

1.1 Contextualização

Historicamente, a estrutura dos setores elétricos de várias nações evoluiu a partir de um modelo verticalmente integrado, no qual predominava o amplo controle estatal, para uma organização desverticalizada, caracterizada pela separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização que compõem o setor. Esse processo de transformação reflete uma evolução significativa no conceito de mercado de energia elétrica, que passou de um ambiente rigidamente regulado para um cenário de livre concorrência e competição entre os diversos agentes participantes.

Essa transição, embora tenha ocorrido em diferentes graus ao redor do mundo, foi especialmente notável em países europeus. No caso de Portugal, o setor elétrico passou por um processo de *unbundling* e privatizações que culminou na abertura do mercado de energia. Essa transformação foi impulsionada, entre outros fatores, pela publicação de diretivas da União Europeia (UE), conhecidas como “pacotes energéticos”. Essas medidas visavam estabelecer um mercado europeu competitivo, eficiente e não discriminatório, promovendo a integração e o fortalecimento dos sistemas energéticos nacionais dentro de um contexto comunitário.

Atualmente, o setor elétrico português é composto por dois segmentos principais. De um lado, há o mercado regulado, que abrange as atividades de transmissão e distribuição de eletricidade, caracterizadas como monopólios naturais. De outro, encontra-se o mercado livre, que engloba as atividades de produção e comercialização de energia, áreas sujeitas à livre concorrência. Esse modelo busca, do ponto de vista econômico, incentivar maior eficiência na gestão e operação dos recursos associados a essas atividades.

Ao comparar a evolução histórica do setor elétrico brasileiro com o português, percebe-se a existência de diversas similaridades, especialmente no que tange ao processo de desverticalização e à busca por maior eficiência no setor. No entanto, há, também, diferenças marcantes, particularmente no contexto dos mercados de energia. Enquanto Portugal possui um mercado totalmente liberalizado e já explora novas alternativas de interação entre os agentes do setor, o Brasil ainda se encontra em um estágio intermediário. Grande parte dos consumidores brasileiros está inserida em um mercado regulado, e o processo de liberalização avança de forma gradual e mais lenta, demonstrando a complexidade das mudanças necessárias para alcançar um mercado plenamente liberalizado.

A adoção de modelos de mercado liberalizados busca, em sua essência, promover maior eficiência na alocação de recursos e incentivar a competitividade entre os agentes do setor elétrico. Entretanto, a implementação desses modelos não ocorre de maneira uniforme, sendo influenciada por fatores econômicos, regulatórios e institucionais específicos de cada país. Em Portugal, por exemplo, a liberalização foi fortemente impulsionada pelo alinhamento às diretrizes europeias e pela necessidade de integração ao Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), o que possibilitou uma maior harmonização regulatória e uma ampla participação de consumidores no mercado livre.

No Brasil, a liberalização do setor elétrico vem ocorrendo de forma lenta, sendo influenciada pelas características particulares do sistema elétrico nacional como a alta complexidade e esbarrando em barreiras regulatórias que dificultam o processo. O mercado livre brasileiro, embora em expansão, ainda se restringe a grandes consumidores, enquanto os clientes residenciais permanecem no ambiente regulado. Essa estrutura reflete uma abordagem mais cautelosa na transição para um mercado plenamente competitivo, levando em consideração as particularidades do setor elétrico brasileiro e os desafios regulatórios associados.

Outro fator relevante na transformação dos mercados elétricos é o avanço das tecnologias de geração distribuída, especialmente a energia solar fotovoltaica. A possibilidade de pequenos consumidores gerarem sua própria eletricidade e participarem do mercado de maneira mais ativa tem modificado a dinâmica do setor elétrico e imposto novos desafios regulatórios. Tanto no Brasil quanto em Portugal, essa tendência tem levado a adaptações nos modelos de mercado, de modo a incorporar novas formas de consumo e comercialização de energia, como as comunidades de energia, no país europeu.

Portanto, a evolução do mercado elétrico nos dois países, apesar de distinta, surge como um caminho natural, e demonstra que a liberalização do setor é um processo dinâmico, que requer constantes ajustes e adaptações às mudanças tecnológicas, regulatórias e econômicas de cada nação. Tanto no Brasil quanto em Portugal, os modelos adotados refletem não apenas a busca por eficiência e competitividade, mas também a necessidade de garantir segurança energética e acessibilidade aos consumidores.

Diante desse cenário, esta dissertação busca realizar uma análise comparativa dos modelos de mercado liberalizado de energia elétrica no Brasil e em Portugal, explorando os relatos

históricos que marcaram o desenvolvimento desses mercados e destacando as atuais estruturas organizacionais de seus respectivos setores elétricos. Para isso, são apresentadas as principais instituições envolvidas e os eventos históricos que contribuíram para a configuração do sistema elétrico atual de cada país. Além disso, o foco recai sobre os mercados locais de ambas as nações, detalhando suas organizações, as interações entre os agentes e as possibilidades de modelos de negócio disponíveis em cada contexto. Por fim, é realizado um estudo de caso envolvendo uma instalação residencial inserida nos mercados citados, com o objetivo de identificar e analisar as oportunidades que maximizem os benefícios ao consumidor.

1.2 Motivações

Além do tema ter grande relevância não apenas no campo da engenharia elétrica, mas sim estendendo-se para a comunidade no geral, que é diretamente impactada por decisões que alteram a estrutura do mercado de energia de uma nação, se destaca por ser um assunto atual e, ainda, de consequências futuras.

Ademais, sendo uma pessoa natural e estudante do Brasil, com a oportunidade de capacitar-se em Portugal, é de grande valia efetuar tal pesquisa em termos de comparação entre os mercados elétricos de ambos os países e, além disso, em função de possíveis estimativas para o futuro do setor elétrico do país de origem, podendo ser realizado, ainda, outros estudos, ou, até mesmo, aplicações profissionais.

1.3 Objetivos

Esta dissertação dispõe de quatro objetivos principais, são eles:

- Analisar a legislação e o enquadramento regulatório dos mercados de energia elétrica no Brasil e em Portugal;
- Examinar a estrutura e o funcionamento dos mercados de eletricidade;
- Investigar os modelos de negócio adotados nos mercados liberalizados de energia elétrica;
- Realizar um estudo de caso sobre a gestão da geração distribuída a partir de energia solar fotovoltaica em consumidores com produção própria.

1.4 Organização do Documento

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, organizados de forma a proporcionar uma compreensão progressiva do tema, partindo de uma contextualização geral até a análise específica de um caso de estudo.

- O Capítulo 1 introduz o tema da dissertação, apresentando uma contextualização inicial sobre a relevância do estudo, as motivações que levaram à sua realização, os objetivos propostos e a estrutura do documento, permitindo ao leitor uma visão clara do caminho adotado.
- No Capítulo 2, é abordado o estado da arte do setor elétrico no Brasil e em Portugal, com ênfase no enquadramento regulatório dos mercados de energia elétrica em ambos os países. São exploradas suas estruturas institucionais, os principais agentes que atuam no setor e as atividades que compõem o funcionamento desses mercados, fornecendo a base conceitual necessária para as discussões subsequentes.
- O Capítulo 3 trata da organização dos mercados de eletricidade no Brasil e em Portugal, aprofundando conceitos previamente introduzidos no capítulo anterior. Além da estrutura geral desses mercados, são exploradas temáticas mais específicas relacionadas ao funcionamento da comercialização de energia elétrica, destacando os diferentes modelos adotados e as interações entre os diversos agentes do setor.
- O Capítulo 4 apresenta um estudo de caso, no qual é realizada a análise de uma instalação residencial com geração fotovoltaica nos modelos de mercado de energia elétrica do Brasil e de Portugal. Esse estudo tem como objetivo ilustrar, na prática, como as diferenças regulatórias e estruturais entre os dois mercados impactam nas opções disponíveis dentro das diversas modalidades existentes e na viabilidade da geração distribuída, apresentando diferentes cenários de atuação para o consumidor.
- Por fim, o Capítulo 5 expõe as conclusões da dissertação, sintetizando os principais conceitos abordados no estudo, destacando as contribuições do trabalho e apontando possíveis caminhos para pesquisas futuras na área.

2 Enquadramento regulatório dos mercados de energia elétrica no Brasil e Portugal

Para compreender a organização dos mercados de energia elétrica de determinado país, é importante analisar o processo histórico de evolução do respetivo setor elétrico, explorando as principais instituições participantes, quais suas funções no segmento e como eles interagem para garantir o bom funcionamento e estabelecimento da estrutura atual. De maneira geral, os setores elétricos de Brasil e Portugal evoluíram a partir de uma organização verticalizada, de monopólio estatal e passaram por processos de fragmentação das atividades, privatizações de serviços e abertura do mercado de energia, visando estabelecer uma concorrência justa e promovendo maior eficiência ao setor. Busca-se entender, portanto, como ocorreu tal processo de desenvolvimento em cada nação.

Dessa forma, neste capítulo serão abordadas as evoluções históricas dos mercados de energia de Brasil e Portugal, bem como as respectivas estruturas atuais dos setores elétricos, explorando as atividades que os compõem e os principais agentes e entidades que atuam no segmento.

2.1 Evolução histórica dos mercados de energia em Portugal

Atualmente, a comercialização de energia em Portugal se dá em um mercado totalmente livre, com ampla concorrência e competitividade. No entanto, para chegar ao patamar atual, o país passou por diversas transformações. Somente ao final do século XIX que começou, em Portugal, a utilização de energia elétrica. A partir de então, diversas empresas foram criadas visando proporcionar instalações elétricas às pessoas, mas sem uma estrutura definida de um sistema elétrico. Apenas após o 25 de Abril de 1974, revolução que depôs o regime ditatorial do Estado

Novo, que essas companhias passaram a ser estatais e, assim, houve uma organização do setor, totalmente administrado pelo Estado. (LOURENÇO, 2010)

Por meio do Decreto-Lei (DL) n.º 205-G/75, de 16 de Abril de 1975, praticamente todas essas empresas foram unificadas em apenas 1 instituição: a EDP – Electricidade de Portugal, estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 502/75, de 30 de junho de 1975. Essa entidade era detentora do monopólio natural do setor elétrico português, sendo responsável por todas as atividades, desde a produção até a comercialização de energia elétrica. As mudanças dos Decretos-Leis previamente mencionados foram totalmente consolidadas no ano de 1976 e, a partir de então, ficou a cargo do serviço público toda a gestão do setor elétrico do país. (SILVA, 2019)

Essa configuração, no entanto, não se manteve por muito tempo. A partir da década de 1980 houve o início da liberalização do setor elétrico, com a ideia de que os campos da produção e a comercialização de eletricidade podiam ter livre concorrência. Essa mudança foi consolidada pelo Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de dezembro de 1988, que alterava a Lei de Delimitação dos Setores (Lei n.º 46/77, de 8 de julho de 1977), acabando com a proibição das empresas privadas de participar dos processos de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica. Assim, no início da década de 1990, por meio dos Decretos-Lei nº 7/91, de 8 de janeiro de 1991 e nº 131/94, de 19 de maio de 1994, começou o processo de reestruturação da EDP, chegando, posteriormente, na sua privatização – e a fundação do Grupo EDP, com a mudança para EDP – Energias de Portugal. (BAPTISTA, 2014)

Em paralelo a isso, a União Europeia (UE) estabelecia metas e objetivos a serem cumpridos por seus Estados-Membros levando em consideração a exigência de preservação e melhoria do ambiente. Como pode ser visto no Art. 194º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, são objetivos de seus participantes:

- a) Assegurar o funcionamento do mercado da energia; b) Assegurar a segurança do aprovisionamento energético da União; c) Promover a eficiência energética e as economias de energia, bem como o desenvolvimento de energias novas e renováveis; e d) Promover a interconexão das redes de energia. (UNIÃO EUROPEIA, 2016, p.134).

Dessa maneira, a UE promoveu medidas para proporcionar maior desenvolvimento e padronização das atividades do setor energético. Tais determinações foram definidas por meio das chamadas Diretivas Europeias (DE), divididas em três “pacotes energéticos”, publicadas nos anos de 1996, 2003 e 2009. Em geral, essas medidas legislativas orientam seus Estados-Membros quanto ao acesso ao mercado de energia elétrica, a regulamentação, a proteção dos consumidores, a transparência dos agentes participantes, os benefícios das redes interligadas e a normatização quanto aos níveis adequados de fornecimento de energia. (SILVA, 2016)

As primeiras diretivas publicadas relativas à abertura do mercado e ao estabelecimento de um mercado unificado de energia interno foram a Diretiva 90/547/CEE do Conselho da Comunidade Econômica Europeia (CEE), de 29 de outubro de 1990, que definia orientações quanto ao transporte de eletricidade nas grandes redes, e a Diretiva 90/377/CEE, de 29 de junho de 1990,

que determinava um processo de garantia de transparência dos preços para o consumidor final industrial de gás e eletricidade, deram início à primeira fase do estabelecimento do mercado interno de energia elétrica. (SILVA, 2016)

No entanto, o referido “primeiro pacote energético” foi iniciado apenas com a aprovação da Diretiva n.º 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996, e da Diretiva 98/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 22 de junho de 1998. Nesses documentos constavam as primeiras diretrizes para um novo modelo de mercado de eletricidade (na Diretiva 96/92/CE) e de gás natural (na Diretiva 98/30/CE). Levando em consideração um padrão europeu até então monopolista no ramo energético, tais diretivas buscavam estabelecer os requisitos básicos para a abertura do mercado à livre concorrência e o fim dos monopólios. Procuravam garantir, assim, a criação de sistemas não discriminatórios e sem favorecimento para o mercado de energia elétrica, bem como o *unbundling*, isto é, a desagregação do setor em diversas partes independentes. Também foi determinado o acesso de terceiros às redes de forma não discriminatória em áreas fronteiriças, por exemplo, podendo ser adotado a figura de um comprador único responsável pela gestão unificada de mercados de Estados-Membros distintos. (SANTOS, 2021)

Para se adequar às diretrizes publicadas nas Diretivas Europeias, cada país promulgava suas próprias leis e determinava uma organização específica a seguir – desde que esteja alinhada com a documentação do Parlamento Europeu. Nesse sentido, com o intuito de aderir as orientações recomendadas, Portugal publicou um pacote legislativo no dia 27 de julho de 1995, visando se antecipar e seguir as Diretivas anteriormente mencionadas. Foram promulgados os Decretos-Lei de numeração 182/95 até 188/95, que determinaram o regime jurídico e os princípios de organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bem como sua separação em Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e Sistema Eléctrico Independente (SEI), flexibilizou atividades como a cogeração e criou a Entidade Reguladora do Setor Eléctrico, entre outras determinações. (BAPTISTA, 2014)

A Entidade Reguladora do Setor Eléctrico foi criada por meio do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com o objetivo de regulamentar o setor eléctrico, fixando tarifários para compra e venda de energia, sendo um agente regulatório que promovia, também, a organização do setor. Se caracterizava por ser independente do poder político e das empresas do ramo. No ano de 2002, por meio do Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, foi alterada para Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), quando foi incumbida, também, de outras áreas no setor energético, sendo responsável, nos dias atuais, pela regulação em todo o território nacional, dos setores da eletricidade, do gás natural, do gás de petróleo liquefeito (GPL), dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, além de ser responsável pela atividade de gestão de operações da rede de mobilidade eléctrica. A Entidade tem seus Estatutos estabelecidos por meio do Decreto-Lei n.º 97/2002 já mencionado, que sofreu alterações ao longo dos anos, tendo como última modificação até então o Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho. (ERSE, 2017)

Por meio do “pacote legislativo” português de 1995 anteriormente mencionado foi definida uma nova estrutura organizacional do setor elétrico do país composta pelo SEP e pelo SEI. O primeiro se caracteriza por um mercado regulado pela ERSE que tem apenas um comprador: a Redes Energéticas Nacionais (REN), que tem a função de transportar a energia elétrica por todo país. Os setores de distribuição e comercialização no SEP eram de responsabilidade da EDP Distribuição (atualmente E-Redes), enquanto que os produtores podiam se relacionar comercialmente com a REN por meio dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), contratos de longo prazo determinados visando atrair investimento em centrais elétricas. Por fim, nesse sistema o fornecimento de energia e a uniformidade tarifária eram obrigatórios em toda extensão do país. Por outro lado, o SEI é formado pelo Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e pela Produção em Regime Especial (PRE). O primeiro destes se refere a produtores e consumidores que não estão vinculados ao SEP e que se relacionam comercialmente por meio de contratos bilaterais negociados de forma livre - marcando uma abertura do mercado. Já a PRE é formada por unidades produtoras que geram energia elétrica através de fontes renováveis ou por meio de cogeração. Nesse sistema independente a comercialização era de responsabilidade de uma empresa privada do Grupo EDP, criada para operar no mercado livre. (MARTINS, 2020)

A REN, empresa atuante no SEP, que foi previamente exposto, foi fundada em 1994 durante o processo de reestruturação e desintegração vertical da EDP – que deu origem ao Grupo EDP, formado por 19 empresas encarregadas de tarefas exclusivas a uma das atividades do setor elétrico, como produção, transporte (campo de atuação da REN) ou distribuição de energia elétrica. Posteriormente, no ano de 2000, a REN foi desmembrada do Grupo EDP por meio do Decreto-Lei 198/2000, de 24 de agosto, seguindo o processo de separação jurídica entre as empresas responsáveis pela gestão e operação do setor referido na Diretiva 96/92/CE, pelo entendimento que poderia ocorrer possíveis conflitos de interesse, indesejáveis em mercado que pretende ser aberto e transparente. Ainda, a Rede Nacional de Transporte (RNT), que conecta os produtores aos consumidores (abastecidos pela Rede Nacional de Distribuição – RND), por meio do Decreto de Lei n°. 29/2006, de 15 de fevereiro, foi concedida à REN pelo Estado Português em regime de serviço público e de exclusividade. (CARNEIRO, 2019)

Dado o exposto até referido momento, a estrutura do SEN, após reestruturação promovida pelas Diretivas Europeias e Decretos-Lei previamente apresentados, encontrava-se da seguinte maneira, conforme mostra a Figura 1.

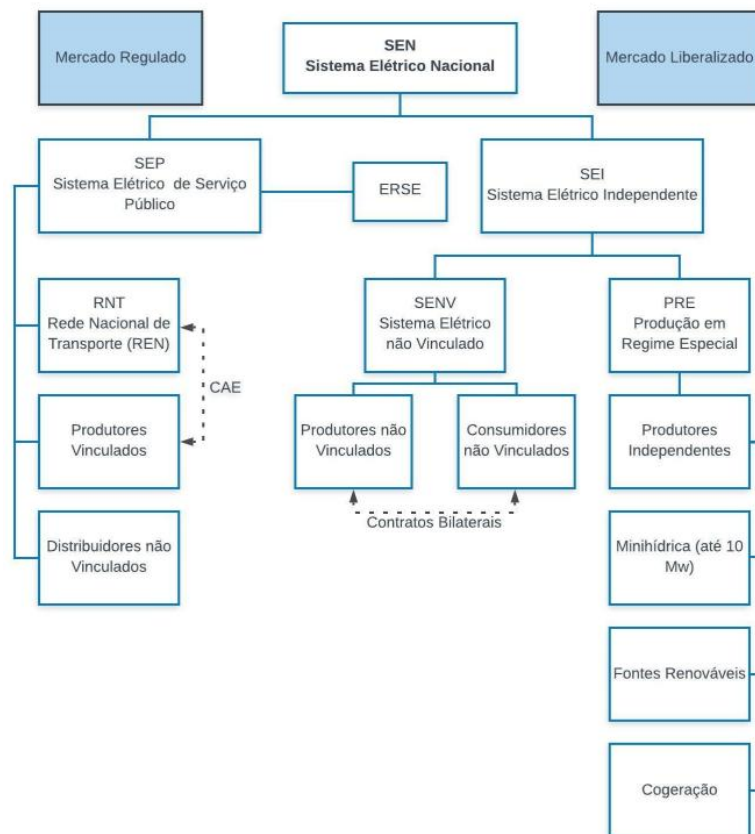


Figura 1 - Estrutura do SEN após reestruturação de 1995 (MARTINS, 2020)

Com isso, já podia se observar a abertura do mercado se desenvolvendo, com a presença do SEI, além de processos como a separação das atividades do setor elétrico em empresas distintas, consolidando as orientações das Diretivas. No entanto, essa liberalização não foi realizada de forma simultânea para todos os tipos de clientes, sendo marcada por um processo gradual em que, entre 1999 e 2002, apenas clientes com consumo maior que 9 GWh/ano poderiam usufruir dos contratos bilaterais. (LOURENÇO, 2010)

Seguindo o processo de liberalização do mercado elétrico português, no ano de 2003 foi publicado o “segundo pacote energético”, com a as Diretivas n.º 2003/54/CE e n.º 2003/55/CE, de 26 de junho, do Parlamento Europeu e do Conselho, que estabeleciam regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural. Assim, a Diretiva n.º 2003/54/CE, que tratava do setor elétrico, revogou as Diretivas mencionadas anteriormente e estabeleceu medidas para continuar o desenvolvimento proposto pelas anteriores a fim de atingir a abertura do mercado elétrico. Dessa forma, foi permitida a entrada de novos produtores no mercado e a possibilidade de os consumidores escolherem seus fornecedores de energia elétrica, de forma gradual, com um calendário específico, iniciando pelos clientes industriais e, tendo como objetivo final, os domésticos. (SANTOS, 2021)

Além disso, a diretiva reforça o processo de *unbundling*, já mencionado nos documentos anteriores, promovendo a separação jurídica de empresas prestadoras de diferentes atividades no setor. Ainda, buscava promover a independência das entidades reguladoras, definindo seus

poderes e responsabilidades, de forma a garantir uma concorrência efetiva e o funcionamento correto do mercado – algo que o governo português já havia se antecipado no ano de 1995 com a fundação da ERSE. Por fim, o documento estabelece a obrigação do serviço universal, pela disponibilidade de eletricidade para toda a população a valores admissíveis, surgindo a figura do Comercializador de Último Recurso (CUR). (SILVA, 2016)

De maneira igual aos ocorridos de anos anteriores, a diretiva mencionada de 2003 serviu de base para a execução de Decretos-Lei que estabeleceram a normativa a ser adotada em território nacional. São os Decretos-Lei de números 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de agosto, que definiram a organização das atividades de comercialização e de energia elétrica, bem como determinaram as regras gerais que possibilitavam a criação de um mercado livre de eletricidade, respectivamente. Posteriormente, no ano de 2006, foram revogados pelos Decretos-Lei de números 29/2006, de 15 de fevereiro, e 172/2006, de 23 de agosto, que incorporaram as orientações da diretiva mencionada e regulamentaram as bases para o bom funcionamento do setor. Estes documentos, apesar das alterações sofridas ao longo dos anos, com suas revogações e agregações, formam os princípios do setor elétrico de Portugal até os dias atuais, que regem sua organização em todas as esferas, seja na produção, no transporte, na distribuição e, também, na comercialização de eletricidade. (BAPTISTA, 2014)

Para finalizar as diretivas componentes dos chamados pacotes energéticos, no ano de 2009 foram publicadas as Diretivas de números 2009/72/CE e 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que revoga as diretivas de 2003. A primeira, referente ao setor elétrico, não faz modificações bruscas em comparação a norma vigente anteriormente, apenas aprofundando o desenvolvimento em busca de alcançar um mercado energético interno na União Europeia integrado que haja concorrência eficaz. Assim, segue-se com o conceito de *unbundling*, intensificando ainda mais a ideia de separação das atividades do setor. Além disso, o terceiro pacote energético contém a publicação do Regulamento CE n.º 714/2009 sobre as condições de acesso às redes para o comércio de energia elétrica entre fronteiras e do Regulamento CE n.º 713/2009, que estabelece a fundação de uma Agência de Cooperação das Entidades Reguladoras de Energia (ACER), ambos de 13 de julho. De forma similar aos documentos anteriores, o terceiro pacote energético foi transposto para o ordenamento jurídico nacional por meio do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que altera o Decreto-Lei n.º 29/2006, mas mantendo sua base, e põe em vigor todas essas novas diretrizes em território português. (BAPTISTA, 2014)

Por fim, além de seguir as orientações determinadas nas diretivas, um marco importante para a consolidação de um mercado de eletricidade aberto e que consolida, também, a estrutura atual do SEN, é a criação do Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL). Ele é resultado de uma cooperação entre os governos português e espanhol, que visa a integração do sistema elétrico de ambos os países, dando um passo significativo para o estabelecimento de um mercado interno de energia – pretendido pelas diretivas. O MIBEL teve sua fundação definitiva dia 1 de julho de 2007, mas seu processo de criação se iniciou em 1998, passando por um processo lento até seu estabelecimento absoluto, quando pôde oferecer diversos benefícios para os

consumidores dos países referidos, os quais serão abordados com maior minuciosidade mais adiante. (MIBEL, 2024a)

2.2 Sistema Elétrico Nacional (SEN)

Levando em consideração o contexto histórico explanado, pode-se apresentar a estrutura do Sistema Elétrico Nacional de Portugal, que foi consolidada por meio das documentações expostas anteriormente, passando por algumas modificações com o passar do tempo, é claro, mas mantendo a configuração apresentada na Figura 2. Atualmente, o SEN engloba as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização da energia elétrica, que serão explanadas com maior detalhamento posteriormente.

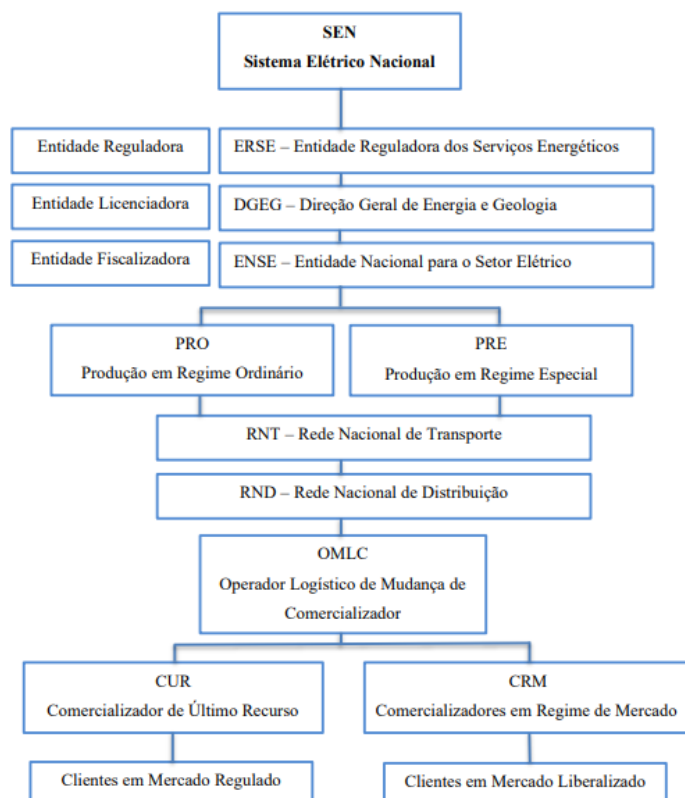


Figura 2 - Estrutura atual do SEN (MARTINS, 2020)

2.2.1 Entidades e agentes do setor

Diversas organizações participam do setor energético no país a fim de garantir a operação adequada e a eficiência da área, com naturezas e responsabilidades diferentes, atuando em diversas vertentes, como setor petrolífero, de gás natural, de eficiência energética e eletricidade, por exemplo. Se tratando deste, algumas instituições são componentes importantes para o bom funcionamento do setor elétrico, como pode ser visto por meio da Figura 2. São elas a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a Direção-Geral de

Energia e Geologia (DGEG) e a Entidade Nacional para o Setor Eléctrico (ENSE). (PORTUGAL ENERGIA, 2024b)

A ERSE, como já mencionado anteriormente, é a entidade responsável pela regulação dos setores da eletricidade, do gás natural, do GPL, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, bem como da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica. A instituição, de acordo com seus Estatutos, tem como missão: proteger os direitos e os interesses dos consumidores; promover a concorrência entre os agentes do setor, garantindo o cumprimento, por parte deles, das obrigações legais; contribuir para melhorias e desenvolvimento do setor; promover a resolução de litígios; exercer competências sancionatórias relativamente às entidades sujeitas à sua regulação; entre outros. (ERSE, 2019)

A DGEG é uma entidade da administração central do Estado, que tem como finalidade apoiar a elaboração, promoção e avaliação das políticas relacionadas com os recursos geológicos e a energia, visando o desenvolvimento sustentável e a segurança do abastecimento. A instituição, de acordo com seu *site* oficial, tem como algumas de suas competências na área da energia elétrica: a monitorização do abastecimento de energia, a formulação do enquadramento legislativo e regulamentar, bem como o licenciamento de instalações, e a determinação do valor a ser cobrado pelo uso das instalações elétricas. (DGEG, 2024)

A ENSE é uma instituição pública empresarial que tem como missão garantir a adequada gestão e manutenção das reservas estratégicas e de emergência do Estado Português, responsabilizando-se, também, pela fiscalização de todo o setor energético nacional. O Departamento de Energia Elétrica e Renováveis (DEER), que está inserido na ENSE, é encarregue de fiscalizar instalações ligadas às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como garantir a fiscalização do cumprimento do regime jurídico de tais instalações. (ENSE, 2024)

Além das três entidades apresentadas acima, o SEN também conta com alguns agentes. Cada um dos agentes tem determinadas funções, associadas a responsabilidades específicas que possuem relação com as diferentes atividades do setor elétrico, mas tendo a garantia da eficácia do sistema como objetivo comum. Conhecer a função de cada agente envolvido no SEN é importante para compreender o funcionamento amplo do sistema, bem como de cada atividade específica, que será explicitado posteriormente. (PORTUGAL ENERGIA, 2024a)

Os agentes que operam no Sistema Eléctrico Nacional são:

- i. Produtor em Regime Ordinário (PRO);
- ii. Produtor em Regime Especial (PRE);
- iii. Operador da Rede de Transporte (ORT);
- iv. Operador da Rede de Distribuição (ORD);

- v. Comercializador em Regime de Mercado (CRM);
- vi. Comercializador de Último Recurso (CUR);
- vii. Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).

O primeiro agente a ser apresentado é o Produtor em Regime Ordinário, que em função do nome, percebe-se que atua no campo da produção de energia elétrica. O PRO exerce a atividade de geração de energia elétrica através de fontes tradicionais não-renováveis, como o carvão ou o gás natural, ou em grandes centros eletroprodutores hídricos. Esse agente pode vender a energia produzida nos mercados organizados ou por meio de contratos bilaterais, que serão explanados posteriormente. Ademais, esse agente também pode fornecer serviços de sistema, por meio de contratos com o operador de sistema. Para se tornar um PRO é necessário solicitar uma licença, concedida pela DGEG se alguns critérios previamente estabelecidos forem atingidos pela instalação produtora. Alguns exemplos desse tipo de produtor são o Grupo EDP (Produção), a Iberdrola, a Movhera, entre outros. (GOLD ENERGY, 2024; ERSE, 2024b)

O Produtor em Regime Especial tem características semelhantes ao agente descrito no parágrafo anterior, por se tratar de um agente atuante no âmbito da produção de energia elétrica. Além disso, o PRE pode comercializar a energia gerada nos mercados organizados ou por meio de contratos bilaterais, da mesma maneira que o PRO, ou pode vender, ainda, para o Comercializador de Último Recurso. No entanto, o PRE exerce a atividade de geração de eletricidade dentro de regimes jurídicos especiais. Dessa forma, para um produtor se enquadrar na Produção em Regime Especial deve-se caracterizar em algumas condições especificadas, a saber: a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede. (GOLD ENERGY, 2024; E-REDES, 2024a)

O Operador da Rede de Transporte (ORT), como o próprio nome indica, atua na atividade de transporte da energia elétrica em Portugal, sendo o responsável pelo funcionamento, o planeamento e o desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte. Como já mencionado previamente, a instituição incumbida pelo transporte – e, consequentemente o atual ORT – é a REN. Ela deve garantir um bom funcionamento do transporte de eletricidade, isto é, a ligação entre a produção e a distribuição. Ademais, o ORT deve promover a gestão técnica global do sistema, visando a confiabilidade e a segurança do sistema não apenas para um curto período de tempo, mas sim realizar o planeamento para um bom funcionamento do sistema em médio e longo prazo, levando em consideração possíveis ampliações e aumento do consumo. Por fim, a REN articula e monitoriza, em tempo real, os níveis de produção ao consumo, de forma a garantir a continuidade do abastecimento. (ERSE, 2024c)

De forma similar ao ORT, o Operador da Rede de Distribuição (ORD) é responsável por atuar no setor da distribuição da energia elétrica. Em geral, há uma instituição principal operadora das redes de distribuição: a E-Redes - Distribuição de Eletricidade S.A. (antiga EDP Distribuição), que trabalha tanto em Alta Tensão (AT), quanto em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT). No

entanto, há algumas organizações, que prestam serviço apenas em BT em regiões menores, como é o caso de algumas Cooperativas. Dessa forma, pode-se dizer que o ORD principal de Portugal é a empresa mencionada. Ademais, o ORD é encarregado pela gestão, operação e manutenção da rede de distribuição, bem como possíveis expansões, manutenção de postos de transformação entre outros serviços. Esse operador relaciona-se com os consumidores apenas em situações de ligações à rede, leituras dos medidores e avaliação da qualidade de serviço prestada, não sendo responsável pela comercialização de energia, mas sim por proporcionar que a energia chegue aos clientes de forma segura e confiável. (ERSE, 2024a)

O Comercializador em Regime de Mercado (CRM) é o agente responsável por fornecer energia elétrica para os consumidores do mercado livre e tem autonomia para estabelecer os valores da eletricidade, bem como suas tarifas, negociando livremente com seus clientes. No entanto, as tarifas de acesso às redes e os impostos são fixados pela ERSE e pelo Estado, respectivamente. Esse agente se caracteriza por ser mais vantajoso para os clientes quando comparado ao CUR, que será apresentado a seguir. Isso se dá pelo fato do CRM poder oferecer um serviço de mais qualidade, visto que está situado em um mercado com livre concorrência, muitas vezes reduzindo o valor final para seus clientes. Como já foi mencionado, o CRM está inserido em um mercado aberto, com livre concorrência, dessa forma há muitas instituições que podem atuar na função de Comercializador em Regime de Mercado, seja para clientes domésticos ou grandes consumidores. (GOLD ENERGY, 2024)

De forma similar ao CRM, o Comercializador de Último Recurso (CUR) é o agente responsável por fornecer energia elétrica para os consumidores em algumas ocasiões especiais, a saber: em zonas ou segmentos de mercado onde não existam propostas no mercado livre.; a clientes economicamente vulneráveis; ou a consumidores cujo respetivo CRM ficou impossibilitado de executar o fornecimento. Portanto, o fornecimento de eletricidade através do CUR só é realizado, como o próprio nome indica, em última instância. O valor da energia elétrica, nesse caso, é estabelecido pela ERSE, além de ter as componentes das tarifas de acesso às redes e dos impostos, também presentes no caso anterior. Por fim, o Comercializador de Último Recurso deve ser uma empresa licenciada pela DGEG. (GOLD ENERGY, 2024)

Juntamente aos dois anteriores, o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) também é um agente atuante no setor da comercialização, sendo responsável por gerir o processo de mudança de comercializador de energia elétrica de uma instalação. O OLMC é regulamentado pelo Decreto-Lei nº 38/2017, de 31 de março, e, de acordo com tal legislação, a entidade é incumbida de coordenar o processo de troca de comercializador, tanto em trocas de mercado, quanto apenas de agentes, de forma eficaz, segura e rápida, mantendo a transparência e fornecendo ao consumidor todas as informações necessárias, além de outras atribuições. De forma contrária aos outros agentes da comercialização de eletricidade, o OLMC é caracterizado por ser apenas 1 entidade, gerida e financiada pela ADENE – Agência para a Energia, além de também receber aportes provenientes de taxas pagas pelos comercializadores e tarifas de eletricidade. (OMLC, 2024)

As entidades e os agentes mencionados são apenas as principais instituições atuantes no Sistema Elétrico Nacional, tendo ainda diversas outras organizações que participam e auxiliam para o correto desempenho do setor elétrico. Além disso, compreender o campo de atuação e as responsabilidades e objetivos de cada uma dessas instituições é necessário para entender cada atividade componente do SEN. Finalizado esse tema, pode-se prosseguir para a apresentação dos quatro campos do setor elétrico português.

2.2.2 Atividades do SEN

O Sistema Elétrico Nacional pode ser dividido em quatro atividades principais, a saber: produção, transporte, distribuição e comercialização – que serão explanadas de forma detalhada a seguir. Além disso, pode-se considerar, também, a operação dos mercados organizados de eletricidade como uma “quinta” esfera do setor elétrico, pois é desenvolvida de forma independente das demais, mas será explorada em detalhes no próximo capítulo. As quatro atividades mencionadas são a base de todo o funcionamento do setor, e devem ser executadas de acordo com princípios de racionalidade e eficiência ao longo de todo o percurso da eletricidade, desde sua geração, até o consumo. (AZEVEDO, 2013)

2.2.2.1 Produção de eletricidade – Portugal

A produção de energia elétrica é a primeira atividade do SEN e pode ser definida como um processo de transformação de alguma forma de energia em eletricidade. Esse processo pode ter diferentes origens, a depender a da fonte de energia empregada. Algumas das fontes de energia mais utilizadas em Portugal são: a hídrica, proveniente de rios ou barragens, que utilizam o fluxo da água ou a queda dela para gerar energia elétrica, ou também por meio da energia das ondas, no mar; a eólica, caracterizada por converter a energia do vento em eletricidade por meio de geradores eólicos; a solar, definida por um processo de conversão da energia do sol em eletricidade por meio de células fotovoltaicas; ou a térmica, em que há a queima de um combustível (podendo ser gás natural, carvão, biomassa, entre outros) para produzir energia elétrica. A matriz elétrica do país pode ser observada na Figura 3. (ERSE, 2024b)

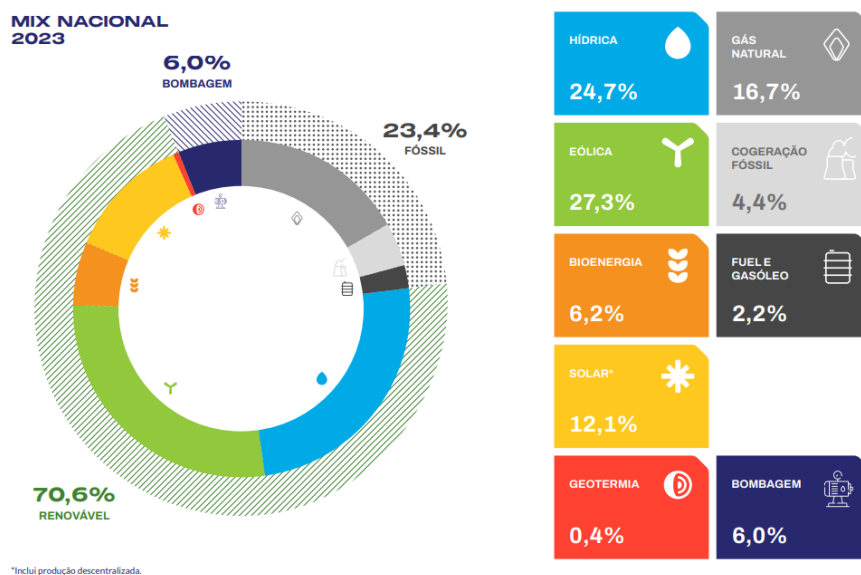


Figura 3 – Matriz elétrica de Portugal no ano de 2023 (APREN, 2024a)

De acordo com a Associação Portuguesa de Energias renováveis - APREN (2024a), como pode ser visto na Figura 3, no ano de 2023, 70,6% da energia elétrica produzida no país foi proveniente de fontes renováveis, tendo como destaque as gerações eólica e hídrica, com uma parcela de 27,3% e 24,7%, respetivamente. Além disso, a energia solar também teve uma boa contribuição, com 12,1%, considerando a produção descentralizada. Essa configuração, no entanto, nem sempre foi dessa maneira. Segundo a REN (2016, 2023), no ano de 2021 a colaboração das fontes renováveis na matriz elétrica portuguesa era de cerca de 60%, enquanto no ano de 2015, era em torno de 47%. Com isso, observa-se um crescimento ao longo dos anos da participação de produção de eletricidade proveniente de fontes renováveis. Tal evolução não se deu de forma linear anualmente, porém percebe-se que o comportamento amplo nos últimos 10 anos – e anteriores também – é de cada vez maior presença dessas fontes limpas.

Isso se dá por uma série de fatores, muitos deles impulsionados pelas políticas energéticas dos últimos anos. No ano de 2015 foi assinado o Acordo de Paris, que objetivava limitar o aquecimento global, e, a partir dele, foram determinados uma série de pacotes energéticos visando atingir as metas estabelecidas por esse acordo, como por exemplo o Pacote Energia Clima 2030, o Pacote Mobilidade Limpa e o Pacote Energia Limpa para todos os Europeus. Este foi publicado pela Comissão Europeia, em 2016, e visava promover a transição energética entre os países da UE na década de 2021 a 2030. Por conta desse pacote, cada Estado-Membro (EM) deveria apresentar um Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC) para o horizonte 2030 (PORTUGAL ENERGIA, 2024c). Aliado a isso, no ano de 2019 a Comissão Europeia também apresentou o chamado “Pacto Ecológico” (ou *European Green Deal*), que tem o objetivo de atingir a neutralidade climática até 2050, com o intuito de tornar a UE a primeira economia climaticamente neutra. Além disso, há também o as metas do *Fit-for-55* e *REPowerEU*, em que a primeira tem o objetivo de reduzir as emissões da UE em pelo menos 55 % até o ano de 2030 e a segunda de acabar com dependência dos combustíveis fósseis russos, reduzindo o consumo

de energia e acelerando o processo de transição energética. (BCSD, 2024; CONSELHO EUROPEU, 2024a, 2024b)

Dessa forma, visando atingir tais objetivos, no ano de 2020 foi publicado o PNEC 2030 de Portugal, através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho. Esse documento é o principal instrumento português de política energética e climática da década e por meio dele são estabelecidas metas de emissões de gases com efeito estufa, energias renováveis, eficiência energética, além de objetivos relacionados ao mercado interno de eletricidade. (PORTUGAL ENERGIA, 2024c)

Assim, pode-se explicar o aumento da parcela das fontes renováveis na matriz elétrica portuguesa com o passar dos anos, sendo, inclusive, uma tendência que deve seguir. No entanto, em termos de consumo, o país ainda é de certa forma dependente de combustíveis fósseis, e tem, também, um alto saldo importador. Dessa maneira, fomenta-se cada vez mais a produção de energia elétrica a partir de recursos endógenos, isto é, a água, o vento, o sol, a biomassa e a geotermia, visto que combustíveis como petróleo, carvão ou gás natural devem ser importados, resultando em altos custos para o país. (APREN, 2024a, 2022)

A produção renovável abasteceu 61% do consumo de energia elétrica em Portugal em 2023, num total de 31,2 TWh, o valor mais elevado de sempre no sistema nacional. A energia eólica abasteceu 25% do consumo em Portugal, a hidroelétrica 23%, a fotovoltaica 7% e a biomassa 6%. A produção não renovável abasteceu apenas 19% do consumo, totalizando 10 TWh, o valor mais baixo desde 1988. Isto deve-se não só à maior disponibilidade de energia renovável, mas também ao elevado saldo importador, que abasteceu 20% do consumo, tratando-se do valor mais elevado de sempre e da sua maior quota no abastecimento do consumo desde 1981. (REN, 2024a, np).

Salienta-se, portanto, a diferença entre tal percentual apresentado, que mostra a parcela do consumo de fato do país, com o exposto anteriormente, por meio da Figura 3, que exhibe a fração das fontes renováveis em relação ao que é apenas produzido no país. Com isso, percebe-se que ainda há uma grande porção do consumo em Portugal que é proveniente de importações, sendo um atual problema, mas que já possui determinações para solucioná-lo ou, pelo menos, amenizá-lo, visto que nas metas do PNEC consta a redução da dependência energética no país. (APREN, 2024b)

Ademais, como já mencionado anteriormente, o setor de produção de energia elétrica conta com dois agentes indispensáveis: o Produtor em Regime Ordinário e o Produtor em Regime Especial. Logo, a geração de energia elétrica em Portugal pode ser separada em dois tipos de produção. Eles estão definidos nos artigos 17.º e 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, em que, de maneira sucinta, a produção de eletricidade em regime ordinário se caracteriza por ser oriunda de fontes não renováveis e grandes centros hidrelétricos, enquanto a produção de eletricidade em regime especial é proveniente dos demais recursos renováveis e de cogeração. Este tipo de produção possui uma variedade de vantagens, principalmente

relacionadas às metas ambientais, como a redução de emissões de CO₂, a diminuição da importação e a dependência de combustíveis fósseis, mas contando com maiores custos de produção e manutenção. (EDP, 2024a)

Após a criação do MIBEL, a atividade de produção de eletricidade passou a ocorrer em um mercado livre, em que as centrais fazem a oferta da energia produzida em um mercado integrado entre Espanha e Portugal. Com isso, os consumidores ibéricos puderam adquirir eletricidade produzida em qualquer um dos dois países (MARTINS, 2020). Assim, o acesso à atividade de produção se tornou livre, em que qualquer unidade de produção pode vender sua energia gerada, cabendo ao Estado apenas a função de monitorar e garantir o bom funcionamento do mercado de eletricidade. (AZEVEDO, 2013)

Ademais, com a abertura do mercado, os CAE foram extintos, sendo substituídos pelos Custos de Manutenção dos Equilíbrios Contratuais (CMEC), que tiveram sua implementação no ano de 2007. Os CMEC podem ser definidos como:

Custos definidos nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, que decorrem da cessação antecipada dos CAE e que conferiram aos seus contraentes o direito a receber uma compensação pecuniária, destinada a garantir a manutenção do equilíbrio contratual subjacente aos CAE, bem como a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE que não sejam assegurados através das receitas obtidas em regime de mercado. (ERSE, 2024d, np).

Por fim, a estrutura organizacional da atividade de produção de energia elétrica pode ser caracterizada como um regime de mercado aberto, em que há livre concorrência entre os produtores, associado a um mercado grossista, isto é, um modelo de negócio que compra um certo produto e vende para outro tipo de negócio (AZEVEDO, 2013). Nesse sentido, o mercado grossista no setor elétrico, de acordo com a ERSE (2024e) pode ser relacionado ao conceito de que “os agentes de mercado presentes na produção asseguram a sua colocação e os agentes de mercado que necessitam de se abastecer procuram adquirir eletricidade, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio.”. Além disso, por conta da integração proporcionada pelo MIBEL, o valor da energia nesse mercado grossista é igual nos dois países em 95% do tempo, fazendo com que haja a possibilidade de gerar energia de forma mais eficiente e barata a depender da hora e de qual tipo é mais vantajoso. Nos 5% restantes do tempo, o preço da energia é diferente por conta do fenômeno do *Market Splitting*, que será explicado posteriormente (EDP, 2024b)

2.2.2.2 Transporte de eletricidade – Portugal

A atividade de transporte de eletricidade corresponde à transmissão da energia elétrica dos centros de produção até as redes de distribuição, contemplando os serviços de desenvolvimento, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte de energia elétrica. Como já exposto, a responsabilidade pela operação do setor de transporte de

eletricidade é o ORT, e essa atividade é exercida em regime de concessão de serviço público e de exclusividade pela REN, estabelecida pelo artigo 69º do Decreto de Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro. (ERSE, 2024c)

Essa transmissão se dá, normalmente, por longas distâncias, visto que, muitas vezes, os centros de produção ficam situados em locais estratégicos, majoritariamente na região norte e centro, sendo de certa forma afastados dos grandes centros de consumo – como por exemplo as grandes cidades como Porto e Lisboa. Assim, para que as perdas durante esse processo de escoamento da energia elétrica sejam as mínimas possíveis, o transporte de eletricidade é feito por linhas em Muito Alta Tensão - tensões maiores que 110 kV, sendo usualmente utilizadas tensões de 150 kV, 220 kV ou 400 kV. (CARNEIRO, 2019)

De acordo com o Relatório da Qualidade de Serviço da REN do ano de 2023, a Rede Nacional de Transporte de eletricidade era formada por 9409 km de linhas de transmissão, 71 subestações transformadoras e 16 postos de corte, de seccionamento e de transição. Tais informações são detalhadas na Tabela 1, mostrada a seguir e, por meio dela percebe-se o comprimento total em cada nível de tensão (REN, 2024b).

Além disso, o sistema de transporte de energia elétrica é composto fisicamente por elementos como: torres de transmissão, que servem de suporte aos cabos, mantendo-os a uma distância segura do solo, das pessoas e da vegetação; isoladores, que além de separar eletricamente os cabos das torres metálicas, auxiliam no suporte dos cabos; e subestações, que são locais compostos por transformadores e outros componentes que têm a função de reduzir a tensão que circula nas redes de transmissão para uma tensão ideal para circular nas redes de distribuição e até mesmo para o consumo industrial. No entanto, há algumas situações em que grandes consumidores podem ser ligados diretamente à rede de transporte, seja por razões técnicas ou econômicas. (GOLD ENERGY, 2024)

Tabela 1 – Comprimento de linhas de transmissão (REN, 2024b)

Nível de tensão	Comprimento de linha em serviço (km)
400 kV	3.080
220 kV	3.849
150 kV	2.480
TOTAL	9.409

Por fim, a rede de transporte de Portugal está interligada com a rede da Espanha em uma variedade de locais, proporcionando, dessa forma, a transferência de energia elétrica entre os países. Com isso, essa ligação é de suma importância para efetuar o fornecimento de eletricidade de forma eficiente e segura, uma vez que, permitem um apoio bilateral em eventuais distúrbios na rede elétrica de ambas as nações. Ademais, em termos econômicos, essa interligação também é fundamental, pois torna possível a concorrência entre os agentes produtores de ambos os países, por meio do MIBEL. (SILVA, 2016)

2.2.2.3 Distribuição de eletricidade – Portugal

Após a energia elétrica ser transmitida pela RNT, há a necessidade de reduzir a tensão para que seja entregue aos consumidores. Isso é feito por meio de subestações, que transformam a Muito Alta Tensão (MAT) em níveis de tensões menores e adequados ao consumo, seja em AT, MT ou BT. Essas subestações são o ponto de conexão entre o transporte e a distribuição de energia elétrica. (ERSE, 2024a)

Dessa forma, a atividade da distribuição de eletricidade é o processo de levar a energia elétrica proveniente das redes de transporte até os consumidores finais. Essa etapa é a última de todo o processo de fornecimento de energia que se inicia na produção, e é caracterizada por escoar a energia e realizar a ligação com o consumidor tanto em AT, destinado a empresas com potências instaladas superiores a 10 MVA e usualmente no nível de tensão de 60 kV; quanto em MT, destinado a empresas com potências maiores do que 200 kVA e usualmente ligadas em 10 kV, 15 kV ou 30 kV; ou ainda em BT, em que está o consumo de clientes residenciais, lojas, ou pequenas empresas, por exemplo, ligadas em 230/400V. (IBERDROLA, 2024)

A distribuição se dá por meio da Rede Nacional de Distribuição, que é explorada mediante uma única concessão do Estado, exercida em exclusivo e em regime de serviço público pela E-Redes em AT, MT e em 99,5% do território de Portugal Continental em BT, podendo, ainda, ser realizada, apenas em BT, por algumas cooperativas em pequenas regiões. Dessa maneira, como já referido anteriormente, a empresa citada configura-se como o principal ORD, e tem a responsabilidade de efetuar a gestão, operação e manutenção da rede, assim como expandi-la para novas regiões quando houver a necessidade. Com isso, a instituição tem o direito de receber uma retribuição por meio das tarifas reguladas, mas não pode adquirir energia elétrica para comercialização. Ademais, a atividade de distribuição ainda consiste na operação e manutenção de postos de transformação e seccionamento, de instalações auxiliares, da iluminação pública e de equipamentos acessórios ligados à sua exploração. (AZEVEDO, 2013; ERSE, 2024a)

O Operador da Rede de Distribuição (ORD) que abasteça 100.000 clientes ou mais está obrigado à separação jurídica, funcional e contabilística (*unbundling*). Nesse âmbito, tem o dever de criar uma Comissão de Conformidade que, nos termos das regras europeias e nacionais aplicáveis, deve apresentar à ERSE um Programa de Conformidade que enuncie as medidas adotadas para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e a monitorização adequada da sua observância e que defina as obrigações dos trabalhadores com vista àquele objetivo. A Comissão de Conformidade da E-REDES propõe anualmente à aprovação da ERSE do Programa de Conformidade, que esta Entidade Reguladora aprecia. O Programa e a sua apreciação são publicados no site do ORD e da ERSE. (ERSE, 2024a, n.p.)

Portanto, apesar da distribuição de energia elétrica em BT ser atribuída diretamente aos municípios, que podem concessionar a atividade ou explorar diretamente a RND, o setor de distribuição é controlado e administrado, em sua grande parte, pela E-Redes, sendo, assim, caracterizado por uma atividade regulada. A empresa conta com 6,4 milhões de clientes e cerca de 234.669 km de redes de distribuição, tendo sido distribuído, no ano de 2023, por volta de 46 TWh de energia. (E-REDES, 2024b; ERSE, 2024a)

2.2.2.4 Comercialização de eletricidade – Portugal

Finalmente, a comercialização consiste em uma atividade, separada juridicamente das demais, de negociação e entrega da eletricidade aos consumidores finais. Ela é uma etapa distinta das restantes pois não há a necessidade de qualquer infraestrutura física ligada à rede para seu funcionamento, no entanto, é uma atividade imprescindível para a adequada operação do setor, sendo por meio dela que há o relacionamento direto com os consumidores. (BAPTISTA, 2014)

Com a contextualização histórica já apresentada, foi possível perceber que o mercado elétrico de Portugal passou por um longo processo, com início no ano de 1995, visando sua liberalização. Assim, houve a separação da atividade de comercialização das demais, com o surgimento de novos agentes e o estabelecimento da livre concorrência no ramo da comercialização. Essa abertura teve início com os grandes consumidores industriais, e, por meio de um processo gradual, foi ampliado aos consumidores de MAT, AT, MT e BTE (Baixa Tensão Especial). Por último, no dia 4 de setembro de 2006 houve o marco da abertura do mercado elétrico para todos os consumidores, quando os clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) também puderam fazer a escolha de seu fornecedor de energia elétrica. (MAHOMED, 2016)

Assim, após esse período de transição, como pode ser observado por meio da Figura 4, todos os consumidores em Portugal puderam contratar de forma livre e os operadores concorreram livre e igualmente em relação aos preços e condições comerciais.

Por meio da Figura 4 pode-se visualizar como se deu esse processo de transição de entrada dos consumidores do mercado livre. Tendo início apenas para clientes com um consumo anual maior do que 9 GWh, posteriormente englobando clientes de MAT, AT e MT, passando a incluir também os clientes em BTE e, por fim, os clientes em BTN. Como pode ser visto, a adoção ao mercado livre por parte dos consumidores não foi dada de forma instantânea, sendo uma liberalização progressiva em que os clientes poderiam escolher, após um processo gradual, se ficariam no Mercado Regulado (MR) ou migrariam ao Mercado Livre (ML). (VERDELHO, 2022)

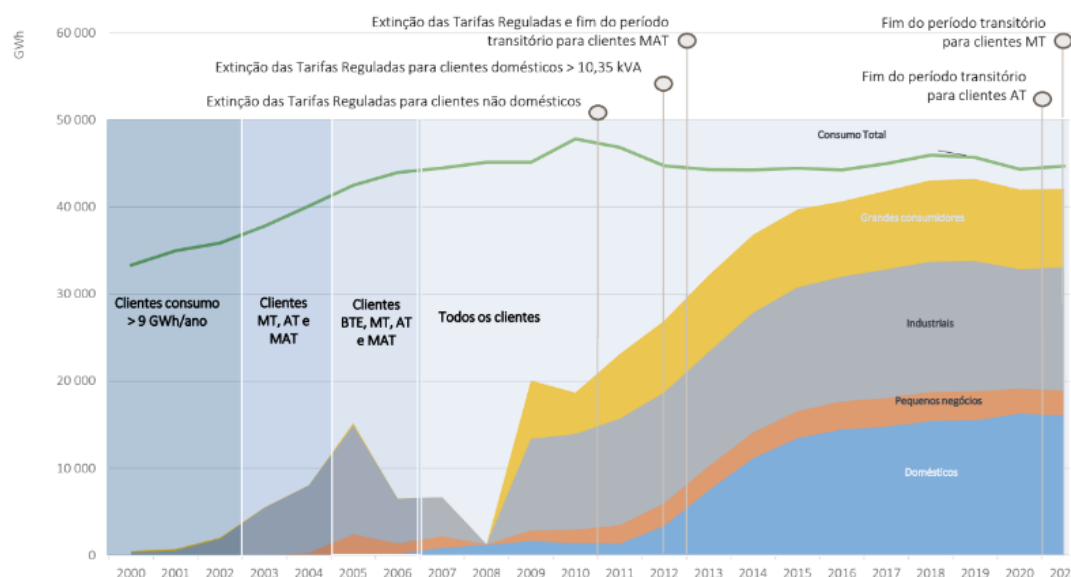


Figura 4 - Evolução do consumo no Mercado Livre (VERDELHO, 2022)

Dessa forma, atualmente em Portugal, há dois tipos de mercado: o Mercado Livre, em que os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente, tendo o direito ao acesso às redes de transporte e de distribuição por meio do pagamento de tarifas reguladas, e os consumidores têm o direito de escolher seu comercializador também de forma livre, isentos de custos para trocar de fornecedor, podendo mudar de comercializador sempre que houver ofertas melhores, por meio do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC); e o Mercado Regulado, em que há a figura do Comercializador de Último Recurso (CUR), prestado atualmente pela EDP – Serviço Universal. O CUR, como já mencionado, atua de forma a proteger o consumidor, sendo encarregado de prestar serviço em casos específicos como em lugares onde não é possível aderir ao mercado livre, a clientes economicamente vulneráveis, ou a consumidores em que não foi possível o fornecimento no Mercado Livre. (AZEVEDO, 2013; BAPTISTA, 2014)

O valor da energia elétrica é definido de maneira parecida nos dois mercados. No mercado liberalizado, o preço de eletricidade é formado por 3 componentes: o valor da energia, as tarifas de acesso às redes e as taxas e impostos. A primeira delas, a energia, é a única parcela que tem seu valor definido pela empresa comercializadora, sendo constituída por duas partes: o preço de compra do comercializador no mercado grossista e os custos de prestação de serviço, como a faturação ou a gestão de clientes. Posteriormente, as tarifas de acesso às redes são determinadas pela ERSE e são compostas pelos custos de operação e manutenção das redes de transporte e distribuição e os Custos de Interesse Econômico Geral (CIEG) - que são relativos à política energética. Por último, as taxas e impostos são custos de decisão política, fixados pelo Estado, e englobam, por exemplo, o Imposto sobre Valor Agregado (IVA), a contribuição audiovisual e a taxa de exploração das instalações elétricas por conta da DGEG. No mercado regulado, há as parcelas das tarifas de acesso às redes e as taxas e impostos, da mesma maneira como funciona no mercado livre. No entanto, enquanto neste o valor da energia é estipulado

pelas próprias comercializadoras, no mercado regulado essa parcela é fixada pela ERSE. Essa comparação pode ser vista na Figura 5. (EDP, 2024c)



Figura 5 – Composição dos valores da energia em cada mercado (ERSE, 2024f)

A possibilidade de participar de qualquer um dos dois mercados é, todavia, temporária, visto que os consumidores abastecidos pelo CUR, isto é, no mercado regulado, têm um prazo máximo para aderir ao mercado liberalizado. Foi estabelecido, por meio do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, um calendário para a extinção das Tarifas de Venda ao Cliente Final (TVCF). (ERSE, 2024f)

O modelo de extinção gradual das tarifas de venda a clientes finais visa criar condições para que os comercializadores possam oferecer eletricidade num contexto de efetiva concorrência, dinamizando a transição dos clientes para um mercado liberalizado. A concretização deste modelo em função dos escalões de potência contratada, acompanhada da introdução de mecanismos regulatórios que incentivam a transição para um mercado energético liberalizado, toma em consideração a sensibilidade dos clientes compreendidos em cada um dos aludidos escalões à introdução de preços de mercado. (PORTUGAL, 2012, n.p.)

As datas determinadas para o fim das TVCF mudam conforme o nível de tensão e potência dos clientes, sendo um processo similar à abertura do mercado, com as primeiras cessações para grandes consumidores industriais até chegar, enfim, nos consumidores residenciais em BTN. Atualmente, as TVCF são aplicadas apenas para clientes alimentados em BTN. Contudo, por meio do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, foi estabelecido como data de extinção dessas tarifas para os consumidores em baixa tensão o dia 31 de dezembro de 2025. Dessa forma, terá sido finalizado o processo gradual para o término das tarifas transitórias, ou seja, teoricamente, após o fim de 2025, os consumidores não poderão mais optar por participar do mercado regulado, apenas participarão dele os consumidores associados aos casos específicos em que o CUR tem a competência de prestar serviços. (ERSE, 2024h)

Assim, percebe-se que cada vez mais o mercado elétrico de Portugal se encaminha para uma abertura total, que deve ser alcançado até o fim do prazo estipulado pelo governo português. Isso pode ser visto através da Tabela 2 e da Tabela 3, elaboradas a partir de indicadores publicados pela ERSE no Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade de maio 2024.

Tabela 2 - Estatísticas de número de clientes por tipo de consumidor (ERSE, 2024g)

Número de clientes	Residenciais	Pequenos negócios	Industriais	Grandes consumidores	TOTAL
Mercado Livre	5 549 410	39 263	25 670	430	5 614 773
Mercado Regulado	887 897	1 211	573	5	889 686
(%) no Mercado Livre	86,2%	97,0%	97,8%	98,9%	86,3%

Tabela 3 - Estatísticas de consumo por tipo de consumidor (ERSE, 2024g)

Consumo (GWh)	Residenciais	Pequenos negócios	Industriais	Grandes consumidores	TOTAL
Mercado Livre	16.164	3.179	13.978	8.893	42.213
Mercado Regulado	2.455	70	72	22	2.620
(%) no Mercado Livre	86,8%	97,8%	99,5%	99,7%	94,2%

Com isso, percebe-se que o mercado livre, no mês de maio do ano de 2024 já engloba 86,3% do número de consumidores totais e 94,2% do consumo. Essa marca só não é maior pois a parcela de clientes residenciais ainda não atingiu seu ápice, pois ainda não houve o fim das TVCF para esse tipo de consumidor, mas que a tendência é de que cada vez mais unidades consumidoras residenciais migrem para o mercado livre. (ERSE, 2024g)

Dessa forma, o setor da comercialização é estabelecido em Portugal, sendo marcado por um mercado majoritariamente aberto, ainda que não houve por completo a conclusão da transição do mercado regulado para o mercado livre. Assim, a comercialização é marcada por ser uma atividade de compra de energia elétrica no mercado grossista, por meio do MIBEL, e venda para clientes finais ou outros agentes no mercado retalhista - isto é, um ambiente de negócio em que se vende um produto ou serviço para consumidores finais - mediante a contratos bilaterais acordados, de maneira geral, de forma livre. Ainda, a atividade de comercialização, apesar de se dar livremente, está sujeita a um registro prévio de empresas comercializadoras tanto a nível nacional quanto no mercado ibérico para que haja uma organização e operação apropriada. Por fim, a abertura do mercado proporcionou, no setor de energia, uma alta concorrência, que ocasionou o aumento da eficiência dos agentes e, consequentemente, diversos benefícios aos clientes finais. (AZEVEDO, 2013; MARTINS, 2020)

2.3 Evolução histórica dos mercados de energia no Brasil

As primeiras aplicações práticas com eletricidade no Brasil aconteceram ainda na época imperial, sendo dado como um “marco inicial” a primeira experiência pública de uso de uma lâmpada elétrica. Esse evento foi realizado em 1879, na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, no Rio de Janeiro, proposto por D. Pedro II e contava com a presença de Thomas Edison, que expôs sua invenção em solo brasileiro. A partir de então ocorreram diversos acontecimentos marcantes no país, como a inauguração da primeira pequena central hidrelétrica, no ano de 1883, em Diamantina (MG), ou a inauguração do primeiro serviço de iluminação pública, em Campos dos Goytacazes (RJ), no mesmo ano. Posteriormente, em 1889, na cidade de Juiz de Fora (MG) entrou em operação a primeira usina hidrelétrica de maior porte no país, a Usina Hidrelétrica de Marmelos. (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000; RIBEIRO, 2011)

A partir disso, foram instaladas outras usinas de pequeno porte no país que, até o ano de 1900, somavam apenas 12 MW de capacidade instalada, sendo, a maioria desta energia, de origem térmica. O aproveitamento hidrelétrico do Brasil começou a ser amplamente explorado com a chegada da Light, empresa que dominou o setor de eletricidade no Brasil por muitos anos e proporcionou o crescimento do setor e o aumento dos serviços. No entanto, no início do século XX ainda não existia quase nenhuma lei ou regulamentação por parte do governo visando a organização do setor elétrico. Dessa forma, as empresas prestadoras de serviços negociavam contratos de fornecimento de energia elétrica de forma livre com seus clientes, fixando os valores tarifários que desejassem. (CUBEROS, 2008)

Durante a República Velha (1889-1930), o papel do Estado no desenvolvimento da indústria de energia elétrica foi bastante limitado. Na falta de uma legislação abrangente, as empresas concessionárias dispunham de ampla liberdade de atuação. Esse quadro mudou com a Revolução de 1930 e a ascensão de Getúlio Vargas ao poder. (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000, p.90).

Após a Revolução de 1930, houveram episódios importantes para o desenvolvimento do setor elétrico, como o Código das Águas, em 1934, que passou a regular o setor de águas e eletricidade e incorporou ao patrimônio nacional todas as fontes de energia hidráulica, e a criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), em 1939, que corroborou com a regulamentação dos serviços. Dessa forma, o período até as décadas de 1970 e 1980 ficou marcado pela intervenção estatal, em que o Estado passou a ser regulador e empreendedor de todas as atividades do setor, e pelo afastamento do investimento proveniente de empresas privadas. Além disso, durante esse intervalo de tempo foram originadas instituições importantes para o desenvolvimento do setor elétrico, como o Ministério de Minas e Energia (MME), o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e a Eletrobrás. (CUBEROS, 2008)

O modelo estatal funcionou adequadamente até meados da década de 1970, que ainda contou com o início de construções importantes como grandes sistemas de transmissão em 440 e 500

kV, e usinas de geração de energia elétrica como a nuclear, de Angra I, e a hidrelétrica, de Itaipú. A expansão do setor elétrico era notória, havendo um grande crescimento na capacidade de produção do país, que praticamente duplicou entre 1966 e 1972, e contou com um aumento ainda maior entre os anos de 1972 e 1980, chegando a marca de mais de 31 GW. As empresas também passaram por um processo de nacionalização, sendo a maioria delas adquiridas pela Eletrobrás – empresa estatal. O mesmo ocorreu com a Light, maior empresa do setor elétrico até então, em 1979. Assim, o investimento privado era direcionado apenas a pequenas empresas. (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000)

A década de 1980, todavia, foi marcada por uma grave crise no setor elétrico, causada por, entre outros fatores, a aplicação de tarifas visando o combate à inflação no país e a ocorrência de uma série de dívidas por parte de empresas do setor. Com o fato do Estado não conseguir manter sua capacidade de desenvolver o sistema elétrico e com experiência de outros países da criação de um mercado de energia mais competitivo, com o intuito de aumentar a eficiência das empresas, houve, na década seguinte, um processo de privatização no setor elétrico brasileiro. (CUBEROS, 2008)

Dessa forma, no início da década de 90 do século XX houve o início da determinação de medidas para uma reforma no setor elétrico, baseada em, como já mencionado, privatizações de serviços, com a justificativa de que as empresas estatais não estavam realizando suas funções de maneira eficiente, visando, assim, um acréscimo na eficácia dos agentes do setor. Nesse sentido, algumas das providências tomadas foram: a promulgação do Plano Nacional de Desestatização (PND), por meio da Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, que, como o próprio nome indica, promove medidas visando a privatizações de instituições; a Lei Eliseu Resende (Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993), que “dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.” (BRASIL, 1993); a Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995), que proporcionava a participação de empresas privadas em serviços do setor elétrico por meio de licitações públicas; a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que definiu algumas regras para a concessão de serviços públicos e estabeleceu a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), permitindo grandes consumidores um livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e, por fim, a fundação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão de fundamental importância no setor elétrico até os dias atuais, por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. (DIAS, 2023; MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000)

Prosseguindo com a reforma do setor elétrico, entre os anos de 1996 e 1998, foi implementado o Projeto RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, que foi um programa responsável por reformular a regulação do setor, determinando medidas que, apesar de aperfeiçoadas com o tempo, compõem as bases do mercado de eletricidade até os dias atuais. O projeto foi criado pelo Ministério de Minas e Energia e foi contratada a empresa inglesa *Coopers & Lybrand* para uma consultoria no processo de constituição das normas. O RE-SEB visava garantir que o setor fosse eficiente em termos econômicos e que houvesse investimentos suficientes para o desenvolvimento do segmento. Nesse sentido, pretendeu-se restringir as funções do governo como agente setorial, assegurando uma função apenas de captação de

investimentos. Ademais, buscou-se a implementação gradual de um mercado livre de energia elétrica, estabelecendo competição na atividade de geração, além da privatização e da fragmentação de empresas verticalizadas. Por fim, foram instituídos, por meio da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que era o órgão incumbido pela coordenação e controle da operação do setor elétrico, e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente para a livre negociação e contratação de eletricidade pelos agentes geradores e distribuidores. (BEZERRA, 2020)

Apesar das alterações promovidas pelo Projeto RE-SEB, a capacidade de fornecimento de energia elétrica no país se tornava insuficiente frente à crescente demanda de eletricidade, ocasionando uma crise energética no ano de 2001. Isso se deu, entre outros motivos, pelo atraso da entrada em operação de obras de geração, pelo mau planejamento e organização das instituições do segmento elétrico e pela falta de investimento no setor, tanto de capital privado quanto estatal, principalmente em novas unidades geradoras e linhas de transmissão. A crise ocasionou uma redução no crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) do país de 4,4%, em 2000, para 1,3%, em 2001. A crise, também conhecida como o “Apagão de 2001” leva esse nome pois o desequilíbrio entre geração e consumo foi tão grave de tal maneira que foi necessário pôr em ação um plano para gestão de crise que contava com racionamento de energia elétrica tanto para clientes industriais quanto residenciais. (PÊGO FILHO *et al.*)

Esse conjunto de fatores levou à vulnerabilidade do sistema, havendo a necessidade de uma nova reestruturação. Com isso, foi lançado, no ano de 2004, o Novo Modelo do Setor Elétrico, que manteve a estrutura do Projeto RE-SEB (apesar de conter modificações importantes) e estabeleceu a base do setor elétrico brasileiro até os dias atuais. Esse modelo tinha como objetivos: a segurança do fornecimento de energia, visando a reduzir o risco de crises de racionamento como a dos anos anteriores, por meio da implementação de medidas para controlar a oferta e demanda de energia; a redução tarifária, efetuando leilões buscando menores preços de aquisição de eletricidade por parte dos consumidores; e fazer a eletricidade ser mais acessível à população, elaborando mais linhas de transmissão e distribuição com o intuito de levar a energia elétrica a consumidores com menor poder aquisitivo. (SANTOS, 2016)

Para isso, foram promulgadas as Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004, que fundou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - instituição que elabora estudos visando o planejamento a longo prazo do setor elétrico - e estabeleceu regras para a comercialização de eletricidade, trazendo mudanças significativas para o setor, respectivamente. Um dos grandes objetivos do Novo Modelo era a desagregação do setor elétrico, que era baseado em uma estrutura verticalizada e, a partir das novas normas vigentes, teve suas atividades sendo operadas de maneira independente. Esse fato foi o responsável pela criação de um novo agente no mercado elétrico: o comercializador. Este, tinha o poder de comprar e vender energia sem uma unidade de produção ou consumo, apenas atuando como um agente intermediador, tendo “acesso livre” às redes de distribuição e transmissão. (CUBEROS, 2008; RIBEIRO, 2011)

Ademais, na Lei nº 10.848, citada acima, também foi determinada a fundação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que tinha o papel de garantir a segurança do

suprimento de energia elétrica, acompanhando continuamente o cenário elétrico, e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – o que resultou na extinção do MAE – sendo o órgão responsável pela efetuação das negociações de compra e venda de eletricidade no país. Dessa forma, os contratos negociados livremente deveriam ser homologados (assim como qualquer agente atuante na comercialização) nesta instituição. (SANTOS, 2016)

Com a pretensão de estabelecer e desenvolver um mercado mais competitivo de energia elétrica, foram criados, por meio do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, dois ambientes para negociação de eletricidade: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde participam os consumidores cativos, que têm sua eletricidade fornecida pela concessionária de sua região, com tarifas reguladas por órgãos governamentais, sem liberdade de negociação, sendo contratada a energia elétrica por meio de leilões públicos entre distribuidoras e geradoras; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde participam os consumidores livres, que negociam a energia elétrica de forma livre com as geradoras, por meio de contratos bilaterais. Assim, a figura do consumidor livre foi alvo de mudanças, tendo cada vez mais incentivos para a adoção desse tipo de consumo. Inicialmente, poderiam participar do ACL apenas aqueles alimentados por tensão superior a 69 kV e com demanda contratada acima de 10 MW. No entanto, esses requisitos foram flexibilizados com o tempo, sendo que, atualmente, podem ser configurados como consumidores livres, qualquer unidade consumidora do grupo A, ou seja, com tensão de alimentação igual ou superior a 2,3 kV, independentemente da demanda contratada. (BEZERRA, 2020; DIAS, 2023)

Todo esse processo de desenvolvimento teve grande importância no estabelecimento do setor elétrico brasileiro como está definido atualmente, sendo as normas definidas no Novo Modelo a base regulatória para o setor elétrico até os dias atuais, apesar de terem sofrido algumas modificações com o passar dos anos, como é evidente. Assim, o setor passou por um amplo domínio estatal, posteriormente por políticas de desestatização, culminando no que se encontra hoje, com ambientes de contratação livre e regulado, que serão explorados com maior detalhamento no próximo capítulo.

2.4 Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

Conforme o processo histórico apresentado, o desenvolvimento promovido pelas medidas do Novo Modelo proporcionou o estabelecimento da estrutura base do setor elétrico brasileiro até os dias atuais, tendo como objetivos de serviço a confiabilidade do suprimento, a modicidade tarifária e a universalidade. Ademais, o SEB também é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema de produção e transmissão de eletricidade que interliga praticamente o país inteiro, garantindo maior segurança e confiabilidade no atendimento. Dessa forma, o SIN se caracteriza como sendo um dos sistemas mais complexos do mundo, devido tamanha extensão territorial do país. A estrutura institucional do SEB pode ser vista por meio da Figura 6. (SANTOS, 2016)

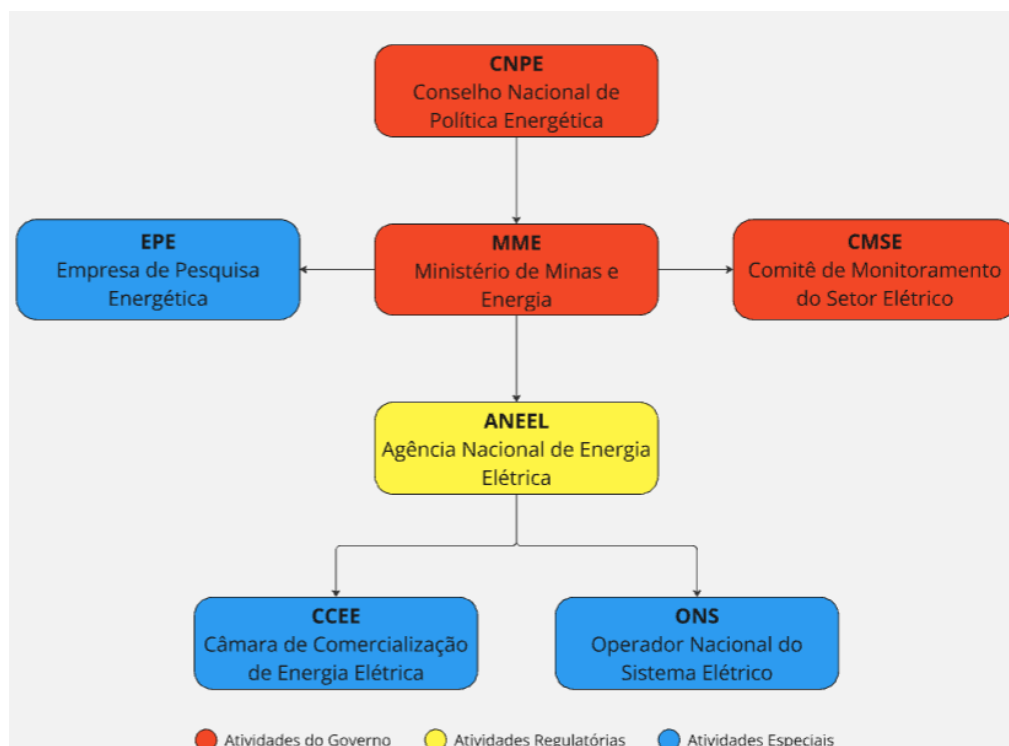


Figura 6 – Estrutura institucional do Setor Elétrico Brasileiro (Elaboração Própria)

O Setor Elétrico Brasileiro é formado por agentes institucionais, exibidos na Figura 6, que têm responsabilidades e funções específicas de cunho político, regulatório, fiscalizatório e de planejamento que, em conjunto, têm o intuito de gerenciar as atividades e promover o funcionamento adequado do setor. Além desses, há, também, agentes econômicos, que exploram as atividades no âmbito econômico em si. Todas essas entidades, bem como as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização serão expostas a seguir. (SANTOS, 2016)

2.4.1 Agentes institucionais do setor

Conforme exposto na Figura 6, o primeiro agente institucional apresentado é o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), instituído pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e é o órgão responsável por assessorar o presidente da República em temas relacionados à elaboração de políticas nacionais e diretrizes energéticas. A entidade é presidida pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e tem como alguns de seus objetivos garantir que o fornecimento de eletricidade seja realizado da maneira adequada em todas as áreas do país e assegurar um melhor aproveitamento dos recursos energéticos da nação, indicando medidas a serem executadas pelo governo federal com auxílio técnico das agências reguladoras, caso necessário. (MME, 2024a)

A seguir, apresenta-se o Ministério de Minas e Energia (MME), fundado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, que é o órgão do governo federal responsável pela definição e aplicação das políticas energéticas no país, além de atuar no planejamento do setor energético nacional, na

formulação de medidas e no monitoramento visando garantir a segurança de fornecimento de eletricidade, entre outras atribuições. O CNPE, entidade exposta anteriormente, e o CMSE, que será exibida a seguir, são órgãos de responsabilidade do MME. Além da atuação no campo elétrico, o MME também é responsável por outras áreas, tendo secretarias responsáveis pelo petróleo, gás natural e biocombustíveis ou pela geologia, mineração e transformação mineral. (MME, 2024b)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), como já mencionado, também é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, tendo sido fundado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com a função de controlar e analisar a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético no país. Ademais, a instituição também é responsável por monitorar as atividades básicas do setor, bem como a importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e derivados, examinando as condições do fornecimento de energia e atuando com ações preventivas, caso necessário. (MME, 2024c)

As três entidades exibidas fazem partes das atividades de cunho governamental. Ao contrário delas, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desempenha uma função regulatória no setor elétrico. Ela foi fundada, como já exposto anteriormente, por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e tem como responsabilidades a regulação das atividades básicas do setor, a fiscalização de serviços de energia elétrica, a implementação de políticas e diretrizes no âmbito energético, a determinação das normas tarifárias, a definição de padrões de qualidade de atendimento, etc. De modo sucinto, a ANEEL é uma instituição incumbida de regular e fiscalizar o setor elétrico, com um grande campo de atuação e que executa suas atividades de modo independente, isto é, sem submissão hierárquica a órgãos políticos. (ANEEL, 2024a)

Para finalizar, explanar-se-á as três entidades restantes que realizam as chamadas “atividades especiais”. Primeiramente, há a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que presta serviços ao MME, tendo a função de efetuar estudos relacionados ao setor elétrico visando estabelecer um suporte técnico para medidas de planejamento e operação do SEB. A instituição foi fundada por meio da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, e além das atribuições já mencionadas, ela também é encarregada de elaborar pesquisas com o intuito desenvolver planos de expansão do SEB no curto, médio e longo prazo, bem como pesquisas para um melhor aproveitamento da matriz elétrica brasileira. Um dos trabalhos publicados pela EPE anualmente é o Balanço Energético Nacional (BEN), documento de grande relevância no segmento elétrico no país. (EPE, 2024a)

O Operador Nacional do Sistema (ONS) foi criado por meio da Lei nº 9.648, de 26 de agosto de 1998, e é uma instituição que atua sob fiscalização e regulação da ANEEL, sendo responsável pela administração do SIN e pelo planejamento da operação otimizada do setor elétrico. Tem como atribuições planejar e controlar o despacho de eletricidade de maneira eficiente e otimizada, coordenar a operação do SIN, determinando regras a serem seguidas, planejando a expansão do sistema com o menor custo e assegurar que os agentes do setor tenham acesso às redes de transmissão e distribuição. (ONS, 2024a)

Por fim, o último agente institucional a ser explanado é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que, assim como a anterior, também é regulada e fiscalizada pela ANEEL. A CCEE tem a função de promover a viabilização da comercialização de energia elétrica no país, realizando os leilões de compra e venda de eletricidade. Ademais, ela efetua a gestão de contratos nos ambientes de contratação ACR e ACL e também atua na contabilização das operações financeiras no Mercado de Curto Prazo (MCP) e do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), conceitos que serão abordados com maior detalhamento no capítulo seguinte. Em suma, a entidade trabalha como operadora do mercado de eletricidade brasileiro, sendo responsável pelo equilíbrio operacional do setor de comercialização de energia elétrica. (CCEE, 2024a)

2.4.2 Atividades do SEB

O Setor Elétrico Brasileiro, além de contar com a presença dos agentes já apresentados, é composto por 4 atividades essenciais: a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Cada uma dessas partes deve seguir determinados padrões de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança, e custo financeiro. Dessa maneira, percebe-se que o bom e correto funcionamento de cada uma das etapas mencionadas mostra-se imprescindível para um desempenho adequado do sistema como um todo. Portanto, a seguir será explorado quais as especificidades de cada um desses serviços e quais os impactos no SEB. (PINTO, 2014)

2.4.2.1 Geração de eletricidade – Brasil

A geração pode ser definida como a transformação de um tipo de energia em energia elétrica. O tipo de energia a ser convertida em eletricidade depende das fontes primárias, que podem ser classificadas em renováveis e não renováveis. O Brasil possui uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com ampla relevância da fonte hídrica, tendo a Usina Hidrelétrica de Itaipú como principal nome. A usina conta com 20 unidades geradoras e 14.000 MW de potência instalada, estando entre as três maiores do mundo em capacidade instalada, e sendo capaz de fornecer, sozinha, 8,7% da energia consumida em todo o país, além de parte da energia que é destinada para o Paraguai (capaz de suprir cerca de 86,4% da energia consumida no país). (ITAIPÚ, 2024)

O termo hidroeletricidade se refere à geração de eletricidade por meio da conversão da energia cinética da água em energia potencial mecânica, que acionará um conjunto turbina-gerador e, assim, produzirá eletricidade. A hidroeletricidade é uma tecnologia já consolidada, que vem produzindo energia confiável a preços bem competitivos há aproximadamente um século. Entre as energias renováveis, a hidroeletricidade continua sendo a maior fonte para o setor elétrico e é uma das mais eficientes, em termos de conversão, entre todas as fontes de energia. Essa tecnologia precisa de um investimento inicial relativamente alto, porém tem um longo tempo de vida útil (de 50 a 100 anos), aliado a baixos custos de operação e manutenção.

Aqui, estamos tratando de um recurso local, a água do rio, que não é dependente das variantes do mercado, como é o caso dos combustíveis fósseis, o que termina gerando uma consequência positiva ao assegurar uma estabilidade financeira. (PINTO, 2014, p.25)

A Figura 7 mostra a matriz elétrica brasileira no ano de 2022:

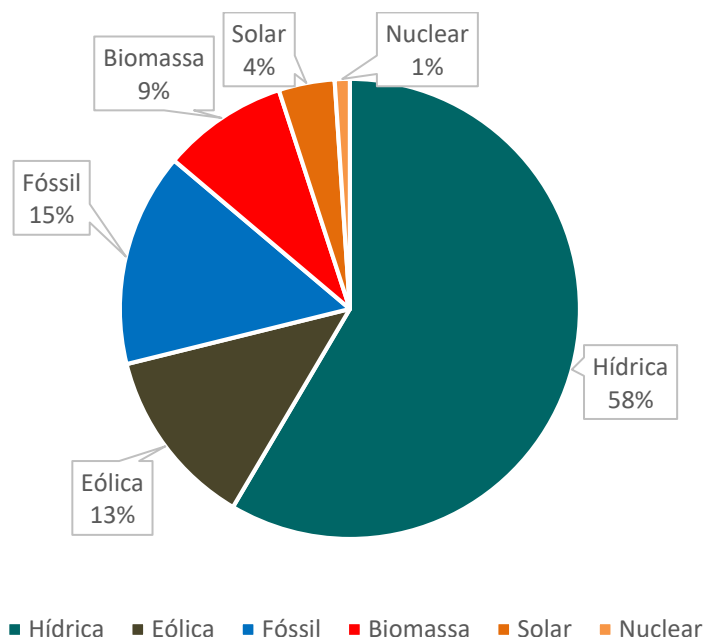


Figura 7 – Matriz elétrica brasileira em 2022 (Adaptado de: EPE, 2023)

Como pode ser observado por meio da Figura 7, além da fonte hídrica, que é responsável por 58% da capacidade de geração do país, há outras fontes renováveis de energia, como a energia eólica, que participa com uma parcela significativa de 13%, seguida pela biomassa, com 9%, e a solar, com 4%. Além dessas fontes renováveis, há, também, uma presença relevante de fontes não renováveis, provenientes de combustíveis fósseis, com cerca de 15%. Ainda que esse percentual vem diminuindo com o passar dos anos, atualmente a matriz elétrica do Brasil conta com produção de gás natural (9%), petróleo (4%) e carvão mineral (1,58%), além de ter também produção nuclear, com uma participação por volta de 1%. (EPE, 2023)

A diminuição da contribuição percentual das fontes não renováveis na matriz elétrica brasileira foi ocasionada não pela diminuição da capacidade instalada dessas fontes, que são utilizadas em usinas termelétricas (com exceção da nuclear), mas sim pelo grande aumento da participação de fontes sustentáveis como eólica e solar. A Figura 8 exibe a matriz elétrica brasileira no ano de 2013. (EPE, 2023)

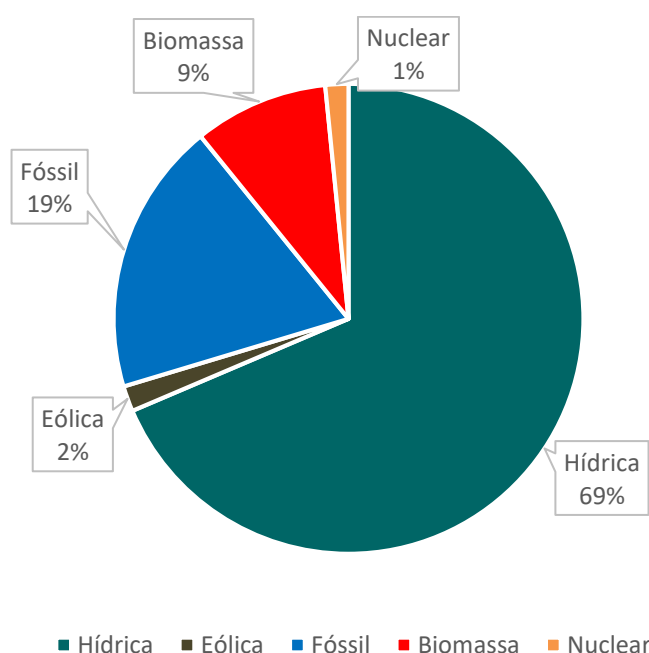


Figura 8 – Matriz elétrica brasileira em 2013 (Adaptado de: EPE, 2023)

Percebe-se que, percentualmente, a fonte hídrica diminuiu sua parcela com o passar dos anos, bem como a geração elétrica oriunda de combustíveis fósseis. Apresenta-se, agora, os números absolutos, em MW, da capacidade instalada para geração elétrica, segregados por fonte energia, por meio da Tabela 4.

Tabela 4 – Capacidade instalada por fonte (EPE, 2023)

Fonte	Capacidade instalada em 2013 (MW)	Capacidade instalada em 2022 (MW)
Hídrica	86.018	109.720
Eólica	2.202	23.744
Fóssil	23.590	28.172
Biomassa	11.601	16.584
Solar	5	7.387
Nuclear	1.990	1.990
TOTAL RENOVÁVEL	99.826	159.425
TOTAL	125.406	187.597

Como mencionado, as fontes de energia não renováveis tiveram sua capacidade de produção aumentada com o passar dos anos. No entanto, esse acréscimo não foi tão acentuado quando comparado ao crescimento das capacidades de geração eólica e solar, com um incremento de cerca de 21,5 MW, para a eólica, e, praticamente total, para a solar. Dessa forma, nota-se que, há cerca de 10 anos, o país possuía uma matriz elétrica pouco diversificada, com uma significativa participação de energias não renováveis e muito dependente da fonte hídrica. Todavia, ao longo dos anos, o setor foi desenvolvido e, atualmente, como mostra a Figura 7, a nação conta com uma matriz elétrica diversificada, ainda dependente da hídrica, é fato, mas

com parcelas significativas de produção eólica e solar, totalizando cerca de 84% da capacidade instalada, de energias renováveis. (EPE, 2023)

O acréscimo da geração solar no Brasil, além de ser oriundo da instalação de novas usinas fotovoltaicas, também é proveniente da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD). No segmento da geração, há 3 tipos de agentes econômicos: os Concessionários de Serviço Público de Geração, que recebem do Poder Concedente a outorga para exploração dos serviços de geração, por meio de licitações; o Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), instituído por meio da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que é caracterizado por ser um empreendimento privado com autorização para prestar serviços de geração de energia elétrica, criado como uma forma de reduzir o investimento estatal no setor de produção, podendo a eletricidade gerada ser comercializada no ambiente regulado ou livre; e o Autoprodutor (AP), que recebe autorização para gerar eletricidade para atender às suas próprias necessidades, podendo ser comercializado seu excedente. (CCEE, 2024b; ANEEL, 2024b)

Com o estabelecimento do Autoprodutor, houve a definição dos conceitos de Microgeração e Minigeração Distribuída. O mercado de autoconsumo no Brasil foi iniciado em 2012, por meio da Resolução Normativa REN 482, de 17 de abril, da ANEEL. Essa regulação definiu as principais normas envolvendo a Geração Distribuída (GD), que, posteriormente, foram aperfeiçoadas pela REN 687, de 24 de novembro de 2015, impondo potências máximas por divisões de categoria, sendo 75 kW para sistemas de microgeração e de 5 MW para minigeração. (ANEEL, 2024c)

De acordo com a ANEEL, a geração distribuída pode ser definida como:

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachada – ou não – pelo ONS. (ANEEL, 2024b, n.p.)

Ademais, a REN 482 também definiu um sistema de compensação, em que a Unidade Consumidora pode injetar a eletricidade excedente gerada em sua instalação na rede de distribuição e receber vantagens por isso. Inicialmente, essa compensação se dava na modalidade de 1 para 1, isto é, a cada 1 W injetado na rede, 1 W era descontado da fatura. No entanto, esse sistema foi deixando de ser benéfico quando a compensação deixou de ter essa característica e passou a compensar em quantidades menores, por meio de uma revisão da REN482, em outubro de 2019. Posteriormente, no início do ano de 2022, foi sancionada a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro, que estabelece um Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE da GD, que é atualmente empregado no país, e garante uma maior segurança jurídica aos usuários, sejam eles produtores ou consumidores. Tais conceitos ainda serão explorados nos capítulos seguintes. (ANEEL, 2024c)

2.4.2.2 Transmissão de eletricidade – Brasil

A atividade da transmissão consiste em usufruir de linhas de transmissão (LTs) para transportar a energia elétrica produzida na etapa anterior até as redes de distribuição, interligadas por meio de subestações – ou para consumidores alimentados em alta tensão. Além disso, também são responsáveis por conectar os diversos pontos dentro do SIN, para que, mesmo em casos de falha, o fornecimento de energia elétrica não seja comprometido. A transmissão de energia elétrica é feita em altos níveis de tensão com intuito de reduzir as perdas de potência ao longo do trajeto. Dessa forma, no Brasil, os níveis utilizados para tensão de transmissão estão no intervalo de 138 kV até 800 kV. (MENEZES, 2015; ONS, 2024b)

As LTs são formadas por componentes como torres, condutores de fase, cabos para-raios e isoladores. As torres dão apoio às linhas de transmissão e aos demais componentes, distanciando-os do solo. Os condutores normalmente utilizados são os cabos ASCR (*Aluminium Conductor Steel - Reinforced*), também conhecido como cabo de alumínio com alma de aço (CAA), podendo também ser aplicado o cobre, a depender de fatores como o preço, o nível de isolamento, as perdas, entre outras características desejadas em cada caso específico. Os cabos para-raios são usados por questões de segurança e para evitar o desligamento da rede, interceptando as descargas atmosféricas através das estruturas. Por fim, os isoladores, além de evitar a existência de corrente de fuga dos condutores ao solo, isolando a torre, também são importantes na sustentação mecânica dos cabos. Normalmente são feitos de porcelana, mas também podem ser de vidro ou polímeros. (MENEZES, 2015)

Ademais, quando refere-se ao tipo de corrente empregado no processo de transmissão, pode-se dizer que normalmente é utilizada a corrente alternada (CA), por conta do uso de transformadores, imprescindíveis na mudança dos níveis de tensão, ser feito em CA, além de que a energia elétrica é, usualmente, gerada também em CA. No entanto, o processo de transporte também pode ser realizado em corrente contínua (CC), principalmente em longas distâncias (maiores de 600 km), diminuindo as perdas por conta da ausência do comportamento capacitivo ou indutivo. Em suma, o fator decisivo para o tipo de corrente empregada é o custo operacional e dos componentes. (PINTO, 2014)

A transmissão de energia é considerada um monopólio natural, não sendo um ambiente para competição e sim, marcado por uma ampla regulação. Os agentes do setor são empresas concessionárias de serviço público, incumbidas de efetuar o planejamento e operação das redes, bem como a manutenção das instalações associadas ao serviço. Essas responsabilidades são determinadas por meio de contratos de concessão com a ANEEL, que atua como representante do poder concedente. Dessa forma, os agentes devem cumprir os deveres definidos nos regulamentos visando garantir um processo de transmissão seguro e com alta confiabilidade. (BASTOS, 2012)

Como já abordado, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de produção e transporte de eletricidade e, portanto, está intimamente ligado à atividade de transmissão. Ele é formado por 4 subsistemas, englobando as regiões geográficas do país: Sul, Sudeste/Centro-Oeste,

Nordeste e Norte. Dessa forma, o intercâmbio de eletricidade entre as regiões do Brasil se dá de forma mais acessível, visto que o fornecimento a um determinado local do país não dependerá apenas das usinas que se encontram nas redondezas. Dessa forma, há uma maior segurança na transmissão, proporcionando, assim, uma maior estabilidade e confiabilidade do sistema, diminuindo os custos associados à atividade. (OLIVEIRA, 2021)

No entanto, apesar de conectar praticamente todo o território brasileiro, a rede de transmissão do Brasil ainda é considerada pouco malhada, especialmente quando comparada a sistemas mais interconectados, como os da Europa ou dos Estados Unidos. Isso significa que existem áreas com poucas redundâncias e rotas alternativas limitadas para o fluxo de eletricidade, o que pode causar vulnerabilidades no sistema elétrico. Ademais, o SIN, por dificuldades geográficas, não atende toda a região Norte. Para isso, foram criados os Sistemas Isolados, que alimentam apenas cerca de 1% da carga de toda a nação. A seguir apresenta-se a Figura 9, que mostra o mapa brasileiro com todas as linhas de transmissão pertencentes ao SIN, e a Tabela 5, que exibe os dados de comprimento das LTs do SIN de cada nível de tensão. (OLIVEIRA, 2021)

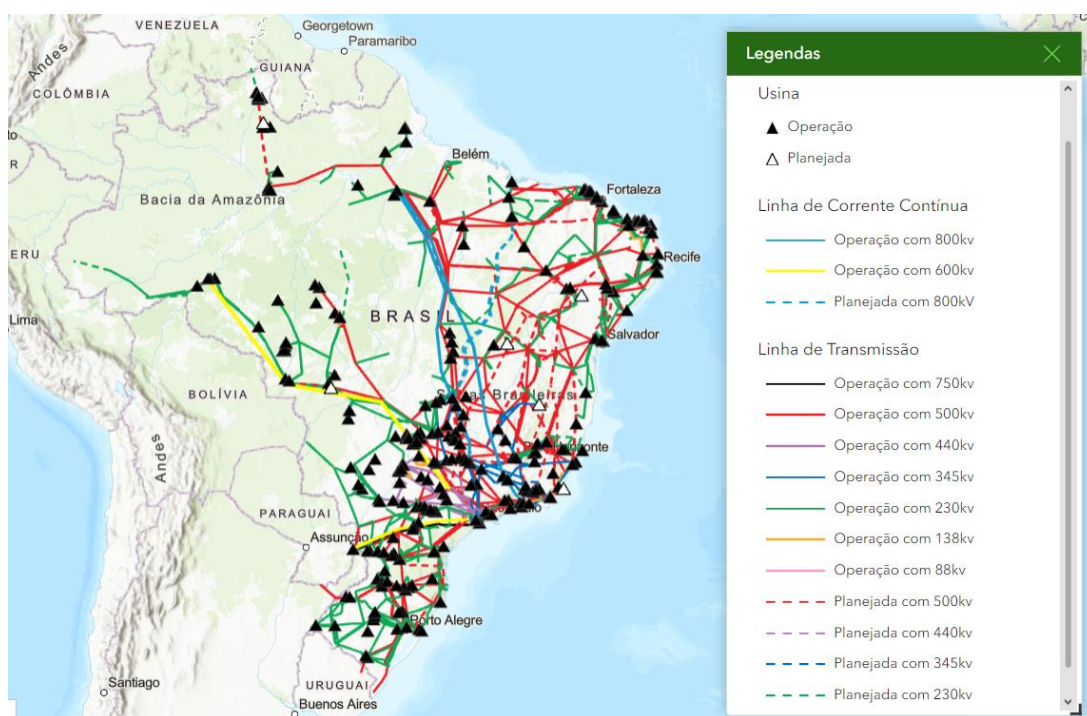


Figura 9 – Mapa do SIN (ONS, 2024b)

Tabela 5 – Extensão das LTs do SIN (ONS, 2024b)

Nível de tensão	Comprimento atual (2023)	Comprimento projetado em 2028
230 kV	64.265 km	69.070 km
345 kV	10.597 km	10.744 km
440 kV	7.061 km	7.072 km
500/525 kV	69.247 km	91.192 km
600 kV	9.544 km	9.544 km
750 kV	1.722 km	1.722 km
800 kV	9.204 km	10.671 km
TOTAL	171.640 km	200.015 km

Consegue-se perceber, portanto, que o território brasileiro, com exceção de algumas partes da região norte, está totalmente interligado, assegurando que a energia elétrica produzida seja transportada de maneira eficiente e segura por toda extensão do país. Ademais, de acordo com a ONS, no ano de 2023, o SIN contava com 171.640 km de linhas de transmissão totais, sendo as mais utilizadas as de 230 kV e 500/525 kV. Esse número, no entanto, pretende-se receber um acréscimo com o passar dos anos, chegando a um comprimento prévio total de cerca de 200 mil km, no ano de 2028. Por fim, faz-se necessário uma forte regulamentação e um adequado planejamento para que a confiabilidade do SIN seja cada vez maior, garantindo o fornecimento de eletricidade da maneira correta. (ONS, 2024b)

2.4.2.3 Distribuição de eletricidade – Brasil

A atividade de distribuição é a interligação entre o sistema de transmissão/geração com as instalações dos consumidores finais. Essa ligação é de responsabilidade de empresas distribuidoras, que são encarregadas pela operação de redes elétricas desde a subtransmissão (entre 69 kV e 138 kV) até as redes de baixa tensão, que estão presentes nos postes e alimentam a grande maioria das residências. Para isso, as empresas utilizam subestações, a fim de reduzir os níveis de tensão para o valor adequado. Ainda, o processo de distribuição pode ser dividido em duas partes: distribuição primária e distribuição secundária. A primeira opera na média tensão, entre 2,3 kV e 44 kV, e alimenta os consumidores do grupo A, que demandam uma potência maior, podendo ser indústrias ou shoppings, por exemplo. Já a segunda se caracteriza por níveis baixos de tensão, entre 110 V e 440 V (dependendo da região), levando eletricidade aos consumidores do grupo B, que demandam uma potência menor, como as residências. (ANEEL, 2008)

Para realizar as mudanças nos níveis de tensão, são utilizados transformadores, tanto nas subestações de distribuição, que reduzem a tensão de subtransmissão para a média tensão (sendo 13,8 kV a mais comum), quanto nos próprios postes das cidades, que adequam os níveis de tensão para o fornecimento em baixa tensão, para domicílios, pequenos comércios e, até mesmo, iluminação pública. Além de transformadores, os sistemas de distribuição também

necessitam de equipamentos de medição, proteção e manobra, que podem ser, de maneira geral, disjuntores, chaves seccionadoras, fusíveis e relés. (OLIVEIRA, 2021)

Assim como na atividade anterior, a distribuição se caracteriza por ser um monopólio natural, sendo fortemente regulada. Dessa forma, os agentes presentes na atividade da distribuição são as empresas concessionárias de serviço público, distribuidoras de energia elétrica, que devem atender a demanda dos consumidores cativos, prestando serviços dentro da sua área de concessão com as tarifas e condições de fornecimento devidamente reguladas pela ANEEL. Além das distribuidoras concessionárias, há, também, as permissionárias de distribuição, que geralmente são cooperativas de pequeno porte que prestam serviço no campo da distribuição da eletricidade, normalmente em regiões mais distantes de centros urbanos. (ANEEL, 2008)

Essencialmente a distribuição é a parte final de todo o percurso da energia elétrica, que é produzida nas centrais geradoras, é transmitida por longas distâncias e, por fim, é distribuída aos consumidores. Contudo, com o passar dos anos esse cenário foi sendo alterado, pois, conforme já exposto, houve uma ampla adesão da Geração Distribuída, modificando o caminho previamente unidirecional da eletricidade, em diversos centros geradores menores inseridos nas próprias redes de distribuição. De acordo com dados da ANEEL (2024c), em agosto de 2024 a GD já representava mais de 31 GW de potência instalada, com quase 4 milhões de Unidades Consumidoras (UCs), sendo, maioria delas por meio da instalação de painéis fotovoltaicos. (ABRADEE, 2024)

Com isso, percebe-se que o setor de distribuição deve ser (e está sendo) atualizado, pois, essas mudanças acarretam em, por exemplo, inversões do fluxo de potência, que devem ser geridas do melhor modo possível pelas concessionárias de energia. Assim, o segmento deve procurar maneiras de solucionar possíveis problemas e se adaptar a tais transformações de maneira orgânica, mantendo a segurança e a confiabilidade do fornecimento. (ABRADEE, 2024)

2.4.2.4 Comercialização de eletricidade – Brasil

A atividade de comercialização é muito importante para o funcionamento adequado do setor elétrico brasileiro, apesar de não estar associada a ligações de estruturas físicas como os segmentos já explanados. O estabelecimento da comercialização como funciona nos dias atuais é algo relativamente novo quando comparado às outras atividades do setor, sendo diretamente relacionada ao RE-SEB e, principalmente, ao Novo Modelo do Setor Elétrico. (LOPES, 2023)

A celebração do primeiro contrato de comercialização de eletricidade no mercado livre, em 1999, é um marco importante para o Setor Elétrico Brasileiro. Criado no âmbito do então novo modelo do setor elétrico brasileiro, o mercado livre permitiu que parte dos consumidores pudessem escolher, livremente, o seu fornecedor de energia elétrica, respeitadas condições de demanda e tensão de fornecimento. [...] o primeiro passo foi tomado no ano de 1999 através do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica firmado entre a Carbocloro e a Copel, com a interveniência da

Tradener, a primeira comercializadora de energia elétrica do Brasil.
(CARNEIRO *et al*, 2019, p.1)

No entanto, apesar do primeiro contrato ter sido firmado ainda no século passado, apenas no ano de 2004 que a estrutura foi determinada da maneira em que se conhece atualmente. Como já exposto, a comercialização de energia elétrica é formada por dois ambientes, o Ambiente de Contratação Regulado e o Ambiente de Contratação Livre.

No primeiro são efetuadas operações de compra e venda entre agentes da geração e distribuição, por meio de leilões promovidos pela CCEE estabelecendo Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). A energia é, então, repassada pela concessionária de energia para seus consumidores cativos, em um ambiente totalmente regulado e com tarifas fixadas pela ANEEL. No ACR, a modicidade tarifária e a tarifa justa para todos são objetivos primordiais, tendo como critério nos leilões, o menor preço. Nesse caso, cada unidade consumidora deve pagar apenas uma fatura de energia por mês, que englobam os serviços de distribuição e de geração, bem como as tarifas reguladas pelo Governo. (BEZERRA, 2020)

Já no ACL, as operações de compra e venda são efetuadas por meio de contratos bilaterais negociadas livremente, conforme regras e registro na CCEE. Dessa forma é firmado um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), que pode ser diretamente entre geradores e consumidores, ou pela intermediação de uma empresa comercializadora. Assim os consumidores livres pagam, por unidade consumidora, uma fatura referente aos serviços de distribuição para a concessionária distribuidora da região onde está localizado e uma (ou mais) fatura referente a compra da energia em si, com o valor acordado com a comercializadora. (BEZERRA, 2020)

Dessa maneira, a CCEE não atua como uma empresa comercializadora, sendo apenas o agente responsável pelos registros dos contratos de compra e venda de energia, viabilizando a comercialização no SIN. A empresa é incumbida, também, por realizar os leilões de energia, definir procedimentos de comercialização, manter os registros de contratos do ACR e ACL e coletar os dados de medição, realizando o levantamento das diferenças entre o mundo físico e o mundo comercial. Isso ocorre pois, no ACL, um consumidor pode negociar contratos com centrais geradoras (por meio de comercializadoras ou não) de qualquer local do país, podendo estar longe fisicamente da UC que a contratou. Dessa forma, há a necessidade de manter o equilíbrio entre o âmbito “real” e comercial, atribuição, também, da CCEE. Atualmente, a instituição já conta com mais de 15 mil agentes associados, e mais de 75 mil medidores conectados. (CCEE, 2024a)

A CCEE, portanto, se relaciona com agentes econômicos que fazem parte do setor da comercialização, são eles: os comercializadores; os consumidores; o importador; e o exportador. Na primeira categoria, há o Comercializador de Energia Elétrica, que são empresas autorizadas a comprar a energia de geradoras por meio de contratos bilaterais, no ACL, e vender para consumidores livres no ACL ou, até mesmo, para distribuidoras no ACR. E, também, o

Comercializador Varejista de Energia Elétrica, que se assemelha com o anterior, com a diferença que, no caso anterior (também chamado de Comercializador Atacadista), o consumidor que firmou contrato com a comercializadora deve ser um agente da CCEE, com obrigações e deveres. Na situação de um comercializador varejista, os consumidores não precisam ter nenhum tipo de vínculo com a CCEE, reduzindo a burocracia para o usuário. Os consumidores podem ser divididos em livre ou especial, sendo que ambos têm o direito de negociar e contratar livremente sua eletricidade no ACL. Historicamente, havia restrições quanto à demanda mínima contratada pela UC para ser inserida ao mercado livre, que foram flexibilizadas com o tempo, e que, por meio da Portaria Normativa nº. 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, para ser um Consumidor Livre de Energia Elétrica, basta sua Unidade Consumidora ser do grupo A, isto é, com tensão de alimentação maior ou igual a 2,3 kV. No caso do Consumidor Especial de Energia Elétrica, a diferença é apenas que a energia adquirida deve ser oriunda de fontes renováveis. Por fim, os importadores e exportadores, como os nomes indicam, são agentes que têm autorização para importar eletricidade para abastecer o mercado nacional, e para exportar para países vizinhos, respectivamente. (CCEE, 2024b)

Toda essa composição faz com que o Mercado Livre de Energia se consolide como uma forma potencial de economia, tendo segurança e confiabilidade para negociar a eletricidade por valores justos. O principal ponto positivo desse ambiente é o consumidor ter o poder de escolha do tipo de contrato, duração, valor, para atender melhor as suas expectativas. Atualmente, esse mercado conta com aproximadamente 40 mil UCs, sendo negociado cerca de 40% de todo o consumo no Brasil. (ABRACEEL, 2024)

Segundo Rodrigo Ferreira, presidente-executivo da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel):

A abertura total do mercado de energia elétrica, oferecendo liberdade de escolha para todos os consumidores, incluindo aqueles conectados em baixa tensão, como os residenciais, é fundamental para democratizar os benefícios do mercado livre e o acesso à energia barata e renovável, libertando um “Brasil Esquecido” formado principalmente pelas classes C e D, bem como pequenas indústrias e comércios, fundamentais para o desenvolvimento do país. (ABRACEEL, 2024, n.p.)

Naturalmente, são esperados desafios e dificuldades para a implementação de um mercado totalmente aberto, e, por conta disso, é de crucial importância a determinação de normas e procedimentos a serem seguidos. Um mercado aberto não significa que não há regras, mas indica um ambiente em que se promove a livre concorrência para melhor eficiência do sistema. Estima-se que os consumidores do grupo B podem ser incluídos no ACL até o ano de 2028, demonstrando que, apesar do processo de desenvolvimento ser lento, ele está acontecendo, sendo fundamental para um sistema elétrico mais confiável e adaptado às necessidades dos consumidores e da sociedade como um todo. (LOPES, 2023)

2.5 Conclusões

Ao analisar a evolução histórica dos mercados de energia de Portugal e Brasil, bem como as atuais estruturas de seus respectivos setores elétricos, percebe-se que há diversas similaridades. Ambos sofreram transformações com o intuito de sair de um mercado com forte regulação, fruto de um monopólio estatal, para um mercado aberto com livre concorrência e mais eficiente. Passaram por um processo de desverticalização do setor, em que tiveram suas atividades fragmentadas, com diversas privatizações envolvidas.

No mesmo período temporal, na Europa, eram publicadas as Diretivas Europeias que deram origem aos “três pacotes energéticos” nos anos de 1996, 2003 e 2009. Dessa forma, a partir da década de 90 já eram estabelecidas normativas no sentido de liberalizar o mercado de energia elétrica - posteriormente transformadas em Decretos-Leis com valor legal em Portugal, como o “pacote legislativo de 1995”. Assim como ocorreu no continente europeu, o Brasil também estabeleceu medidas visando a abertura do mercado, que determinavam a desagregação das atividades do setor, tornando-as independentes e, em grande maioria dos casos, privatizadas. Isso ocorreu com o Projeto RE-SEB, entre 1996 e 1998.

A figura de um órgão regulatório também é comum entre os países, com a fundação da ERSE, em 1995, e da ANEEL, em 1996. Ambas têm a função de regulamentar e fiscalizar o setor elétrico, fixando tarifários para compra e venda de energia e, de maneira geral, sendo incumbidas pela organização do setor e exercendo suas tarefas sem a submissão hierárquica de poderes políticos.

Além de instituições com poder regulatório, os países também possuíam outros agentes com outras funções, que também se assemelham quando se faz tal comparação. O conjunto de atuação dessas entidades forma a estrutura do setor elétrico das nações - que engloba as atividades de geração/produção, transmissão/transporte, distribuição e comercialização. Os setores da transmissão e distribuição são fortemente regulados, não sendo ambientes para concorrência. O campo da geração é aberto à competição, com produtores independentes podendo negociar sua energia livremente.

No entanto, no âmbito da comercialização, nota-se algumas particularidades entre os países, apesar de, em sua estrutura base, serem parecidos. Em Portugal, há o MIBEL, que proporciona a integração do mercado português com o espanhol, sendo as operações de compra e venda de eletricidade efetuadas em um mercado totalmente liberalizado, em que qualquer consumidor, desde 2006, tem a possibilidade de negociar livremente, podendo escolher o fornecedor que deseja. Todavia, no Brasil, apesar de, em teoria, ter um mercado em parte liberalizado, ainda há muitas restrições quanto ao direito de inserção no ACL. Esses fatores estão sendo flexibilizados, sendo que, há estimativas de abertura total do mercado no ano de 2028, mas nenhuma normativa que garanta essa hipótese.

Portanto, ao analisar o histórico de evolução do setor elétrico de ambos países e seu enquadramento regulatório, verifica-se que, há diversas semelhanças, tendo processos de

reestruturação em momentos parecidos de suas trajetórias. Notava-se um acompanhamento, com os fatos ocorrendo de forma paralela. Contudo, quando se trata do setor de comercialização, mais especificamente dos mercados de energia, constata-se que houve um atraso significativo por parte do Brasil em determinar a abertura de seu mercado de eletricidade.

É fato que a extensão do sistema elétrico do Brasil é muito maior do que o englobado pelo MIBEL, sendo muito mais complexo e, conseqüentemente, sujeito a maiores adversidades. No entanto, essa abertura proporciona uma maior eficiência ao mercado, com agentes comercializadores e consumidores podendo negociar livremente, promovendo uma competição justa no campo de venda e uma redução das tarifas para os clientes. Dessa forma, com uma diferença estimada de 20 anos entre a liberalização total dos mercados dos dois países, entende-se que há uma demora excessiva para o processo se suceder em território brasileiro. Todavia, o que se pode retirar de vantagens desse atraso é uma espécie de previsão, visto que ao longo de toda história da eletricidade nas nações há diversas similaridades. Assim, supõe-se que possíveis erros ou problemas passados pelo país europeu podem ser evitados na implementação em solo brasileiro.

3 Organização de mercados de eletricidade do Brasil e de Portugal

A definição de mercado, em termos econômicos, é relacionada a um ambiente, seja físico ou virtual, onde os negociantes interagem para determinar o preço e quantia de um dado bem ou serviço a ser transacionado. Trazendo tal conceito para o setor elétrico, entende-se como mercado elétrico o local de compra e venda de eletricidade em que o preço é estabelecido pela interação entre oferta e demanda, de maneira simplificada. É fato que outras condições também afetam o preço de negociação, como a disponibilidade das fontes de energia ou a capacidade do sistema que será entregue a energia elétrica. Portanto, um mercado de energia deve ter confiabilidade, transparência e segurança para que as negociações entre geradores, comercializadores, distribuidores e/ou consumidores ocorram de maneira eficiente. (LOPES, 2023)

Como foi apresentado no capítulo anterior, os setores elétricos das nações estudadas nesta dissertação evoluíram, com características próprias, mas apresentando grande similaridade no desenvolvimento, principalmente no objetivo de satisfazer as necessidades dos consumidores e empresas relacionadas ao fornecimento de eletricidade. Dessa forma, procuram abandonar (em parte ou por completo) o mercado regulado, que exclui a possibilidade de negociação na aquisição da energia elétrica, e aderir ao mercado livre de energia, onde há uma flexibilidade para contratação e, conseqüentemente, melhores oportunidades para os usuários. (SILVA, 2019)

Assim, nota-se que os mercados de energia eram determinados para uma configuração tradicional da rede elétrica, em que havia uma pequena quantidade de produtores estabelecidos de forma centralizada e, de maneira geral, longe dos centros consumidores. No entanto, com a liberalização do setor elétrico, houve, também, um grande incentivo para a geração distribuída, que alterou a configuração dos sistemas elétricos para uma produção

descentralizada, com uma geração mais próximas dos centros de consumo e, em sua maioria, oriunda de fontes renováveis. (SILVA, 2019)

Esse novo modelo de produção alterou o perfil dos consumidores tradicionais, que, muitas vezes, estão deixando de apenas usufruir da eletricidade, pois também estão produzindo-a. Isso pode ser realizado por meio do autoconsumo, quando a energia gerada é consumida no próprio local, ou por meio da venda do excedente, em que os consumidores passam de um papel passivo para uma função ativa no setor elétrico, possibilitando inúmeras novas oportunidades em relação à gestão das redes e ao mercado de energia. (Crispim *et al*, 2023)

Nesse sentido, a geração de energia a partir de fontes renováveis viabiliza a criação e disseminação de novas formas organizacionais de mercados de energia. Além disso, a evolução das tecnologias relacionadas à produção e a inovação de modelos de negócio também colaboram para o estabelecimento de novas configurações de mercado, que devem sempre ser embasados em normativas e regulações dos respectivos países. (Crispim *et al*, 2023)

A partir disso, surgem novos conceitos como o de mercados locais de energia, isto é, um conjunto de iniciativas locais que buscam estruturar a relação entre produção, distribuição, consumo e comercialização de eletricidade. Eles proporcionam novas dinâmicas na compra e venda de energia que acabam por favorecer o consumidor final, tornando um ambiente de comercialização mais eficiente. (Crispim *et al*, 2023)

Portanto, este capítulo busca apresentar as particularidades das estruturas organizacionais dos mercados de eletricidade de Portugal e Brasil, explorando as características de mercados locais inseridos em suas respectivas regiões e exibindo os modelos de negócio que podem ser aplicados neles. Para melhor entendimento dos conceitos a serem apresentados a seguir, serão retomadas certas definições anteriormente abordadas, permitindo análise mais detalhadas dos temas.

3.1 Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL, conforme já mencionado, passou a funcionar, em definitivo, a partir de julho de 2007, e é fruto de uma iniciativa conjunta entre os Governos de Portugal e Espanha visando constituir um mercado regional de energia elétrica. Com o estabelecimento dele, os consumidores atuantes em qualquer um desses países poderia obter eletricidade, num regime de livre concorrência, a partir de qualquer produtor ou comercializador que mantivesse as atividades em uma das nações mencionadas. Assim, o MIBEL tem como principais objetivos: favorecer os consumidores de energia elétrica de ambos os países, por meio da integração dos sistemas elétricos, permitindo aos participantes o livre acesso ao mercado, respeitando a igualdade de direitos e obrigações; determinar uma organização de mercado, baseado na transparência, livre concorrência e liquidez; desenvolver os mercados de eletricidade das nações, a partir de uma metodologia única e integrada,

estabelecendo preços de referência; e promover a eficiência econômica das instituições do setor, permitindo uma livre concorrência entre elas. (OMIP, 2024)

Os mercados de energia, de maneira geral, têm uma maior complexidade, visto que, diferente de um mercado comum, o produto adquirido nem sempre (ou praticamente nunca) é entregue no devido local. Por exemplo, se Portugal compra um certo produto físico X na Espanha, ele sairá da Espanha e chegará em Portugal. Isso não ocorre com a eletricidade, pois, apesar de um cidadão português poder comprar eletricidade de uma comercializadora/produtora da espanhola, muito provavelmente ele será abastecido por uma geração elétrica de seu próprio país. Para isso, deve haver uma compensação nos fluxos de energia e uma integração entre o mundo físico e o mundo “contábil”. Nesse sentido, há a necessidade de operadores do mercado e operadores do sistema, para que a negociação e o fornecimento de energia ocorram de forma adequada. (BAPTISTA, 2021)

Assim, o sistema elétrico das áreas englobadas pelo MIBEL é gerido pelas entidades concessionárias da rede de transporte, sendo a REN, em Portugal, e a *Red Eléctrica de España* (REE), na Espanha. Na figura de Operador Único do Mercado Ibérico está o *Grupo Operador del Mercado Ibérico* (Grupo OMI), detentor de duas sociedades acionistas: *Operador del Mercado de Energía Eléctrica* (OMEL) e Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português (OMIP), em que cada uma tem 50% das sociedades gestoras. A gestão dos mercados, por sua vez, é feita pelo *Operador del Mercado Ibérico de Energía - Pólo Español* (OMIE), no mercado diário e intradiário, e pelo OMIP sgmr (Sociedade Gestora de Mercados Regulamentados), no mercado a prazo. Ainda, dentro do OMIP há a OMIClear, entidade que assume as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central em todas as operações efetuadas no mercado a prazo. Por fim, há instituições incumbidas de supervisionar o MIBEL, que são a *Comisión Nacional de la Energía* e a *Comisión Nacional del Mercado de Valores*, na Espanha, e a ERSE e a Comissão dos Mercados de Valores Mobiliários, em Portugal. (OMIP, 2024)

Dessa forma, verifica-se que o mercado grossista na Península Ibérica é marcado pela possibilidade de contratação de energia por meio do mercado de derivados (a prazo), do mercado à vista (diário e intradiário – ou *spot*), ou, ainda, por meio de um mercado livre de contratação bilateral – que serão explanados a seguir. Assim, o modelo de mercado adotado pelo MIBEL é caracterizado por ser um modelo misto, com mercados organizados (derivados e à vista) e não organizados (contratos bilaterais), que se coordenam para realizar as transações de eletricidade. (MARTINS, 2009)

3.1.1 Mercado *spot*

O mercado *spot* (ou mercado à vista) é gerido pelo OMIE e pode ser subdividido em dois tipos de mercado: o diário e o intradiário. Como o nome sugere, no mercado diário os preços da energia são determinados diariamente, para as 24 horas do dia seguinte. Esse valor é estabelecido seguindo um modelo marginalista baseado no algoritmo EUPHEMIA, criado com o intuito de integrar os diferentes mercados de energia da Europa. Além do mercado diário, há

o mercado intradiário, que permite negociações da eletricidade com poucas horas de antecedência, por meio de seis leilões durante o dia, e seguindo os mesmos modelos matemáticos para o estabelecimento de um preço de equilíbrio entre oferta e procura. Os mercados geridos pelo OMIE movimentaram 251 TWh de energia elétrica no ano de 2023, que representa 79% da eletricidade gerida pelo MIBEL, sendo 46 TWh no mercado intradiário e 205 TWh no mercado diário – representando a maior fonte de comercialização dos agentes portugueses e espanhóis. (OMI, 2023; ROCHETTE, 2014)

No mercado diário, também conhecido como *Single Day-Ahead Coupling (SDAC)*, cada hora de todos os dias do ano recebe um determinado preço de eletricidade correspondente. Para isso, os agentes participantes do MIBEL lançam suas ofertas: cada produtor fixa seu preço do MWh, e as ofertas de venda são ordenadas de forma crescente; por outro lado, cada comercializador também envia sua oferta de compra, sendo ordenadas de forma decrescente. Como já mencionado, com o auxílio do algoritmo EUPHEMIA, é encontrado um preço de equilíbrio que corresponde ao menor preço de forma a garantir que a oferta satisfaz a procura de energia elétrica. Esse ponto de equilíbrio pode ser visto graficamente por meio da Figura 10, como sendo o cruzamento das curvas de oferta e procura. (AZEVEDO, 2013)

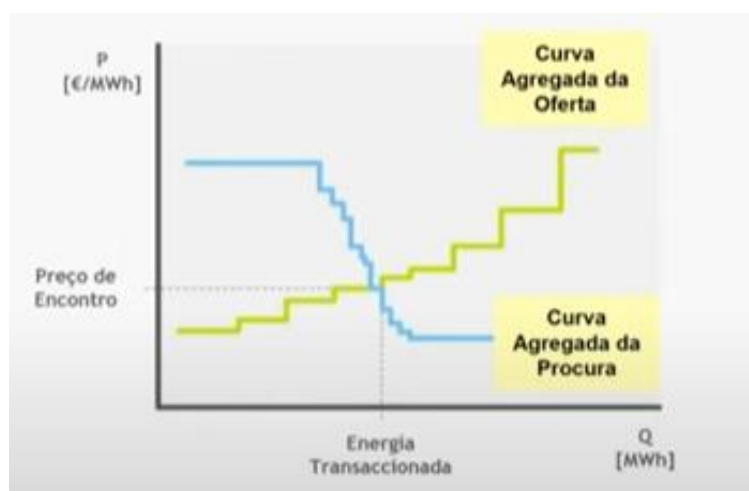


Figura 10 – Curva da oferta x procura (BAPTISTA, 2021)

Assim, às 12 horas de cada dia (pelo horário espanhol), são determinados preço da eletricidade e quantidade de energia elétrica que será transacionada entre os países para cada hora do dia seguinte. Isso implica que todos os compradores paguem o mesmo valor pelo MWh e todos os vendedores recebam esse mesmo valor. No entanto, esse resultado ainda é provisório, visto que deve ser enviado para as operadoras do sistema elétrico de cada país (REN e REE) com o intuito de certificar que as interligações entre Portugal e Espanha suportam fisicamente o valor calculado de energia a ser transacionada. Esse processo denomina-se gestão das restrições técnicas do sistema e serve para garantir que os resultados do mercado sejam possíveis de serem executados do ponto de vista técnico na rede de transporte. Com isso, apenas após tal confirmação é que o preço se torna definitivo – sendo determinado o Programa Diário Viável Final (PDVD). Portanto, os resultados do mercado diário podem sofrer pequenas mudanças por

conta da análise das restrições técnicas realizada pelo Operador do Sistema, originando um novo PDVD. (AZEVEDO, 2013; OMIE, 2024)

Quando a capacidade das interligações entre as fronteiras não é suficiente para o trânsito de fluxo de energia estipulado, há uma separação entre os mercados, sendo calculados preços específicos diferentes para cada país e, assim, diz-se que existe um *spread* de preços entre elas. Esse fenômeno é chamado de *Market Splitting* e acontece não apenas pela incapacidade das interligações, mas, também, por conta da organização estrutural da produção em cada um dos países, por exemplo. O esquemático do mecanismo do *Market Splitting* pode ser observado por meio da Figura 11. (BAPTISTA, 2021)

Todavia, há uma supervisão para que esse fenômeno ocorra o mínimo possível e, de acordo com o Relatório Integrado OMI 2023, cerca de 95% do tempo a diferença entre o preço do MWh entre as nações do MIBEL não foi maior do que 1€, durante todo o ano de 2023, indicando que, apesar da ocorrência ocasional da separação de mercados, constata-se uma ampla integração entre os mercados. Isso pode ser visto por meio da Figura 12, em que é apresentado o mapa da Europa com a exibição do preço médio do euro por MWh no meio dos países e, nas fronteiras, o percentual do tempo em que a diferença do preço do MWh entre as nações foi menor que 1€. Assim, constata-se que, com a exceção dos países nórdicos, os países do MIBEL contam com o menor preço de eletricidade e com a maior integração de mercados entre fronteiras. (OMI, 2023)

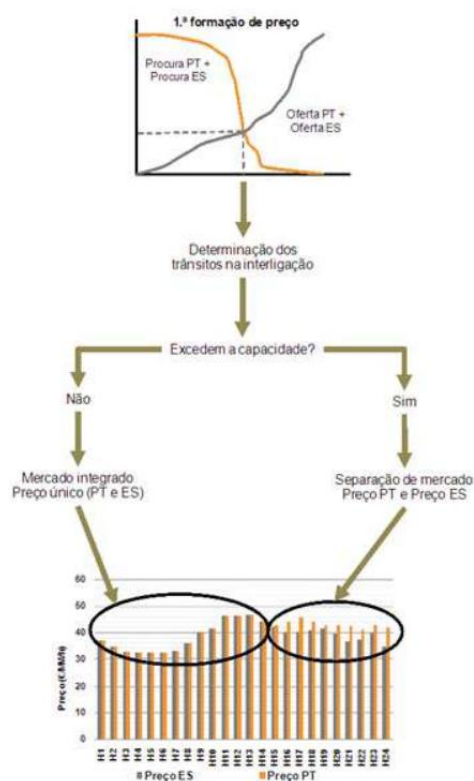


Figura 11 – Esquemático do mecanismo do *Market Splitting* (AZEVEDO, 2013)

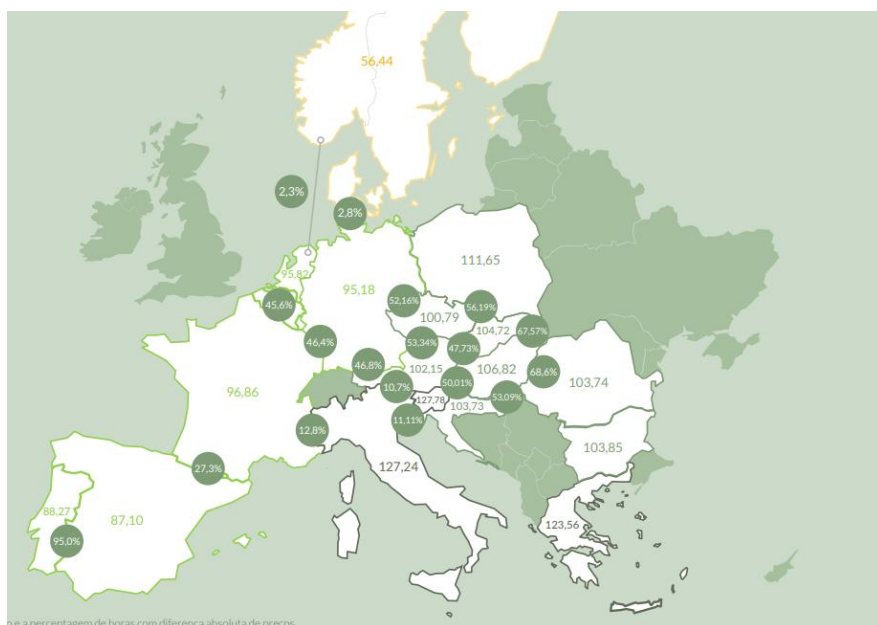


Figura 12 – Preço médio e integração de mercados de energia elétrica na Europa em 2023 (OMI, 2023)

O mercado intradiário do MIBEL, por sua vez, funciona de maneira a complementar o mercado diário, sendo uma ferramenta importante para que os participantes do mercado possam ajustar, por meio da apresentação de ofertas de compra e venda de eletricidade, as quantidades serem transacionadas obtidas pelo resultado do mercado diário, seguindo suas necessidades previstas em tempo real. Ele é composto por 6 sessões diárias e, em cada um desses leilões, os preços para o MWh costumam ser semelhante ao resultante no mercado diário, possibilitando que os agentes do mercado, tanto compradores quanto vendedores, reajustem seus compromissos até quatro horas antes do tempo real. (OMIE, 2024)

Os horários de início das sessões são às 17 horas, 21 horas, 1 hora, 4 horas, 8 horas e 12 horas, sendo que, as duas primeiras são realizadas no dia anterior ao dia do mercado, enquanto as demais são realizadas durante o dia. Todas as sessões duram 50 minutos, com exceção da primeira, que tem seu fim às 18 horas e 50 minutos, durando 1 hora a mais que as outras. Em cada uma das sessões são estabelecidos resultados que entram em vigor algumas horas após o início da sessão, e permanecem até o fim do dia estipulado. Isto é, a primeira sessão, por exemplo, se inicia às 17 horas de um dia e determina o preço para as 4 últimas horas desse dia, e para as 24 horas do dia posterior – contemplando 28 horas. A segunda sessão se inicia às 21 horas e estabelece resultados para as 24 horas do dia seguinte. Seguindo a lógica, a terceira sessão tem início na primeira hora do dia e forma preço entre a hora 5 e a hora 24; a quarta sessão determina o preço para 17 horas, com início às 8 horas e até o fim do dia; a quinta sessão, durante 13 horas, entre 12 e 24; e, por fim, a última sessão que se inicia às 12 horas e estabelece o preço para as 9 últimas horas do dia – todas seguindo o horário legal espanhol. A estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL pode ser vista na Figura 13. (MARTINS, 2020)

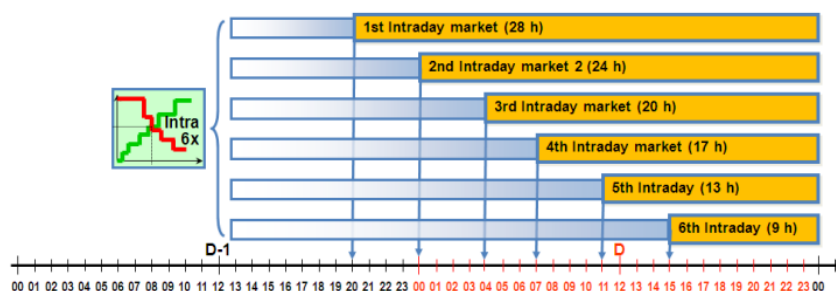


Figura 13 – Sessões do mercado intradiário (MIBEL, 2009)

Da mesma forma como ocorre no mercado diário, após o final de cada sessão no mercado intradiário as ofertas de compra e venda são ordenadas e, por meio do mesmo algoritmo, é estabelecido um preço de equilíbrio mais eficaz economicamente. Ainda, é necessária a validação dos Operadores de Sistema para que ocorram as transações, visando não extrapolar os limites de fluxo de energia das redes transfronteiriças. (TOMÉ, 2009)

Além do mercado intradiário formado pelos 6 leilões, há, também, o Mercado Intradiário Contínuo (MIC), estabelecido no final do ano de 2018, que tem a capacidade de realizar transações até uma hora antes do tempo real. Esse mercado permite que os agentes se beneficiem, além da liquidez disponível no mercado local, da liquidez de outros mercados da Europa, quando existir interligações entre as zonas. O MIC proporciona negociações em todos os períodos até ao final do dia da entrega da energia, e tem o intuito de facilitar a comercialização de eletricidade a nível europeu, visando o aumento da eficiência das transações nos mercados intradiários. (MARTINS, 2020)

3.1.2 Mercado a prazo

Outra maneira de negociar energia elétrica no MIBEL é por meio do mercado a prazo (ou mercado de derivados), um mercado organizado gerido pelo OMIP juntamente à OMIPClear que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. O OMIP é responsável por efetuar as negociações, enquanto a OMIPClear tem a função do registro das atividades comerciais. Nesse tipo de mercado há a possibilidade de comprar e vender eletricidade em um horizonte temporal maior do que o mercado spot – sendo possíveis contratos semanais, mensais, trimestrais e até anuais. (MARTINS, 2020)

No mercado de derivados é possível a realização de três tipos de contratos diferentes: Contratos de Futuro; Contratos *Forward*; e Contratos SWAP. Eles são utilizados para a negociação de eletricidade com entrega futura. Cada um desses contratos tem suas próprias características, que influenciam o seu uso conforme as necessidades de proteção, especulação ou gestão de risco. (MIBEL, 2009)

Os Contratos de Futuro são padronizados e negociados em bolsas organizadas, como a OMIP, têm liquidação, geralmente, diária e ocorre por meio de compensação "*mark-to-market*" – um procedimento em bolsa em que é determinado um preço de liquidação de um ativo futuro e as

posições dos participantes são adaptadas de forma a refletir seus lucros ou perdas em comparação com esse preço de liquidação. Isso significa que as variações de preço são ajustadas diariamente entre as partes, sem esperar o vencimento. Nesse modelo de contrato, ainda, é necessário o depósito de margens de garantia por ambas as partes para assegurar o cumprimento do contrato, são altamente regulados e tem pouca flexibilidade devido ao fato das condições de volume, prazo e preço serem definidos de forma padronizada, sem muitas margens para ajustes em função de necessidades dos agentes. Por fim, esses contratos podem ser utilizados tanto para proteção contra flutuações de preços (também chamado de *hedging*) quanto para especulação. (AZEVEDO, 2013)

Os contratos *Forward*, por sua vez, são acordos bilaterais realizados entre os negociantes com registro pelo OMIPClear. A liquidação desse tipo de contrato é dada no vencimento dele, não havendo ajustes de ganhos e perdas antes da data final. Eles são menos regulamentados, o que pode significar o aumento de risco, e não têm garantias formais como no caso anterior, mas que podem ser acordadas dependendo dos negociantes. Entretanto, esses acordos são mais flexíveis quanto às condições de negociação, sendo determinados de acordo com as necessidades das partes. Ao contrário do anterior que também é utilizado para especulação com fim financeiro, os contratos *Forward* são feitos principalmente para *hedging*, pois permite uma proteção personalizada contra variações de preços. (MARTINS, 2020)

Por fim, os contratos SWAP são contratos bilaterais de compensação financeira (“*cash-settlement*”) em que a parte que se beneficia lucra a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado. Neles, não há garantias determinadas, podendo haver ou não, a depender das partes, e não recebem grande regulamentação – tendo maior flexibilidade, assim como os *Forward*. Portanto, são utilizados exclusivamente para fins financeiros, não tendo entrega física da eletricidade. (AZEVEDO, 2013)

No MIBEL também há a possibilidade da realização de negociações de contratos bilaterais (também chamados de OTC - *Over the Counter*), com comprador e vendedor negociando diretamente, diferente do que ocorre em bolsa – de forma anônima. Esses acordos bilaterais proporciona o gerenciamento de riscos, garantindo preços estáveis com grande flexibilidade. Um exemplo de tipo de contrato bilateral a longo prazo são os *Power Purchase Agreements* (PPAs). (MIBEL, 2024b)

Os Power Purchase Agreements (PPAs) são contratos bilaterais de longo prazo para a aquisição de energia elétrica por um comprador a um produtor, que cobre parte ou a totalidade da produção da sua instalação de produção renovável com estes contratos. Nos PPAs, o preço, ou a fórmula de preço, e o horizonte temporal de entrega da energia são previamente acordados entre as contrapartes e incluem a entrega de certificados verdes ou garantias de origem da energia renovável do produtor ao comprador. (MIBEL, 2024b, p.9)

Dessa maneira, percebe-se que os contratos a longo prazo podem ser utilizados para o gerenciamento de energia, assim como as negociações do mercado diário e intradiário, bem como pode ser usufruído apenas visando uma compensação financeira, como um instrumento para *traders*. Esses investidores podem atuar como um intermediário entre geradoras e comercializadoras, beneficiando-se das flutuações de preço da eletricidade para lucrar (com risco, visto que se trata de especulação), não estando interessados na entrega física do produto. A presença de *traders* financeiros no MIBEL é importante, pois proporcionam liquidez aos demais participantes e possibilitam uma maior dinâmica ao mercado. (MIBEL, 2022)

No entanto, a principal função da criação do mercado a prazo no contexto do MIBEL é propriamente o gerenciamento da energia elétrica, utilizando-o como proteção contra a volatilidade dos preços da eletricidade. Por um lado, empresas produtoras usufruem desses contratos para garantir um preço mais estável para a energia elétrica que será vendida no futuro, livrando que sejam atingidas por quedas no valor da eletricidade no mercado *spot*. Por outro lado, grandes consumidores e comercializadoras, também procuram beneficiar-se desses contratos de forma a evitar possíveis aumentos repentinos do preço da energia elétrica, garantindo uma previsibilidade nos custos e nas tarifas que aplicam aos clientes. (MIBEL, 2022)

3.1.3 Mercado retalhista de Portugal

Posterior à apresentação do funcionamento do mercado grossista do MIBEL, com os mercados diário, intradiário e a prazo, faz-se necessário entender como funciona o mercado retalhista de Portugal, com a interação de comercializadores com os consumidores finais. Se no mercado grossista um marco para mudanças e o estabelecimento da atual estrutura foi a criação do MIBEL, em 2007, para o mercado retalhista o ano de 2006 foi marcante pela determinação da possibilidade de escolha de fornecedor por parte dos consumidores. Com isso, apesar ainda da coexistência de um mercado liberalizado e um mercado regulado em território português, procura-se expor, nesse capítulo, as características do modelo de mercado livre, visto que as TVCF estão com data próxima de serem extinguidas, além de que, como já evidenciado no capítulo anterior, a participação de agentes no mercado liberalizado é muito mais significativa e está em constante crescimento. (ERSE, 2023a)

Apesar do mercado retalhista português ser marcado pela liberdade de escolha e negociação entre consumidores e comercializadores, ainda é necessária uma regulamentação visando a organização e o bom funcionamento do sistema elétrico como um todo. Dessa forma, o consumidor é submetido ao pagamento pelo fornecimento da eletricidade dividido, em geral, em três partes: a energia, as redes e as taxas e impostos. A primeira componente é controlada pelos comercializadores, sendo negociada livremente, e inclui o preço de aquisição da eletricidade no mercado grossista e os custos de prestação de serviço aos clientes. A parcela das redes é definida pela ERSE e inclui os custos de operação e manutenção das redes de transporte e distribuição e os Custos de Interesse Econômico Geral (CIEG) – que se referem aos

custos da política energética. No mercado liberalizado, essa componente é a única tarifa regulada que deve ser paga pelos consumidores e pode ser subdividida em: tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte e tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A soma dessas componentes resulta na tarifa de Acesso às Redes. Por fim, as taxas e impostos designam os vários tipos de tributação definidos pelo Estado português. A Figura 14 mostra as componentes do preço do fornecimento da eletricidade no mercado liberalizado português. (ERSE, 2023a)

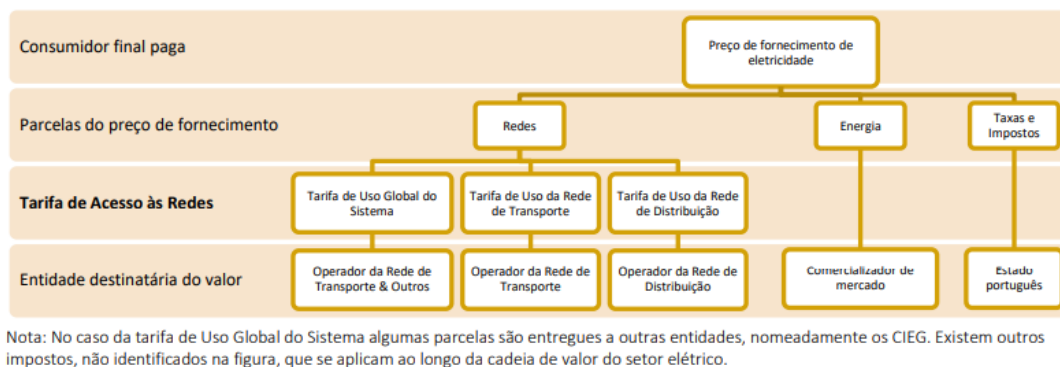


Figura 14 – Estrutura do preço da eletricidade no mercado livre (ERSE, 2023a)

As parcelas acima explicitadas compõem a tarifa de eletricidade que o consumidor deve pagar ao final de cada mês, sendo possível a escolha do fornecedor mais adequado a ele. Essa tarifa pode ser de dois tipos: fixas ou indexadas. Na primeira, há um valor fixo pelo kWh durante o ano (duração da maioria dos contratos), enquanto na segunda o valor do kWh pode variar todos os meses. Isso acontece, pois, a tarifa indexada está ligada ao preço da aquisição da eletricidade no mercado grossista no MIBEL. Com isso, nesta o risco da flutuação do preço da energia elétrica é transferido ao consumidor, podendo se prejudicar caso ocorra um grande aumento do valor da eletricidade, mas também se beneficiando de possíveis quedas. Por outro lado, nas tarifas fixas há uma maior proteção contra riscos de aumentos abruptos, proporcionando uma maior previsibilidade ao consumidor final, mas com a possibilidade de pagar valores maiores do que o valor do momento da eletricidade, em caso de baixa. (ERSE, 2023a)

Os modelos de negócio das tarifas de eletricidade em Portugal são dos mais variados, podendo a energia elétrica ser comercializada separadamente ou de forma conjunta com o gás natural – sendo muito comum no país (chamadas de ofertas duais). As ofertas, ainda, podem ser: condicionadas, isto é, com condições contratuais que obrigam o consumidor a instituir associação com outras entidades; com fidelização, impondo a manutenção do contrato durante um período determinado antecipadamente – sujeito a multas caso o contrato seja descumprido; e/ou com serviços adicionais, ganhando direito a serviços que não estão relacionados necessariamente com o serviço de fornecimento de energia elétrica, como, por exemplo, seguros ou assistência técnica, ou desconto em produtos em mercados ou outros estabelecimentos, propiciando mais vantagens aos clientes. (ERSE, 2023a)

As tarifas ainda podem variar de acordo com os períodos horários de faturação, podendo ser tarifa simples, bi-horária e tri-horária (ou, ainda, tetra-horária). Essas formas de faturação

permitem uma gestão mais eficiente do consumo, podendo trazer benefícios econômicos aos consumidores. Na tarifa simples, o consumidor paga o mesmo preço pelo kWh para todas as horas do dia; na tarifa bi-horária, como o nome sugere, o consumidor paga a energia elétrica com dois preços distintos, um para o período das horas de Vazio (custo mais reduzido), e outro para o período das horas de Fora de Vazio (custo mais elevado); já a tarifa tri-horária é semelhante a anterior, mas, nesse caso, apresenta três períodos de consumo com preços distintos: o período das horas de Vazio, no qual a energia tem um custo mais reduzido, o período das horas Cheias, no qual a energia tem um custo intermediário e o período das horas de Ponta, no qual a energia tem um custo mais elevado. Pode-se, ainda, chamar esse tipo de tarifa de tetra-horária, quando o período de Vazio é subdividido em Vazio Normal e Super Vazio. Assim, dependendo do perfil de consumo do cliente, pode-se optar por formas diferentes de faturação para que haja um maior controle no consumo e, ainda, economize no final do mês. (ERSE, 2023b)

Os consumidores ainda podem escolher serem faturados quanto aos ciclos tarifários, podendo ser diário ou semanal. No primeiro, os valores do kWh são iguais para todos os dias do ano, ou seja, se, por exemplo, for escolhida uma tarifa bi-horária, para todos os dias do ano o período de fora de vazio será das 8h às 22h, enquanto nos demais momentos, o valor da eletricidade será menor, sendo o período de vazio. Já no ciclo semanal, todos os dias da semana têm os mesmos horários de vazio ou fora de vazio (para o caso de uma tarifa bi-horária), mas esses horários são diferentes para o sábado e o domingo, além de mudarem, também, conforme a época do ano, tendo certos horários para o verão e certos horários para o inverno. A

Figura 15 exemplifica o funcionamento das horas de diferente faturação para os ciclos diário e semanal. Todos esses fatores podem ser acordados por meio do contrato entre os consumidores alimentados em baixa tensão, com suas respectivas comercializadoras, baseados nas necessidades específicas de cada um. (ERSE, 2023b)

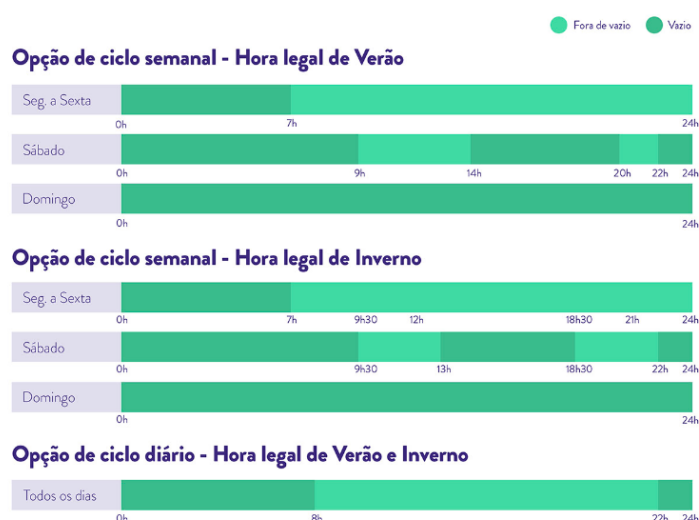


Figura 15 – Exemplo do funcionamento dos ciclos diário e semanal (GOLD ENERGY, 2024)

Por fim, na contratação da energia elétrica, os consumidores também devem escolher a potência contratada. Esta, de acordo com o Artigo 42º do Regulamento Tarifário (RT) da ERSE é:

1 - A potência contratada é a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega.

2 - O valor da potência contratada nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE é atualizado para a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.

3 - A potência tomada é o maior valor da potência ativa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

4 - A potência contratada nos pontos de entrega em BTN é a potência aparente colocada à disposição do cliente, nos termos previstos pelo RRC. (ERSE, 2023b, p.45)

Ainda, de acordo com o Artigo 35º Regulamento de Relações Comerciais (RRC), também da ERSE

1 - Os operadores das redes de distribuição devem colocar, sem qualquer encargo para o cliente, na entrada das instalações de utilização em Baixa Tensão Normal, dispositivos, técnica e legalmente habilitados, destinados a impedir que seja tomada uma potência superior aos limites estabelecidos no contrato. (ERSE, 2023c, p.38)

Dessa forma, constata-se que o consumidor deve escolher o nível de potência adequado para sua edificação, podendo ser ajustado ou, até mesmo, ter a edificação desligada da rede caso o nível escolhido seja extrapolado, a depender do nível de tensão alimentado. Além disso, os consumidores têm o direito de trocar de comercializador de forma gratuita e sem interrupção de serviço (caso não haja fidelização no contrato), por meio do OMLC, podendo ser consultados simuladores de tarifas (como, por exemplo, no site oficial da ERSE), para que o consumidor possa comparar e definir qual o melhor tipo de contrato e empresa fornecedora para seu uso. (ERSE, 2023b)

Por fim, percebe-se que, com o desenvolvimento ao passar do tempo, os avanços no mercado retalhista de energia de Portugal possibilitaram o estabelecimento de um ambiente competitivo, com grande liberdade de escolha dos fornecedores por parte dos clientes – e amplo acesso à informação. Assim, com a supervisão e regulação da ERSE, a proteção dos agentes é garantida, gerando benefícios para ambas as partes.

3.2 Mercados Locais – Portugal

O estabelecimento do MIBEL, bem como o desenvolvimento dos mercados organizados em Portugal, proporcionou a chegada de novos agentes ao setor de comercialização, com o intuito de trazer vantagens aos consumidores finais, podendo adquirir eletricidade de forma livre, com igualdade condições, de tratamento e com ampla transparência. Contudo, apesar de trazer diversos benefícios, esse modelo ainda é vulnerável, visto que está sujeito a uma grande volatilidade de preços em situações extremas. Situações de fragilidade face a condições externas foram vistas, por exemplo, após o período de pandemia, em 2021, em que houve um grande aumento da procura por eletricidade, com a tentativa de retorno aos níveis de produção pré-confinamento; ou com a guerra na Ucrânia, em 2022, com a grande dependência do gás natural russo. Esses acontecimentos ocasionaram um crescente no preço da eletricidade no mercado grossista, o que impossibilitou, muitas vezes, os comercializadores conseguirem manter seus contratos de fornecimento de energia estabelecidos no mercado retalhista com os consumidores – levando à falência e, causando, de certa forma, uma crise energética. (Crispim *et al*, 2023)

Além disso, nos últimos anos houve uma crescente procura aos sistemas descentralizados de produção de energia elétrica, principalmente de sistemas solares fotovoltaicos, por conta do forte incentivo ao uso de fontes renováveis para geração de eletricidade. Essa forte adesão à produção distribuída (podendo ser encontrada na literatura também como geração distribuída ou, ainda, produção descentralizada) corrobora com a ideia de mudança nos sistemas elétricos – do modelo tradicional com grandes centros de geração, usualmente distantes dos centros de consumo, para um modelo novo de produção descentralizada e mais próximos dos centros de consumo. (SILVA, 2019)

Esses fatores acabaram por acelerar o processo de renovação do setor elétrico português, com a criação de mercados locais de energia, de forma a complementar os mercados organizados previamente explanados, visando a mitigação ou, pelo menos, a diminuição, dos problemas relacionados à volatilidade dos preços e otimizando a produção descentralizada. (Crispim *et al*, 2023)

Na essência, um mercado local de energia é o termo usado para descrever as iniciativas locais que pretendem coordenar as relações entre produção, venda, armazenamento, distribuição, partilha e consumo de energia a partir de recursos energéticos distribuídos (por exemplo, produção renovável, armazenamento e fornecedores de flexibilidade energética) dentro de uma área geográfica confinada assente em critérios de proximidade física e energética. (Crispim *et al*, 2023, p.112)

Ainda, Crispim *et al* (2023) expõem que a criação dos mercados locais de energia foi impulsionada por diversos fatores, tanto na dimensão externa, nas esferas ambiental, política, econômica e social, quanto na dimensão interna. Na dimensão externa com, por exemplo, a tomada de providências visando solucionar problemas como de mudanças climáticas, que, por

sua vez, influencia a determinação de um enquadramento regulatório impulsionado por política públicas e metas como a da neutralidade carbônica. Ainda, na dimensão interna, os novos modelos de negócio, que facilitam a participação dos agentes em novas estruturas organizacionais, com benefícios tanto técnicos como econômicos, também corroboram com o estabelecimento dos mercados locais.

Dessa forma, o modelo tradicional com poucos produtores dispostos de maneira centralizada passou a dar lugar ao modelo atual que conta, também, com muitos consumidores que têm pequenas fontes de produção nas suas próprias residências. Essa geração domiciliar, a princípio, funcionava apenas para consumo próprio, mas com a grande adesão da população e, consequentemente, com o grande excedente injetado na rede, houve a abertura de um leque de novas oportunidades, que, por sua vez, tinham a necessidade de uma adequada organização, embasadas em legislações – que também tiveram que evoluir. (AZEVEDO, 2013)

3.2.1 Autoconsumo

Nas últimas décadas, a geração renovável teve um amplo crescimento em Portugal, se tornando a principal fonte de produção no país, liderados pelas gerações hídrica e eólica, mas, também, com uma forte presença da produção solar. Esta, atualmente, representa cerca de 12% da matriz elétrica do país com uma produção por volta dos 2.000 GWh no ano de 2023 apenas de geração fotovoltaica descentralizada. Historicamente, os produtores de pequeno porte, que atuavam na microgeração e minigeração se enquadravam no regime regulatório de Produção em Regime Especial, se beneficiando de incentivos tarifários ou mecanismos de subsídios. No entanto, esse cenário evoluiu com o passar dos anos, surgindo conceitos e regulamentos novos, que se estabeleceram no atual panorama do setor elétrico português. (FREITAS, 2024)

Em 2007, é promulgado o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à geração de energia elétrica por meio de instalações de pequena potência, denominadas de unidades de microprodução – tendo um limite máximo de 150kW de potência instalada. Essa normativa previa que a eletricidade gerada deveria ser destinada, principalmente, para o consumo próprio e, posteriormente, podendo o excedente ser injetado na rede, ou entregue a terceiros, sendo, o produtor, bonificado por isso. Por meio do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, é definido o conceito de miniprodução, sendo uma instalação de geração de energia elétrica, a partir de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção cuja potência de ligação à rede não ultrapasse 250 kW. (GONÇALVES, 2021)

Após algumas alterações nos anos decorrentes, no ano de 2014 é promulgado o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que define conceitos importantes e muito presentes atualmente: o de Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e o de Unidade de Pequena Produção (UPP). As UPAC são instalações de produção de eletricidade utilizada predominante ao autoconsumo, com a possibilidade de venda do excedente à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Já as UPP, por sua vez, são instalações com potência de ligação máxima de 1 MW, a

partir de apenas uma fonte renovável, sendo que, toda a energia gerada deve ser vendida à RESP. (GONÇALVES, 2021)

No ano de 2019, é definido o conceito de “autoconsumo” no quadro legislativo português, por meio do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, no Artigo 2º. Como “o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável”. Assim, surgem mais conceitos a serem explorados, como o de autoconsumidor individual e coletivo, que são definidos, também, no mesmo documento.

Autoconsumidor individual: um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional; Autoconsumidores coletivos: um grupo de pelo menos dois autoconsumidores organizados, nos termos da alínea b) do artigo 5.º; (PORTUGAL, 2019, p.47)

Ainda, de acordo com a alínea b) do Artigo 5º, os Autoconsumidores Coletivos (ACC) podem ser:

organizados em condomínios de edifícios em regime de propriedade horizontal ou não, ou [...] situados no mesmo edifício ou zona de apartamentos ou de moradias, em relação de vizinhança próxima, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas localizadas numa área delimitada, que disponham de UPAC; (PORTUGAL, 2019, p.47)

Dessa forma, percebe-se que no Autoconsumo Individual (ACI), a energia elétrica é gerada para consumo próprio e, no mesmo lugar da Instalação de Utilização (IU), pode ser produzida, também, eletricidade para venda – sendo a UPAC associada a um único Código Ponto de Entrega (CPE). Deve ser gerada energia a partir de fontes renováveis e a instalação pode ser tanto doméstica quanto comercial – desde que, no caso desta, a venda de eletricidade não configure a principal forma de remuneração. Além disso, como pôde ser visto, em Portugal, atualmente, há a possibilidade de dois ou mais autoconsumidores se relacionarem, utilizando a mesma UPAC, desde que estejam situados geograficamente perto e, haja capacidade técnica e elétrica entre suas instalações. Nesse caso, o consumo se dá em duas ou mais instalações de utilização e a UPAC se encontra associada a mais do que um Código Ponto de Entrega, podendo a interação dos autoconsumidores ser feita por meio da rede interna de um edifício ou, até mesmo, pela RESP – sendo, nessa situação, necessário o pagamento de tarifas para a utilização da rede. O autoconsumo coletivo, portanto, tem como principal vantagem a divisão dos custos de investimento e manutenção – distribuindo a energia gerada na UPAC pelos autoconsumidores membros. Ainda, assim como no ACI, no ACC o excedente de energia pode ser comercializado por meio dos mercados organizados ou contratos bilaterais, por exemplo, de acordo com condições previstas no Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro. Exemplos de

esquemáticos de ACI e ACC (ligados pela RESP) podem ser vistos por meio da Figura 16 e da Figura 17, respetivamente. (ADENE, 2022; FIGUEIREDO, 2021)

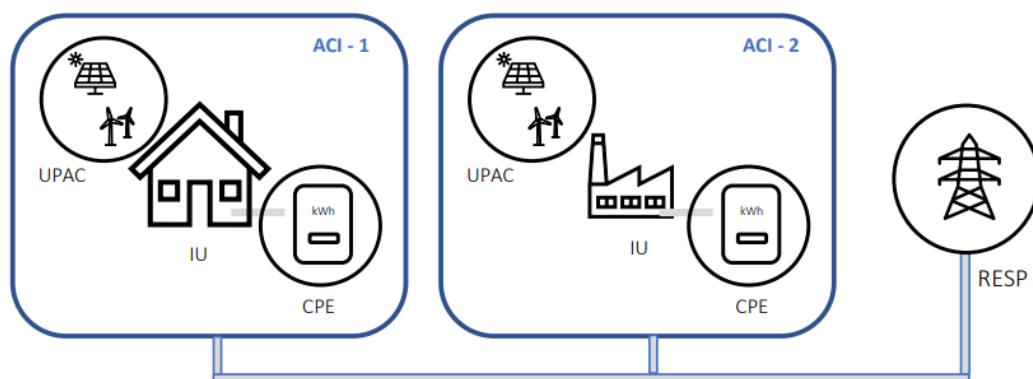


Figura 16 – Esquemático exemplo de ACI (ADENE, 2022)

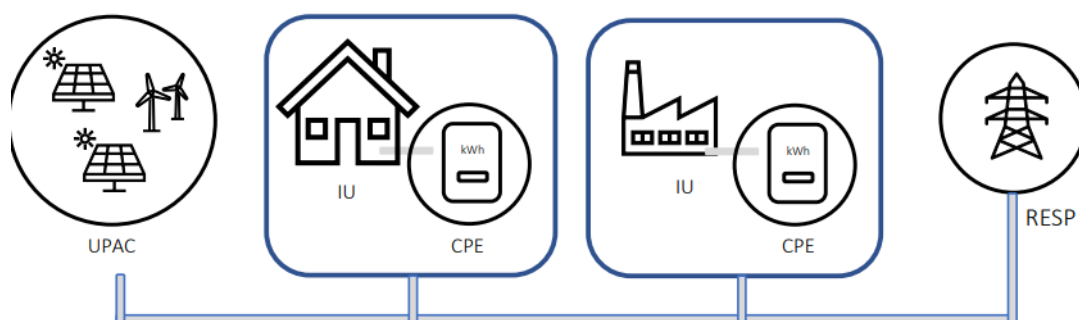


Figura 17 - Esquemático exemplo de ACC (ADENE, 2022)

Com a introdução desses novos termos, surgiu a necessidade de fundar a Entidade Gestora do Autoconsumo (EGAC), instituição criada com o intuito de gerir a interação dos membros de um ACC com o operador de rede, ficando incumbida de atividades como a gestão da partilha de energia, a ligação com a RESP, o licenciamento da UPAC junto à DGEG, entre outras atribuições. (ADENE, 2022; ENCARNÇÃO; NOGUEIRA, 2023)

Em suma, constata-se que o autoconsumo de energia em Portugal desenvolveu-se, partindo de um cenário onde apenas produzia-se para consumo próprio, com alguma compensação em caso de excedentes, e alcançando, atualmente um patamar de nova vertente no âmbito da comercialização de energia elétrica. A mudança nas atribuições dos consumidores que deixaram de apenas utilizar energia, passando, também, a produzir, resultou na “criação” de um novo agente participante do sistema, popularmente chamado de *prosumer* – da junção de produtor com consumidor. Por fim, verifica-se que, anteriormente, não havia legislação que permitisse a negociação de eletricidade entre consumidores e/ou autoconsumidores, sendo que, atualmente, é possível estabelecer essas relações de modo a proporcionar o surgimento de novas oportunidades relacionadas à gestão eficiente do setor elétrico em geral. Isso se dá, não apenas pelo conceito do Autoconsumo Coletivo, mas também pelas Comunidades de Energia – que serão expostas a seguir. (GONÇALVES, 2021)

3.2.2 Comunidades de energia

Aliado ao conceito de autoconsumo, surgiu, também, no Artigo 2º do Decreto-Lei nº 162/2019, o conceito de Comunidade de Energia Renovável (CER), como sendo:

Uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto -lei, com ou sem fins lucrativos, com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, que seja autónoma dos seus membros ou sócios, mas por eles efetivamente controlada, desde que e cumulativamente: i) Os membros ou participantes estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou desenvolvam atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva comunidade de energia; ii) Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela referida pessoa coletiva; iii) A pessoa coletiva tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros; (PORTUGAL, 2019, p.47)

Dessa forma, percebe-se que, além do ACC, há uma outra maneira de integração relacionada à produção descentralizada, conforme definição da normativa citada. Assim, podem ser membros das CER consumidores localizados na proximidade da UPAC - sendo o conceito de proximidade algo não definido nem eletricamente nem geograficamente. Todavia, o principal intuito da criação das Comunidades de Energia Renovável é ter a possibilidade de negociar e consumir eletricidade com custos inferiores aos do mercado convencional. Ademais, as CER proporcionam, também, a produção e consumo de energias limpas, contribuindo para atingir as diversas metas climáticas, trazendo benefícios ambientais, econômicos e sociais a todos os participantes. (FIGUEIREDO, 2021)

Assim sendo, no âmbito das CER é possível:

a) Produzir, consumir, armazenar, comprar e vender energia renovável com os seus membros ou com terceiros; b) Partilhar e comercializar entre os seus membros a energia renovável produzida por UPAC ao seu serviço, com observância dos outros requisitos previstos, sem prejuízo de os membros da CER manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores; c) Aceder a todos os mercados de energia, incluindo de serviços de sistema, tanto diretamente como através de agregação. (ADENE, 2022, p.11)

É notória a semelhança entre os conceitos de Autoconsumo Coletivo e Comunidade de Energia Renovável, visto que, em ambos os casos, há a presença de autoconsumidores em proximidade, ligados à mesma UPAC, e, por meio da integração entre eles, há a possibilidade de beneficiarem-se por custos inferiores na aquisição de eletricidade e pela eventual venda de excedentes. No entanto, diferenciam-se na forma de se organizar e na gestão que, enquanto no ACC é feita pelo agrupamento de autoconsumidores, na CER é efetuada por uma pessoa

coletiva formada por membros da comunidade. Além disso, o ACC tem como seu principal objetivo a economia financeira relacionada ao consumo de energia elétrica, enquanto a CER foi elaborada para se ter uma comunidade autossuficiente, promovendo a transição energética em uma escala comunitária. Por fim, apesar de não ser determinado legalmente, o conceito de ACC remete a algo mais local, como a relação de autoconsumidores em um mesmo edifício ou condomínio, enquanto na CER, de maneira geral, são englobadas maiores regiões, embora não haja um limite geográfico específico. (ENCARNAÇÃO; NOGUEIRA, 2023)

Além das Comunidades de Energia Renovável, nos últimos anos houve o surgimento, também, do conceito de Comunidades de Cidadãos para a Energia (CCE), definido no Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro, no Artigo 191º como:

uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto-lei mediante adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, e que: a) Vise proporcionar benefícios ambientais, económicos ou sociais aos seus membros ou titulares de participações sociais ou às zonas locais onde operam não podendo o seu objetivo principal consistir na obtenção de lucros financeiros; b) Pode participar em atividades de produção, inclusive de energia de fontes renováveis, de distribuição, de comercialização, de consumo, de agregação, de armazenamento de energia, de prestação de serviços de eficiência energética, ou de serviços de carregamento para veículos elétricos ou prestar outros serviços energéticos aos seus membros ou aos titulares de participações sociais. (PORTUGAL, 2022, p.100)

Dessa maneira, as CCE configuram um novo modelo que procura proporcionar a participação dos cidadãos de forma direta nas atividades do setor elétrico como produção, distribuição e consumo de energia elétrica. Colaborando para a ascensão da produção descentralizada, as Comunidades de Cidadãos para a Energia promovem sua própria produção de eletricidade baseada em uma participação aberta e voluntária controlada pelos seus membros participantes. Assim, há a capacidade de suprir o abastecimento elétrico de forma sustentável, sendo consumida a energia produzida pela própria comunidade, e negociada a eletricidade excedente, injetando na RESP – promovendo um desenvolvimento econômico a nível regional. (ENCARNAÇÃO; NOGUEIRA, 2023)

Por definição, as CER e CCE são muito semelhantes, diferindo umas das outras apenas em aspectos específicos. Enquanto a primeira permite, em sua definição normativa, a partilha de energia e associação dos membros por proximidade, a segunda não determina nenhuma limitação geográfica. Ademais, as CER são definidas para qualquer fonte de energia renovável, enquanto as CCE são associadas à eletricidade e não especificamente para fontes renováveis, permitido uma maior flexibilidade e abrangência energética, conforme indica o Artigo 191º do Decreto-Lei nº 15/2022 “Podem produzir, distribuir, comercializar, consumir, agregar e armazenar energia independentemente de a fonte primária ser renovável ou não renovável.”.

Ainda, têm divergências quanto à adesão de participantes, mas, em conjunto, são caracterizadas pela participação aberta e voluntária e pela busca por benefícios para a comunidade, não focando suas atividades no lucro financeiro. (Crispim *et al*, 2023)

Tais conceitos mencionados relacionados ao autoconsumo e comunidades de energia, além de terem sido embasados em legislação nacional por meio dos Decretos anteriormente expostos, foram, em seu princípio, abordados em Diretivas Europeias, a saber, na Diretiva UE 2018/2001, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis e, posteriormente, na Diretiva UE 2019/944, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade. Esses documentos fazem parte do pacote legislativo de Energia Limpa para todos os Europeus e foram transpostos para Decretos-Leis, introduzindo o enquadramento jurídico aplicável ao autoconsumo e comunidades de energia a nível nacional. Em geral, esse pacote legislativo entrega aos consumidores uma responsabilidade e importância, colocando-os como centro da solução, posicionando-os de forma ativa e dando relevância às suas contribuições em relação ao uso de energias renováveis e à participação no mercado de energia e no sistema elétrico como um todo. (Crispim *et al*, 2023)

Em termos de modelo de negócio, a estrutura apresentada pelas comunidades de energia segue o modelo de partilha de energia *Peer-to-Peer* (P2P), sendo uma das soluções mais discutidas e mais promissoras na gestão de recursos distribuídos até o momento. Por definição, o pagamento P2P (ou “pessoa para pessoa”, do inglês “*person to person*”) é quando há a transferência de ativos entre usuários sem a interferência de um elemento intermediário. Dessa forma, ao introduzir o conceito ao setor elétrico e, implementando nas comunidades de energia, percebe-se que os membros da comunidade, podem produzir, consumir e partilhar a energia sem a necessidade de um agente intermediário, assumindo funções que, anteriormente, eram de responsabilidade dos grandes atores do mercado energético. (FIGUEIREDO, 2021)

De acordo com Crispim *et al* (2023), para que haja uma implementação eficaz das comunidades de energia no SEN, é necessária uma transição energética baseada em 4 fundamentos: a descarbonização, com a diminuição das emissões de gases tóxicos, obtida por meio da produção renovável e aumento da eficiência energética; a descentralização e democratização, pela mudança no perfil dos consumidores, tornando-os mais ativos, não apenas pela produção e consumo mas, também, pelo armazenamento de energia, quer em baterias ou veículos elétricos, e flexibilização do consumo em função dos preços de mercado, com a partilha do excedente pela comunidade – minimizando os custos e otimizando o uso da eletricidade; e a digitalização, com a aplicação de novos dispositivos tecnológicos como sensores ou sistemas operativos com inteligência artificial, monitorando e realizando o tratamento de dados visando uma gestão mais otimizada dos fluxos energéticos de modo a permitir que os membros da comunidade beneficiem-se de energia limpa e preços baixos e fora dos riscos de flutuação de mercado.

Portanto, as comunidades de energia apresentam-se como uma solução moderna para as atuais adversidades relacionadas às questões energéticas, iniciando uma possível transformação na forma organizacional do setor elétrico. Elas proporcionam benefícios nas questões ambientais,

por meio do incentivo às fontes renováveis e, conseqüentemente, redução de emissões de gases estufa; nas questões técnicas, modificando a estrutura de produção centralizada e adotando, em escalas maiores, a produção descentralizada, que permite a redução de perdas associadas à transmissão; e nos aspectos econômicos, tanto de maneira mais ampla, propiciando a participação de novos agentes no mercado elétrico, quanto no individual, por meio da diminuição dos preços da eletricidade para os cidadãos. Atualmente, elas já contam com enquadramento regulatório de modo a possibilitar uma transformação dos mercados de energia, contando com um grande potencial de implementação no futuro próximo. Assim, elas se mostram como um modelo promissor para superar as estruturas tradicionais de mercado que contam com baixa liberdade e flexibilidade para os consumidores. (FIGUEIREDO, 2021)

3.3 Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Após a apresentação dos mercados de eletricidade existentes em Portugal, exibindo a estrutura organizacional do mercado grossista, com o MIBEL, do retalhista, sendo totalmente livre, em que os consumidores têm a liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica e, por fim, mostrando as características dos mercados locais, com a exposição de conceitos como o autoconsumo e, mais recentes, como as comunidades de energia, considera-se fundamental a apresentação do mercado brasileiro de energia elétrica, expondo suas particularidades.

Como já mencionado em tópicos anteriores, o mercado de energia no Brasil passou por uma ampla reestruturação no início do século XXI, com o Novo Modelo do Setor Elétrico, no ano de 2004, por meio da promulgação das Leis nº 10.847 e nº 10.848, e do Decreto nº 5.163. Essas normativas dividiram o mercado de eletricidade brasileiro em dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que serão mais explorados a seguir. (LOPES, 2023)

3.3.1 Ambiente de Contratação Regulada – ACR

De acordo com o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) pode ser conceituado como:

O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos; (BRASIL, 2004, p. 1)

O ACR configura o mercado regulado de energia elétrica no Brasil, em que são efetuadas as transações de compra e venda de eletricidade entre geradoras e distribuidoras - que atendem os consumidores cativos, sendo consumidores domésticos, comércios ou pequenas indústrias. Essas negociações são realizadas por meio de leilões promovidos pela CCEE e regulados pela ANEEL. Dessa maneira, o ACR é caracterizado por ser um ambiente onde os consumidores não

têm liberdade de escolha de seu fornecedor de energia, sendo vinculados às distribuidoras de sua respectiva região. Esse mercado foi criado visando garantir o acesso universal à eletricidade aos consumidores, com a inclusão dos mais vulneráveis, e é regulado para que não haja preços abusivos e que seja respeitado e garantido um suprimento confiável de eletricidade. (LOPES, 2023)

Ao contrário do que ocorre em Portugal, em que as maiores quantidades de eletricidade são negociadas com proximidade temporal da liquidação física, isto é, nos mercados diário e intradiário, no mercado de energia brasileiro a contratação de energia elétrica por meio dos leilões de energia é feita, em sua maior parte, com uma grande antecedência da entrega final. Há diversos tipos de leilões, podendo ser de energia nova, de energia existente, de ajustes ou de excedentes. Os leilões de energia nova, firmados entre geradoras e distribuidoras, comercializam eletricidade de usinas que ainda não entraram em funcionamento, como por exemplo, leilões A-4, em que as geradoras devem iniciar sua produção de eletricidade em até 4 anos após o fim do leilão. Nos leilões de energia existente há a possibilidade de participação de comercializadoras, que intermediam a negociação entre geradoras e distribuidoras. Neles, é efetuada a contratação de eletricidade de usinas que já estão em funcionamento, mas, ainda, com antecedência em relação à entrega efetiva da energia (por exemplo A-1, sendo 1 ano antes da entrega). Os leilões de ajuste servem para as distribuidoras adequarem a contratação de eletricidade, sendo firmados contratos de menores durações, e, por fim, no leilão de excedentes, como o nome indica, há a negociação do excesso de eletricidade contratado pelas concessionárias. (ESTAVARE, 2022)

Assim sendo, os leilões têm papel fundamental na economia do setor elétrico, pois, por meio deles, é possível prever a receita das usinas e das distribuidoras por um longo período de tempo, visto que são firmados contratos com duração até cerca de 30 anos. Esses contratos devem ser registrados na CCEE e determinam as condições acordadas em leilão. Dessa maneira, as usinas geradoras conseguem obter financiamento para concluir seus projetos e entrar em operação no SIN. Ademais, visando garantir o suprimento de eletricidade demandada por todos os consumidores cativos, as concessionárias declaram ao MME a quantia necessária de energia a ser contratada e o preço é definido de modo que toda a demanda seja atendida pelo menor preço possível. Dessa forma, os custos das distribuidoras relativos à compra da energia são repassados integralmente aos consumidores, por meio de tarifas, não havendo lucro da concessionária nessa parcela. Além disso, nos leilões é possível a comercialização de eletricidade a partir de qualquer fonte, e, com a renovação da matriz elétrica brasileira, nos últimos anos as usinas de fontes renováveis como a solar e eólica também passaram a participar dos leilões de forma mais competitiva (visto que o vencedor do leilão é o agente que oferece o menor preço por uma dada quantidade de energia), além de usinas hidrelétricas que já estão consolidadas no país há certo tempo, marcando uma evolução em relação à transição energética no território brasileiro. A EPE fica incumbida de analisar os diversos tipos de fontes de energia e organizá-las em termos econômicos e de eficiência. (ESTAVARE, 2022; LOPES, 2023)

A Figura 18 mostra a estrutura do ACR, com as relações existentes nesse mercado. Os agentes geradores se relacionam com os agentes distribuidores na compra e venda de energia elétrica, por meio dos leilões. A CCEE é responsável por promover os leilões e registrar os contratos firmados neles. Por fim, a distribuidora se relaciona com os consumidores cativos no fornecimento de energia, em que estes são vinculados às concessionárias da região. A composição tarifária que envolve o sistema será explicada de maneira mais detalhada posteriormente. (ALMEIDA, 2018)



Figura 18 – Esquema de relações no ACR (ALMEIDA, 2018)

O mercado regulado ainda é o ambiente em que se transaciona a maior quantidade de energia no Brasil, tendo, no ano de 2022, cerca de 63,6% de participação no mercado brasileiro de energia elétrica. No entanto, por conta de desvantagens como a impossibilidade de prever os custos da eletricidade e a baixa autonomia por parte dos consumidores, seja em escolher seus fornecedores, a fonte de geração ou os preços de negociação, a participação do ACR no mercado brasileiro como um todo vem sofrendo quedas com o decorrer dos anos, o que abre espaço para uma maior expansão do mercado livre, levando, ao que tudo indica a abertura total do mercado brasileiro no futuro – apesar de estar ocorrendo gradualmente, a passos lentos. (CCEE, 2022a)

3.3.2 Ambiente de Contratação Livre – ACL

De acordo com o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) pode ser conceituado como:

O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos; (BRASIL, 2004, p. 1)

Diferentemente do ACR, o Ambiente de Contratação Livre caracteriza-se por ser um mercado em que há liberdade de escolha dos fornecedores de energia por parte dos consumidores. No mercado livre, os consumidores negociam bilateralmente seus contratos de compra de energia com empresas geradoras ou comercializadoras. Dessa forma, o consumidor estabelece dois contratos, sendo um com a distribuidora de sua região, que ainda será a responsável pelo

fornecimento de eletricidade e, por isso, ainda devem ser pagas algumas tarifas reguladas; e outro contrato da compra da energia em si, em que serão acordados, de maneira bilateral, as condições como preço, quantia, prazos de pagamento e período de contratação. Assim, há a possibilidade da contratação de energia em melhores condições e grandes reduções de custos quando comparado ao mercado regulado, podendo chegar até cerca de 35% de economia na fatura. (LOPES, 2023)

O mercado livre brasileiro está em expansão exponencial, correspondendo a cerca de 36,4% do mercado total no ano de 2022. A Figura 19 mostra a evolução do mercado liberalizado entre os anos de 2006 e 2022. Nota-se um amplo crescimento nos últimos anos, motivado principalmente por fatores como uma maior viabilidade financeira, possibilidade de previsibilidade orçamentária, com compra sob demanda, e, também a oportunidade de escolha quanto às fontes de energia. Ainda, a figura separa os consumidores do mercado livre em consumidores livres, que têm demanda contratada superior a 1MW e podem contratar eletricidade proveniente de qualquer fonte de energia, tendo mais flexibilidade na negociação; e consumidores especiais, que têm demanda contratada entre 0,5MW e 1MW, tendo o direito de negociar apenas energia oriunda de fontes renováveis, permitindo que paguem menores tarifas como forma de incentivo à transição energética. (CCEE, 2022a)

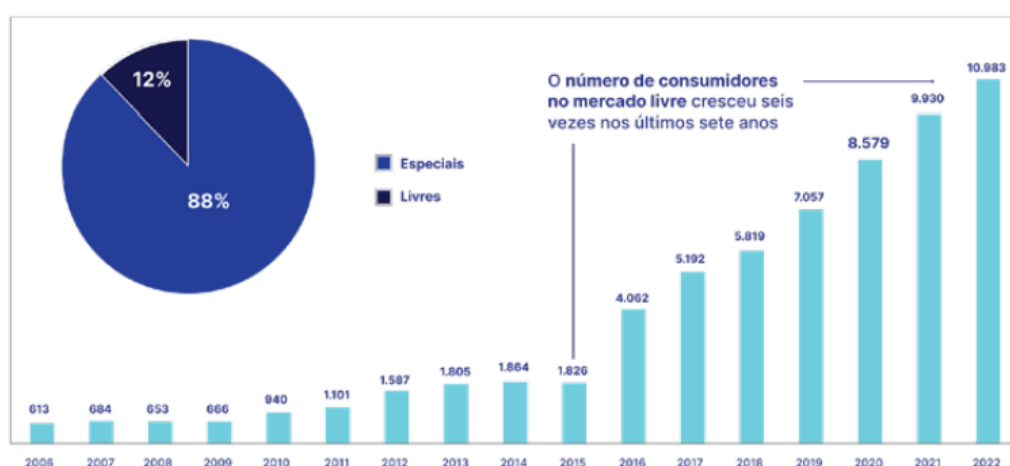


Figura 19 – Evolução do mercado livre brasileiro (CCEE, 2022a)

Atualmente, há restrições para participar do mercado livre, podendo aderir ao ACL apenas as unidades consumidoras pertencentes ao Grupo A – consumidores alimentados em média ou alta tensão. Ainda, a eletricidade contratada no ACL pode ser no modelo tradicional, em que, conforme já exposto, há um acordo bilateral na compra e venda de eletricidade e as próprias empresas consumidoras são responsáveis por gerenciar os contratos, lidar com a burocracia e cumprir todas as obrigações regulatórias, sendo vinculadas à CCEE; ou no modelo varejista, em que a transação entre consumidor e geradora deve ser intermediada por um comercializador varejista, que atuará nome da empresa cliente perante à CCEE, sendo uma opção vantajosa para evitar a burocracia, prezando pela conveniência de ter uma empresa especializada lidando com as responsabilidades. Vale ressaltar que, por meio da Portaria Normativa nº. 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, que permitiu que todas as unidades consumidoras do grupo A

pudessem migrar do mercado regulado para o livre no início do ano de 2024, ficou definido que os consumidores do grupo A com demanda inferior à 0,5MW devem, necessariamente, serem representados por um comercializador varejista. A Figura 20 e a Figura 21 exibem as estruturas dos dois modelos de negociação no ACL, em que no tradicional há a interação direta dos consumidores com a geradora, distribuidora e CCEE, enquanto no modelo varejista o consumidor é representado por um agente varejista, intermediando as negociações e burocracias. (ALMEIDA, 2018; CCEE, 2022a)



Figura 20 – Esquema de relações no ACL - modelo tradicional (ALMEIDA, 2018)



Figura 21 – Esquema de relações no ACL - modelo varejista (adaptado de: ALMEIDA, 2018)

A figura do comercializador varejista foi criada pela Resolução Normativa ANEEL nº 570, de 23 de julho de 2013, com o intuito de facilitar o desenvolvimento do ACL, permitindo que consumidores do grupo A, mas de menor porte, que não possuem estrutura ou conhecimento necessários para gerenciar contratos diretamente possam participar do mercado livre por meio de um agente intermediário. (ALMEIDA, 2018)

Se em Portugal muito se fala de mercado grossista e retalhista, os termos para tais conceitos no contexto brasileiro é atacadista e varejista, respetivamente. Assim, nota-se que tanto o mercado atacadista quanto o mercado varejista de energia elétrica brasileiro são marcados por um ambiente regulado e outro livre. Como pôde ser observado, há diversas diferenças entre os Ambientes de Contratação Livre e Regulada, e, por meio da Figura 22, observa-se as principais, de maneira sintetizada, relacionando cada tipo de mercado quanto ao regime de contratação e liberdade de escolha (livre ou regulado) com cada tipo de mercado quanto ao perfil dos participantes e volume de negociação (atacadista e varejista). (LOPES,2023)

	Mercado Regulado	Mercado Livre
Mercado Atacadista	▪ Leilões de energia entre geradoras e distribuidoras. ▪ Contratos de longo prazo com preços regulados para garantir fornecimento aos consumidores regulados.	▪ Contratos bilaterais entre geradores e grandes consumidores. ▪ Flexibilidade de preços e condições negociadas livremente.
Mercado Varejista	▪ Consumidores cativos são vinculados à distribuidora da região, com tarifas reguladas pela ANEEL.	▪ Operado por comercializadores varejistas. ▪ Permite que pequenos consumidores (do grupo A) acessem o mercado livre com apoio de um intermediário. ▪ Flexibilidade de preços e fontes de energia.

Figura 22 – Diferenças entre ACR e ACL em cada tipo de mercado (Elaboração própria)

Em relação ao desenvolvimento e modernização do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica, o ACL tem um papel fundamental, visto que a tendência é de que, em um futuro próximo, o monopólio de comercialização das concessionárias em relação aos pequenos consumidores será extinto, proporcionando uma liberdade de escolha no fornecimento da eletricidade para todos. Isso pode ser comprovado pelo Projeto de Lei nº 414/2021, que tem como objetivo implementar, de maneira gradativa, a abertura do mercado para todas as unidades consumidoras, inclusive as com tensão de alimentação inferior a 2,3 kV. (LOPES,2023)

Por fim, como no ACL é possível a negociação de energia diretamente com as geradoras, pode-se surgir questões de como os fluxos de energia são gerenciados, visto que é possível a contratação de eletricidade oriunda de qualquer região do país, por conta do SIN. Dessa maneira, a ONS é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, garantindo o equilíbrio entre oferta e demanda. Apesar de existirem submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), o intercâmbio de energia entre essas zonas é possível. É fato que a entrega física da eletricidade não é proveniente necessariamente do fornecedor contratado, havendo uma separação entre o mundo físico do mundo contratual. A CCEE fica incumbida pela contabilização do consumo de acordo com o que foi contratado. Caso haja diferença nesses números, o preço é negociado no mercado de curto prazo, com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que será explanado a seguir. (ESTAVARE, 2022)

3.3.3 Mercado de Curto Prazo – MCP

O Mercado de Curto Prazo de energia elétrica no Brasil, também chamado de mercado das diferenças ou, até mesmo, mercado *spot*, é o ambiente onde ocorrem as liquidações financeiras das diferenças entre os valores e quantidades acordados nos contratos bilaterais e o que de fato foi consumido/gerado. Esse mercado é gerenciado pela CCEE e tem uma função muito importante, garantindo o equilíbrio do sistema elétrico brasileiro e financeiro entre os agentes participantes. Para os consumidores, caso utilizem mais energia do que foi contratada, devem adquirir contratos de compra no MCP, ou se utilizarem menos do que o previsto, podem negociar a sobra nesse mesmo mercado. Já para os geradores, funciona de maneira semelhante, caso produzam mais do que foram contratados para gerar, podem vender esse excedente no MCP, assim como também devem adquirir energia nesse mercado caso a produção seja abaixo do acordado. (CCEE, 2022b)

Essas liquidações das diferenças são efetuadas, financeiramente, com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é um indicador utilizado para representar o valor de referência no MCP. O PLD é calculado diariamente pela CCEE para cada hora do dia posterior, baseando-se no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a oferta e demanda de energia em um certo período. Assim, é levado em consideração toda eletricidade que foi produzida, mas não foi contratada previamente, chegando em um valor final. Chegar ao PLD, no entanto, não é trivial, visto que diversos fatores influenciam em seu resultado. (CCEE, 2024c)

Grande parte da energia elétrica no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas e, para chegar ao PLD, deve ser levado em conta, por exemplo, o baixo custo para a geração de energia hidrelétrica, mas, também, o benefício futuro de seu armazenamento, economizando, futuramente, em combustíveis de termelétricas. Assim, do ponto de vista econômico, é mais benéfico utilizar toda energia oriunda de hidrelétricas disponível, mas essa ação aumenta o risco de déficits futuros. Dessa forma, se mostra complexo encontrar uma solução ótima, visto que influenciam diretamente no cálculo do PLD as condições climáticas e econômicas, fatores hidrológicos, disponibilidade de equipamentos, custo de combustíveis e expectativa de geração futura, por exemplo. (CCEE, 2024c)

Portanto, para o cálculo do PLD são utilizados alguns modelos computacionais, a saber: NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Cada modelo tem sua particularidade, mas, em geral, têm a função de definir uma estratégia de geração que minimize o custo de operação como um todo, para o período de planejamento. O NEWAVE é utilizado para o planejamento de médio prazo, de até 5 anos; o DECOMP, usado em um horizonte de curto prazo, de até dois meses; e, por fim, o DESSEM, de curtíssimo prazo, de até 7 dias, e é o modelo em que, atualmente, os valores do PLD são baseados. (SILVA, 2019)

Ainda, o PLD é definido para cada período e para cada submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), sendo consideradas no cálculo as limitações de interligação entre diferentes submercados, mas não levando em consideração as restrições de transmissão e distribuição dentro de cada submercado, havendo um preço único para cada região. (ESTAVARE, 2022)

Para evitar valores extremos, tanto muito altos como muito baixos, há limites mínimos e máximos para o PLD, que devem ser ajustados a cada ano. Em situações de escassez hídrica, por exemplo, o PLD tende a chegar em seu valor máximo, indicando a necessidade de geração termelétrica, que tem seu custo elevado. No entanto, estabelecer um teto garante uma maior segurança no setor. Esses limites são determinados desde 2020, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 858/19. Para o limite mínimo, pega-se o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu e a Tarifa de Energia de Otimização das outras usinas hidrelétricas do SIN. Já para o PLD máximo, foram estabelecidos dois parâmetros: o PLD máximo estrutural e o PLD máximo horário. Ainda, há o custo do déficit de energia, que se refere à insuficiência estrutural da oferta de eletricidade, muito utilizado tanto para o cálculo do PLD, quanto para o planejamento da expansão e operação do sistema elétrico. (CCEE, 2024c)

Apesar de ter limites de modo a garantir a eficiência do setor, o mercado de curto prazo de energia elétrica no Brasil é visto como um ambiente com riscos e sujeito à volatilidade. Isso se deve a alguns fatores como o cálculo do PLD ser baseado em, entre outros aspectos, prognósticos e suposições, não sendo algo concreto e fácil de se determinar. Dessa forma, esse mercado é utilizado, em sua maioria, apenas caso os agentes não consigam cumprir com as obrigações dos contratos, ficando expostos às oscilações dos preços da eletricidade. (ESTAVARE, 2022)

Portanto, no cenário brasileiro, o MCP é utilizado de maneira diferente ao mercado *spot* de Portugal, por exemplo, em que, como já foi mencionado, é no mercado de curto prazo português onde são comercializados os maiores volumes de energia elétrica. Já no país sul americano, o MCP é caracterizado como um ambiente em que há negociações de baixas quantidades de energia elétrica, mais como forma de ajuste e de garantia ao equilíbrio do sistema do que um mercado principal para aquisição de eletricidade, dando preferência aos contratos de longo prazo, prezando a segurança e previsibilidade energética. (SILVA, 2019)

3.3.4 Estrutura tarifária

A estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro representa um conjunto de tarifas aplicadas aos consumidores, que se diferem quanto aos grupos de tensão, tipos de consumidores, modalidades tarifárias e postos tarifários. Para remunerar os agentes do sistema elétrico e proporcionar uma boa infraestrutura nos diversos segmentos do setor, a ANEEL desenvolve metodologias para o cálculo das tarifas de energia, visando garantir um preço justo ao consumidor final em troca de um serviço de qualidade. A composição tarifária no setor elétrico brasileiro engloba custos que remuneram as geradoras, transmissoras, distribuidoras, além de encargos setoriais e impostos definidos por leis. (ANEEL, 2023)

Como a grande maioria dos consumidores, no Brasil, ainda estão inseridos em um ambiente regulado, será apresentado, primeiramente, as variáveis que influenciam o custo da energia elétrica nesse mercado. Posteriormente, será abordado sobre o mercado livre.

Quanto aos grupos de tensão, que já foram mencionados neste trabalho de forma prévia, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, separa e define em:

- Grupo A: formado pelas UCs alimentadas em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistemas subterrâneos de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e podem ser subdivididos nos seguintes subgrupos:

- a) A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- b) A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- c) A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- d) A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- e) A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- f) AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição;

- Grupo B: formado pelas UCs alimentadas em tensão menor que 2,3 kV e subdivididas nos seguintes subgrupos:

- a) B1: residencial;
- b) B2: rural;
- c) B3: demais classes; e
- d) B4: Iluminação Pública;

Quanto às modalidades tarifárias, elas são formas diferentes de cobrança cujo objetivo é incentivar o uso consciente e eficiente de eletricidade, propiciando possíveis economias para o consumidor. De acordo com o Módulo 7 do documento Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, elas podem ser classificadas em:

Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;

Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia

elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;

Modalidade tarifária Convencional Monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; (ANEEL, 2023, p. 4)

Dessa maneira, um consumidor pode desejar ser faturado em determinada modalidade tarifária (se preencher os pré-requisitos para isso) e, assim, com o uso controlado da eletricidade, a depender de seu perfil de consumo, consegue se beneficiar muito financeiramente. Um exemplo claro são pessoas/empresas que têm uma baixa utilização de eletricidade nos momentos em que o sistema está mais sobrecarregado, podendo optar por modalidades que permitem uma economia nesse cenário.

As modalidades tarifárias que têm o valor da tarifa com mudanças de acordo com as horas de utilização do dia se baseiam nos postos tarifários. Eles são períodos horários que representam o consumo de carga do sistema elétrico e, conseqüentemente, a depender do carregamento do sistema, têm o custo da eletricidade aumentado. Segundo o Módulo 7 do documento Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, eles podem ser classificados em: Posto Tarifário de Ponta, Intermediário ou Fora de Ponta. O horário de ponta é um período composto por 3 horas consecutivas e representa o momento de maior carga no sistema elétrico. O período intermediário é composto por 2 horas, sendo uma imediatamente anterior e uma imediatamente posterior ao período de ponta. E, por fim, o posto tarifário fora de ponta representa as horas diárias restantes. Esses períodos são definidos pela ANEEL, mas podem sofrer intervenção da distribuidora da região. (ANEEL, 2023)

Por fim, outro fator que pode influenciar na fatura de energia para os consumidores do ACR são as bandeiras tarifárias. Elas podem ser definidas como um sistema que tem o objetivo de sinalizar aos consumidores as mudanças no custo da eletricidade a depender das condições de geração. Como a matriz elétrica brasileira é fortemente dependente de energia hidrelétrica, em situações de seca o custo para a produção de energia elétrica tende a aumentar. Dessa forma, as bandeiras tarifárias indicam quando o cenário está favorável para geração (e os preços baixos) ou quando o cenário está desfavorável (com aumento na fatura do consumidor). Elas podem ser classificadas em: bandeira verde, quando as condições estão boas para a produção de eletricidade, não implicando acréscimo tarifário; bandeira amarela, quando as condições já não estão muito favoráveis para a produção de energia elétrica, implicando em um acréscimo de R\$1,885 para cada 100kWh consumido; e bandeira vermelha, quando as condições para geração de energia estão desfavoráveis, implicando em um acréscimo de R\$4,463 para cada

100kWh consumido, no patamar 1, ou, ainda, R\$7,877 para cada 100kWh consumido, no patamar 2, quando a situação está ainda mais crítica. (ANEEL, 2021, 2024e)

Dessa maneira, após a apresentação dos diversos fatores que podem influenciar nas tarifas de energia, pode-se, enfim, expor a composição tarifária para os consumidores cativos. A tarifa pode ser dividida em Tarifa de Energia (TE), que representa o valor da contratação efetiva da eletricidade na distribuidora, podendo ser separada em componentes menores, conforme a Figura 23. A parcela de energia engloba os custos pela compra da energia elétrica, seja por leilões no ACR, geração própria ou compra de geração distribuída; a parcela de transporte compreende os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu; as perdas representam, como o próprio nome indica, custos relacionados às perdas técnicas e não técnicas no processo de transporte da eletricidade; e, por fim, os encargos dizem respeito ao custo relacionado a programas de desenvolvimento e operação do sistema. (ANEEL, 2023)

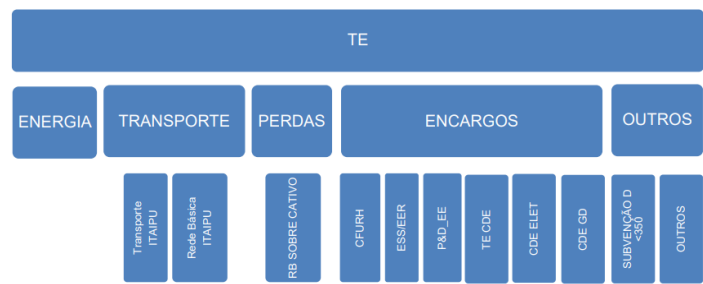


Figura 23 – Componentes tarifários da TE (ANEEL, 2023)

Além da TE, há, também a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que está associada ao uso do sistema de distribuição. Ela pode ser subdividida em 3 componentes menores, semelhante à TE, como pode ser visto na Figura 24. A primeira parcela é a de transporte, e, por sua vez, pode ser separada em Fio A e Fio B. A primeira compreende os custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, sendo custos que a distribuidora não têm interferência, e apenas repassa ao consumidor. Já a parcela de Fio B, é constituída pelos custos do uso de ativos de propriedade da própria distribuidora. Ademais, há a parcela de perdas, que se assemelha ao explicado na TE, e, finalmente, os encargos, que recupera custos relacionados à programas institucionais e contribuições para a operação do sistema. (ANEEL, 2023)



Figura 24 – Componentes tarifários da TUSD (ANEEL, 2023)

Assim, os consumidores cativos são faturados de acordo com as variáveis explicitadas, pagando, em uma única fatura, custos referentes à TE e à TUSD. Além disso, também são cobrados impostos e tributos como PIS/COFINS, ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, que são de imposição do governo, não sendo responsabilidade da ANEEL. (ALMEIDA, 2018)

Já no ACL, como o consumidor livre tem o poder de escolha de seu fornecedor de energia, o pagamento da TE não é mais destinado à distribuidora da região, sendo efetuado no contrato acordado entre ambas as partes. Nesse ambiente, ainda há a possibilidade de contratar energia de um submercado diferente do consumo, separando o mundo físico do contratual. No entanto, as tarifas relacionadas ao transporte da energia pelas redes de distribuição e transmissão ainda devem ser pagas à concessionária local, visto que ela fornece a estrutura necessária para o consumo da eletricidade. Assim, no mercado livre brasileiro, o consumidor paga duas faturas diferentes, sendo uma para a geradora/comercializadora com as condições determinadas em um contrato acordado bilateralmente, e outra para a distribuidora local, que ainda contém a TUSD (e, possivelmente a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST), além de encargos e impostos que ainda permanecem. (ALMEIDA, 2018)

Vale ressaltar, ainda, que os fatores mencionados como as bandeiras tarifárias, as modalidades tarifárias e os postos tarifários, a priori, não influenciam no valor da energia no Ambiente de Contratação Livre, visto que as condições são acordadas diretamente com o comercializador/gerador. Assim, pode haver, ou não, condições no contrato quanto ao horário de utilização da eletricidade, aos cenários de seca ou aos perfis de consumo, a depender do que for acordado entre os agentes, sem ter a interferência direta desses mecanismos regulados. Ainda assim, as tarifas relacionadas ao transporte da eletricidade podem sofrer interferência desses fatores, a depender do contrato de conexão com a distribuidora. (ALMEIDA, 2018)

3.4 Mercados Locais – Brasil

Os mercados locais de energia elétrica vêm ganhando força e popularidade mundialmente, principalmente por conta de questões como a sustentabilidade ambiental, a eficiência energética e um maior aproveitamento econômico. No cenário brasileiro não é diferente, com o desenvolvimento e implementação de novas tecnologias que visam promover a descentralização do setor. No entanto, o estabelecimento de mercados locais no contexto brasileiro ainda está em estágios iniciais, sem uma estrutura sólida bem definida. (AMARAL *et al*, 2024)

Apesar disso, conceitos como o de Geração Distribuída (GD) e o próprio autoconsumo têm ganhado grande destaque no histórico recente do país. Isso ocorre devido aos aumentos no preço da eletricidade para os consumidores, que acabam por procurar alternativas para evitar a grande dependência hídrica e também para reduzir os custos associados à transmissão e distribuição de energia, que são inerentes ao modelo centralizado. Com isso, houve uma grande expansão da geração solar fotovoltaica nos últimos anos, estabelecendo um ambiente favorável para o desenvolvimento de mercados locais. (AMARAL *et al*, 2024)

Nesse sentido, os conceitos de geração distribuída e do autoconsumo serão explorados de maneira mais detalhada a seguir.

3.4.1 Geração Distribuída – GD

Retomando conceitos já mencionados, a geração distribuída pode ser definida como a produção de eletricidade proveniente de instalações conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição, por meio de usinas geradoras de menor porte ou, ainda, instalações dos próprios consumidores. Dessa maneira, há uma mudança no “modelo clássico” de produção de energia, que se caracteriza por ser realizado a grandes distâncias dos centros de consumo, com uma menor quantidade de unidades geradoras, mas com mais potência associada a cada uma delas. No modelo descentralizado, associado à geração distribuída, há uma grande quantidade de unidades de produção com menores potências instaladas, situadas mais próximas dos centros de consumo, diminuindo a dependência da eletricidade oriunda das grandes usinas no suprimento do consumo no país. (ANEEL, 2024b)

No Brasil, a GD foi instituída pela Resolução Normativa REN 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL, e foi subdividida em Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD). Após revisões, atualmente essas categorias são reguladas por meio da REN 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, para se adequar à Lei que representou o marco regulatório da GD no cenário brasileiro: a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Por meio dela foram determinados regras e procedimentos vinculados à MMGD e ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), impulsionando a produção descentralizada no setor elétrico brasileiro. Dessa maneira, tais conceitos foram definidos, de acordo com o Artigo 1º da Lei 14.300/2022 como:

XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIV - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de

energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema. (BRASIL, 2022, p. 1)

Dentre as modalidades de participação no SCEE, estão a geração distribuída em Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC) e a geração compartilhada. A primeira se caracteriza pela divisão da energia elétrica gerada entre os participantes, que, apesar de consumirem a eletricidade separadamente, devem estar situados em um mesmo local, como é o caso de apartamentos ou casas em um condomínio, ou lojas situadas em um shopping ou em um prédio comercial, por exemplo, em que cada membro recebe uma porcentagem da eletricidade produzida. Já a geração compartilhada é quando há um acordo entre membros que têm suas UCs situadas em locais diferentes ao da geração e se unem por meio de uma associação civil, como um consórcio ou cooperativa, recebendo, cada um, uma porcentagem da eletricidade produzida pelo projeto de GD. (ANEEL, 2024c)

Essas modalidades, no entanto, não são muito comuns no país, por razões variadas. Elas ainda são relativamente novas e têm uma representatividade muito menor seja em potência instalada ou número de consumidores quando comparadas com modalidades de autoconsumo, que serão abordados posteriormente. O alto custo inicial associado a um projeto de grande porte, destinado a suprir o consumo de diversas UCs, e as complexidades burocráticas, relacionadas tanto à associação em consórcio e cooperativas quanto pela divisão percentual entre os membros participantes são questões que dificultam a popularização desses modelos. Além disso, no Brasil há muitas regiões que não possuem infraestrutura suficiente para tais propostas, seja na rede de distribuição, para projetos de maior porte, ou simplesmente na questão de tecnologias defasadas, com a necessidade de medidores mais modernos como medidores inteligentes, que ainda não são realidade em todo país. Por fim, faltam incentivos financeiros diretos, como subsídios ou a isenção de impostos, que poderiam tornar esses modelos mais viáveis economicamente. (NETTO; JUNIOR, 2022)

Todavia, apesar dessas barreiras, esses modelos têm um alto potencial de aplicação no país, especialmente para consumidores que possuem restrições econômicas ou limitações físicas nas suas propriedades que impedem de investir e implementar um projeto de GD em sua própria UC. Para isso, espera-se que ocorram melhorias na regulamentação e nos incentivos financeiros, visando uma maior promoção e alcance desses modelos de geração distribuída no país. (NETTO; JUNIOR, 2022)

A evolução da MMGD no cenário brasileiro nos últimos anos é marcante, partindo de uma posição de complementar a matriz elétrica para se tornar protagonista em termos de expansão da capacidade instalada. A Figura 25 mostra a expansão de geração elétrica por fonte de energia e, por meio dela, constata-se que a energia solar de GD foi a que mais cresceu no ano de 2023, sendo o terceiro ano consecutivo dessa marca, de acordo com a EPE (2024b). Além disso, a Figura 26 apresenta a evolução percentual do consumo de eletricidade atendido por MMGD no mercado cativo, representando, no ano de 2023, 8,5% do consumo total. Vale ressaltar que o SCEE está disponível apenas no mercado regulado.

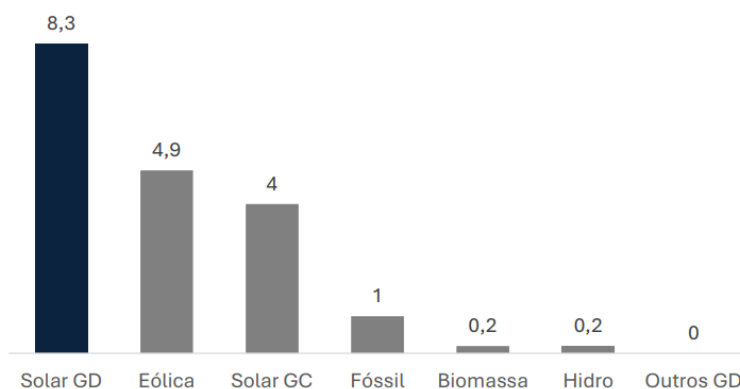


Figura 25 – Expansão da geração de energia elétrica no ano de 2023 - em GW (EPE, 2024b)

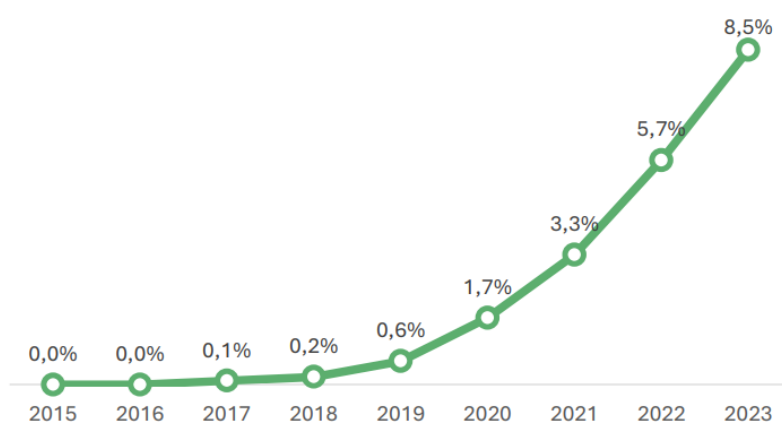


Figura 26 – Evolução da participação da MMGD no mercado cativo nacional (EPE, 2024b)

Ademais, com informações disponíveis no Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída, da EPE (2024c), pode-se analisar as evoluções da capacidade instalada da GD e do número de consumidores com GD, por meio da Figura 27 e da Figura 28, e as projeções dos mesmos indicadores para um período de uma década, por meio da Figura 29 e da Figura 30, respectivamente.

Por meio das figuras apresentadas, constata-se um amplo crescimento da GD a partir dos anos de 2018 e 2019. A potência instalada no país variou de 240MW, no ano de 2017, quando contava com cerca de 40 mil consumidores, para 26,6GW no ano de 2023, com cerca de 3,4 milhões de consumidores. Além disso, espera-se que esses números continuem crescendo, mesmo que de maneira menos acentuada, tendo uma projeção de 58,8GW de potência instalada no ano de 2034, com uma expectativa de mais de 7 milhões de consumidores utilizando energia elétrica proveniente de geração distribuída. (EPE, 2024c)

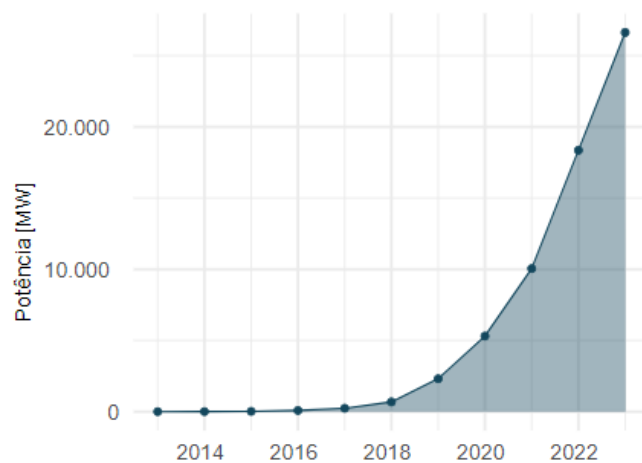


Figura 27 – Evolução da capacidade instalada da GD (EPE, 2024c)

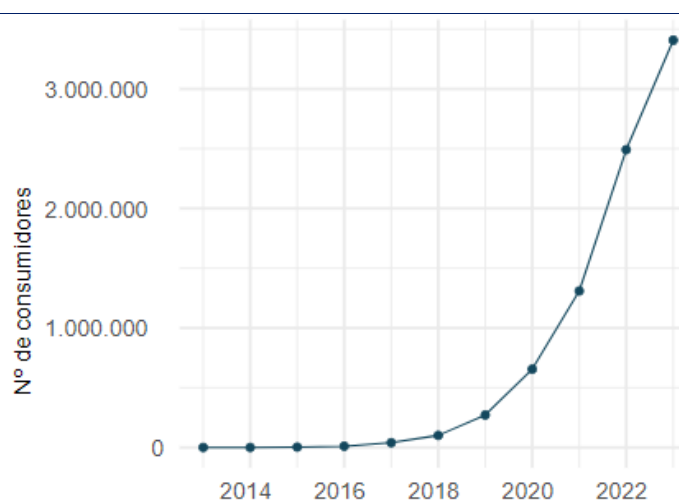


Figura 28 – Evolução do número de consumidores com GD (EPE, 2024c)

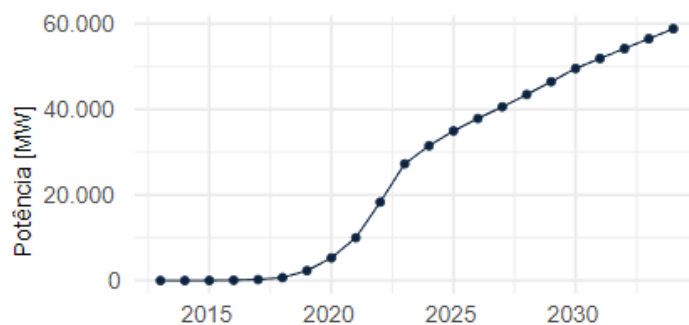


Figura 29 – Projeção da capacidade instalada da GD (EPE, 2024c)

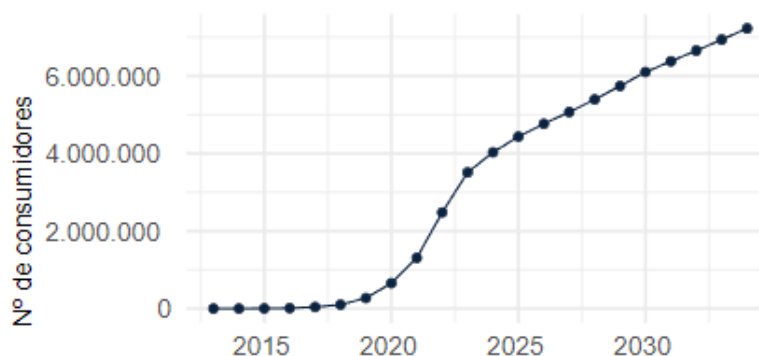


Figura 30 – Projeção do número de consumidores com GD (EPE, 2024c)

Ressalta-se, ainda, que apesar da geração distribuída ser marcada pela grande utilização de geração solar, por meio de painéis fotovoltaicos, outras fontes também têm participação nesses indicadores. No entanto, ao analisar os dados, nota-se que dos 26,6GW de potência instalada, apenas 241MW são oriundos de fontes eólicas, térmicas ou hídricas. Ademais, conforme explicitado, as modalidades de participação no SCEE apresentadas, nomeadamente a GD em EMUC e a geração compartilhada, não têm grande representatividade no cenário brasileiro atual. Analisando novamente os 26,6GW de potência instalada, identifica-se que são provenientes das modalidades apresentadas apenas 812MW. Dessa maneira, constata-se uma participação abundante das modalidades que ainda não foram abordadas, a saber: autoconsumo local e autoconsumo remoto, que serão explicados a seguir. (EPE, 2024c)

3.4.2 Autoconsumo

Após a exposição geral sobre a geração distribuída, torna-se relevante abordar a categoria que exerce maior influência no modelo de produção descentralizada no Brasil: o autoconsumo. Apesar de estarem intimamente ligados, o autoconsumo representa uma classe específica dentro do âmbito da GD e pode ser subdividido em autoconsumo local ou remoto. A Lei nº 14.300/2022 define essas modalidades como:

I – autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;

II – autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora; (BRASIL, 2022, p. 1)

Dessa forma, surge a possibilidade de os consumidores gerarem sua própria eletricidade e injetarem na rede elétrica o excedente não consumido. Esse excedente pode ser utilizado

posteriormente, dentro do período de faturamento, ou, em caso de sobra ao final do mês, transformado em crédito para compensação do consumo nos meses subsequentes, com validade de até 60 meses. Esses créditos podem ser utilizados na própria localidade de geração, caracterizando o autoconsumo local, ou em outras UCs pertencentes ao mesmo titular, caracterizando o autoconsumo remoto. Entretanto, esses créditos não são passíveis de comercialização com outros consumidores, sendo expirados caso não sejam utilizados no período válido. Nesse contexto, a rede elétrica funciona exclusivamente como um meio de troca, recebendo a energia excedente que não é necessária no momento e fornecendo energia quando a produção local não é suficiente para atender à demanda. (ANEEL, 2024c)

Conforme mencionado anteriormente, o grande desenvolvimento da GD nos últimos anos se deu, principalmente, pela intensificação do autoconsumo, especialmente no setor residencial. Quando analisados os números, dos 26,6GW de potência instalada no ano de 2023, cerca de 25,6GW é proveniente do autoconsumo, sendo 77% da geração na própria UC e 23% do autoconsumo remoto. Esses dados mostram que cerca de 96% de toda MMGD no Brasil é oriunda do autoconsumo. Ademais, em termos de energia elétrica produzida, percebe-se, por meio da Figura 31, que há crescimentos significativos de ano para ano, e que as divisões entre as parcelas de eletricidade consumida e injetada na rede de toda energia gerada são semelhantes no histórico recente, com uma leve superioridade para a eletricidade injetada na rede. (EPE, 2024c)

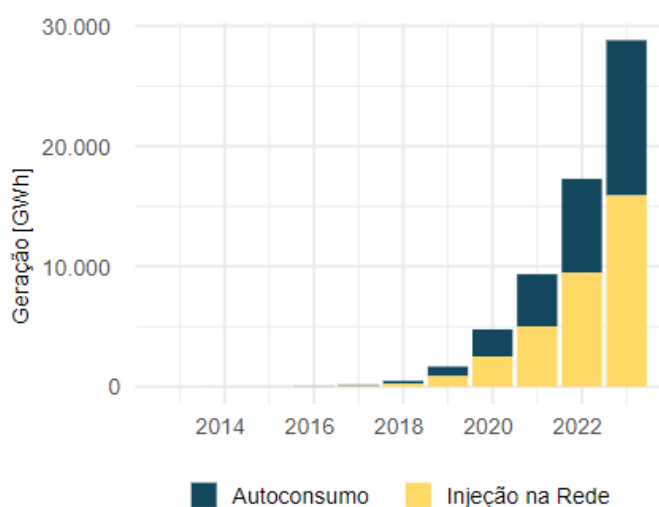


Figura 31 – Evolução anual do autoconsumo quanto à destinação da energia gerada (EPE, 2024c)

Quanto à classe de consumidores que mais utilizam sistemas de autoconsumo, observa-se, conforme ilustrado na Figura 32, que o segmento residencial é o que detém a maior potência instalada, com aproximadamente 12,6 GW, o que corresponde a cerca de 49% da potência total instalada no autoconsumo. Em seguida, destacam-se os segmentos comercial, com 7,2 GW (representando 28%), e rural, com 3,8 GW (correspondendo a 15%). Esses dados encontram respaldo na realidade cotidiana, pois a presença de painéis fotovoltaicos tem se tornado cada vez mais comum em residências e edificações comerciais. No setor rural, chama a atenção o crescimento das chamadas “fazendas solares”, que são usinas de menor porte instaladas em

propriedades rurais, como sítios e fazendas, as quais, geralmente, possuem vastas áreas disponíveis para a instalação de painéis solares. Tais instalações se destacam como uma solução viável e eficiente para a geração de energia renovável, aproveitando o grande espaço disponível e contribuindo de maneira significativa para a geração descentralizada de energia. (EPE, 2024c; CCEE, 2022b)

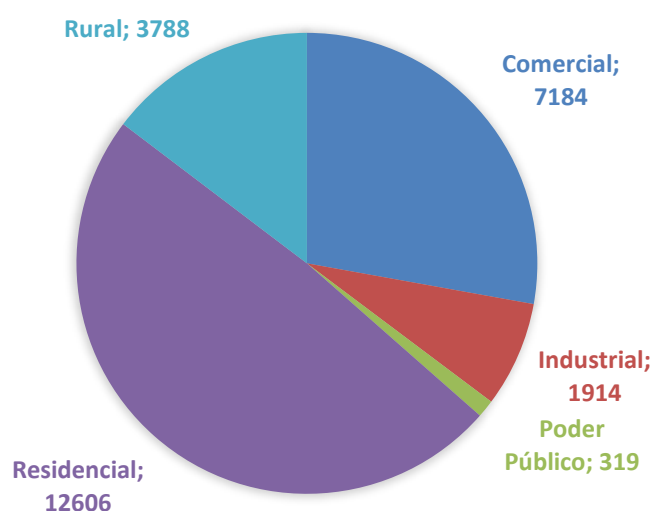


Figura 32 – Potência instalada por classe de consumo – em MW (Adaptado de: EPE, 2024c)

O crescente aumento da implementação sistemas de autoconsumo, que culminou em uma participação significativa da modalidade da GD quanto à potência instalada no país, pode ser dado por diversas razões. Primeiramente, os acréscimos recorrentes no valor da eletricidade fazem o consumidor buscar soluções para amenizar tal adversidade – tendo na geração própria uma excelente alternativa. Além disso, no quesito da transição energética no país, que visa implantar cada vez mais fontes renováveis, foram dados benefícios como a isenção de componentes tarifárias para que a instalação desses sistemas se tornasse mais atrativa para o consumidor, visto que o custo de investimento era consideravelmente elevado, especialmente há alguns anos. No entanto, com o estabelecimento da Lei 14.300/2022, tais benefícios sofreram uma diminuição gradual. (AMARAL *et al*, 2024)

Na mesma legislação também ficou determinado a obrigatoriedade de pagamento do custo de disponibilidade da rede, que mantém disponível ao consumidor o serviço da distribuidora da região, necessário para períodos com pouca ou nenhuma incidência solar. Dessa maneira, mesmo que a UC produza mais energia do que seu consumo ao final do mês, a fatura de eletricidade nunca será zerada, sendo cobrado valores distintos a depender das condições de alimentação da propriedade. Ainda assim, apesar da redução das vantagens tarifárias, tal legislação representou um importante marco regulatório, fornecendo maior estabilidade, previsibilidade e segurança jurídica aos consumidores. Ademais, com o passar dos anos e a popularização dos painéis fotovoltaicos no cenário brasileiro, tornou-se mais viável a instalação

desses sistemas, com o custo menor dos equipamentos necessários e maior competição na escolha da empresa instaladora. (AMARAL *et al*, 2024)

Assim como já explicitado no cenário português, o modelo de produção descentralizada, com o fortalecimento do autoconsumo, proporciona o estabelecimento de novos agentes no setor elétrico. Os chamados *prosumers*, internacionalmente, no Brasil são popularmente conhecidos como “prosumidores” ou, ainda, consumidor-gerador – denominação determinada pela Lei 14.300/2022 para os titulares de UCs com MMGD. Dessa forma, o consumidor pode passar a ter um certo protagonismo no sistema elétrico, deixando de apenas utilizar a energia elétrica para também receber funções de um gerador, possibilitando mudanças nos papéis e relações existentes no setor. (AMARAL *et al*, 2024)

Contudo, o contexto do autoconsumo, assim como o da GD de maneira geral, aplica-se exclusivamente ao mercado cativo. No que tange ao mercado livre de energia elétrica, entretanto, existe uma modalidade relacionada ao autoconsumo que pode ser adotada pelos consumidores, conhecida como autoprodução (CCEE, 2022b). A Resolução Normativa ANEEL nº 1.097, de 9 de julho de 2024, define a figura do autoprodutor como “Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo, mediante autorização da ANEEL, comercializar seus excedentes de energia.”. A autoprodução funciona de maneira semelhante ao autoconsumo no mercado regulado, mas é utilizada, normalmente, por empresas com um alto consumo energético que procuram diminuir seus gastos com eletricidade e ter uma maior previsibilidade de preços, além de ter alguns benefícios tarifários. Nesse modelo não há restrições máximas quanto à potência instalada, sendo apenas necessário ter uma demanda superior a 3MW. (ANEEL, 2024d)

Além do autoprodutor, a ANEEL (2024d, p. 18) também conceitua o Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) como “a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.”. Esse agente muitas vezes pode ser confundido com o autoprodutor, entretanto, há uma distinção clara quanto à finalidade da geração. Enquanto, na autoprodução, a eletricidade é gerada para o consumo próprio, o PIE gera com o intuito de comercializar a energia, não estando obrigado a utilizar a eletricidade produzida. Apesar do objetivo principal do autoprodutor ser para consumo próprio, ele pode negociar seus excedentes no mercado livre, assim como firmar contratos de compra caso sua produção não seja suficiente para atender à totalidade de seu consumo. Ainda, a autoprodução pode ser subdividida em contígua, quando a geração e consumo são efetuados no mesmo local, ou remota, quando a eletricidade é produzida em um local distinto do consumo. A primeira é a mais utilizada, pois não há a necessidade de utilização das redes de transmissão e distribuição, ficando, os autoprodutores, isentos de tarifas como a TUST e a TUSD. (ARONOVICH, 2024)

Em suma, verifica-se que o autoconsumo tem se consolidado cada vez mais como um pilar fundamental para a descentralização da produção de energia elétrica no Brasil. A crescente

adoção de sistemas de geração distribuída, especialmente no setor residencial, reflete tanto o desejo dos consumidores de reduzir os custos com a eletricidade quanto a necessidade do país de alinhar-se à transição energética, com mais utilização de fontes renováveis. Embora a Lei nº 14.300/2022 tenha trazido mudanças significativas nas condições tarifárias e nas obrigações dos consumidores de maneira a reduzir as vantagens, ela também proporcionou maior segurança jurídica e previsibilidade ao setor. Com a evolução das tecnologias e a redução dos custos de instalação, a tendência é que o autoconsumo e a geração distribuída se expandam ainda mais, consolidando-se como uma solução cada vez mais viável e eficiente para o setor energético brasileiro. No entanto, considerando a perspectiva de uma abertura do mercado de energia elétrica em um futuro próximo, será necessária uma revisão das regulamentações relacionadas ao autoconsumo. Embora o modelo esteja bem estabelecido no mercado cativo, novas regras serão essenciais para estruturar a integração da geração distribuída ao mercado livre.

3.5 Conclusões

Após a exposição das particularidades dos mercados de eletricidade de cada país, será realizada, a seguir, uma análise comparativa entre as duas nações, destacando suas semelhanças e diferenças.

Começa-se por abordar a principal diferença entre os mercados de energia elétrica do Brasil e de Portugal, que reside na liberdade de escolha dos consumidores no mercado retalhista (ou varejista), ou seja, na relação entre os consumidores finais e as comercializadoras/distribuidoras de energia. Como mencionado, no Brasil, a maioria dos consumidores está inserida em um mercado regulado, no qual os consumidores cativos não têm a possibilidade de selecionar seu fornecedor de energia, sendo obrigados a adquirir eletricidade da distribuidora da sua região. Em contraste, Portugal adota um modelo totalmente liberalizado, permitindo que todos os consumidores tenham acesso ao mercado livre e possam escolher o fornecedor de eletricidade que melhor atenda às suas necessidades. Este modelo, caracterizado pela plena liberalização, é uma tendência que se espera que seja adotada no Brasil no futuro, uma vez que ele favorece a competição entre fornecedores, resultando em preços mais acessíveis e condições contratuais mais vantajosas para os consumidores, além de promover maior eficiência no setor.

Ao se considerar o mercado grossista (ou atacadista) de energia em ambos os países, isto é, na relação entre geradoras e comercializadoras/distribuidoras, observa-se que, embora tanto no Brasil quanto em Portugal seja possível a negociação de contratos de curto e longo prazo, as dinâmicas no mercado apresentam diferenças significativas. Em Portugal, o mercado *spot* desempenha um papel preponderante, sendo o principal mecanismo de negociação e responsável pela maior parte das transações de eletricidade. Já no Brasil, o MCP possui uma função mais restrita, atuando principalmente como um mecanismo de ajuste entre a oferta e a demanda do sistema elétrico. Sua principal função é equilibrar as variações diárias ou os desequilíbrios eventuais no fornecimento de energia, sendo que o volume de energia

negociado é proporcionalmente menor quando comparado com o mercado português. Isso ocorre devido à matriz elétrica predominante no Brasil, ser baseada, principalmente, em energia hídrica, o que possibilita o gerenciamento da geração, com o armazenamento de grandes volumes de água para períodos de seca. Dessa forma, as contratações de longo prazo no Brasil tornam-se mais vantajosas, já que oferecem maior previsibilidade nos preços, evitando a volatilidade do mercado de curto prazo. Em Portugal, a maior participação de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, contribui para flutuações na oferta de energia, dificultando a previsibilidade da geração e tornando os mercados diário e intradiário mais relevantes para o país.

No que tange aos contratos de longo prazo, embora também existam opções dessa modalidade em Portugal, a principal aplicação desses contratos não é a negociação direta de eletricidade, mas sim a utilização de instrumentos financeiros para proteção contra a volatilidade dos preços no mercado *spot*, com o intuito de gerenciar riscos associados às flutuações diárias ou intradiárias, sendo transacionada uma pequena parcela de energia nesse mercado. Em contrapartida, no Brasil, os contratos de longo prazo desempenham um papel fundamental na negociação de eletricidade, com grandes volumes de energia sendo negociados, tanto por meio de contratos bilaterais entre geradoras e comercializadoras ou grandes consumidores no ACL, quanto por meio de leilões de energia entre geradoras e distribuidoras no ACR. Esses contratos são essenciais para garantir estabilidade no fornecimento e nos preços da eletricidade, sendo um elemento-chave para o funcionamento do mercado brasileiro.

Na comparação das estruturas tarifárias do setor elétrico brasileiro e português, percebe-se que há uma configuração base em comum, ainda que haja diversas diferenças marcantes. Primeiramente, analisando apenas os mercados livres das duas nações, verifica-se a presença de uma estrutura tarifária composta por 3 partes análogas em ambos: a parte da energia; a parte do uso das redes de transmissão e distribuição, que é controlada pela reguladora (ANEEL ou ERSE) e deve ser paga em uma fatura distinta da energia, diretamente à distribuidora da região que dispõe de toda a estrutura que possibilita o fornecimento da eletricidade; e, por fim, a parte de impostos, taxas e/ou encargos, sendo caracterizada por uma parcela definida pelo governo dos países, não sendo competência dos órgãos do setor elétrico. Assim, constata-se semelhanças na estrutura principal, mas que quando analisadas de maneira mais detalhada, percebe-se distinções consideráveis.

O mercado livre de energia em Portugal apresenta uma estrutura tarifária mais flexível, acessível e diversificada quando comparado ao mercado livre brasileiro. Primeiramente, há uma restrição notável quanto a entrada de usuários, no Brasil, sendo permitido, até o momento, apenas consumidores do grupo A, enquanto, em Portugal, qualquer consumidor pode aderir ao mercado livre – sendo o maior mercado em número de consumidores e volume de energia negociada. No entanto, as diferenças não se limitam a esse aspecto, visto que, apesar das 3 componentes tarifárias serem semelhantes, no país europeu há uma grande variedade de opções tarifárias personalizadas, já tendo um setor muito mais consolidado e preparado para

diversos perfis de consumo. Como já foi mencionado, há a possibilidade de contratos indexados, com ciclos semanais ou diários e, ainda, modalidades bi-horárias ou tri-horárias, por exemplo.

Essa flexibilidade tarifária no mercado português oferece diversos benefícios, como a redução dos custos para os consumidores, que têm a possibilidade de adaptar seus hábitos de consumo, a maior eficiência energética ao ter o controle da utilização da eletricidade fora dos horários de grande sobrecarga no sistema e o incentivo à sustentabilidade ao diminuir a necessidade de despacho de energia por fontes mais caras e poluentes. Ademais, a acessibilidade ao mercado livre para pequenos consumidores é complementada por ferramentas que facilitam a comparação entre fornecedores, promovendo maior competitividade e transparência na escolha do fornecedor, por parte dos consumidores.

No cenário brasileiro, apesar de existir modalidades tarifárias e postos tarifários, de maneira semelhante com o país português, essas características só influenciam nas tarifas do ACR, impactando apenas os consumidores cativos. O mercado livre brasileiro, por sua vez, não oferece opções tarifárias personalizadas. A energia negociada por meio da TE é determinada, a priori, sem a influência de modalidades tarifárias ou postos tarifários, enquanto os custos relacionados à infraestrutura da rede (TUSD e TUST) podem variar por horário de ponta e fora de ponta. Essa configuração, embora já esteja consolidada para grandes consumidores, é defasada quanto as possibilidades de contratos, sendo um aspecto que se constata passível de evolução. Dessa forma, a estrutura tarifária presente no mercado livre português demonstra ser mais moderna e inclusiva, com mais possibilidades para atender melhor os consumidores, independentemente de sua categoria. No Brasil, o mercado livre, apesar de já afirmado para os consumidores de grande porte, necessita de mais opções para que, quando houver a abertura total, já tenha a estrutura necessária para a inclusão de mais consumidores. Isso promoverá uma maior eficiência no setor, estimulando hábitos de consumo mais conscientes e sustentáveis aos usuários.

Ao entrar na questão dos mercados locais de eletricidade, observa-se que, em Portugal, já há uma estrutura mais bem definida e consolidada, com diversas opções para os consumidores, incluindo mecanismos que permitem uma gestão mais eficiente da energia. Nesse sentido, foi introduzido o conceito de comunidade de energia, que permite a geração, consumo e partilha de eletricidade a partir de fontes renováveis, especialmente solar, entre os membros de uma determinada área geográfica. Este modelo não só proporciona um uso mais eficiente da eletricidade, mas também contribui para a redução dos custos por parte dos consumidores, criando um ambiente de cooperação que maximiza os benefícios da geração distribuída. Além disso, há outras possibilidades de associação e de relacionamento entre os agentes do setor, em que *prosumers* têm a permissão para comercializar excedentes de energia, proporcionando novas oportunidades de modelos de negócio que geram vantagens financeiras e sustentáveis para todo o setor.

Por outro lado, no Brasil, o acesso a tais alternativas ainda é limitado para a grande maioria dos consumidores. Embora o país apresente um grande potencial para a adoção de sistemas de geração distribuída, especialmente através de sistemas fotovoltaicos, a regulamentação

vigente ainda não permite que os consumidores negociem os excedentes de energia gerados, como ocorre em mercados mais avançados. Atualmente, os consumidores que instalam sistemas fotovoltaicos em suas residências no Brasil apenas podem receber créditos de compensação para abatimento em suas faturas de energia, sem a possibilidade de venda direta ou de comercialização dos excedentes. Isso limita significativamente as possibilidades de otimização e da rentabilidade das instalações solares e impede que o mercado brasileiro aproveite integralmente das vantagens da produção descentralizada de energia. O sistema de compensação existente, embora positivo, não proporciona a flexibilidade que o consumidor poderia ter em um modelo mais liberalizado e inovador, como o encontrado em Portugal.

É importante, no entanto, levar em consideração as diferenças de escala e complexidade entre os dois países. O Brasil é um país de dimensões continentais, com diversos desafios relacionados à distribuição e transporte de energia devido à sua imensa extensão territorial. A Figura 33 exibe a comparação das dimensões geográficas dos mercados de eletricidade do Brasil e de Portugal. Enquanto o MIBEL engloba Portugal e Espanha, cujas áreas territoriais somadas não chegam a 600.000 km², o Brasil é dividido em 4 submercados em que cada um deles já supera a área atendida pelo MIBEL, e, juntos, têm uma área total de 8 milhões e meio de quilômetros quadrados. Essa complexidade torna a transição para um modelo totalmente liberalizado e descentralizado mais desafiadora, exigindo um planejamento estratégico robusto e investimentos em infraestrutura para suportar as inovações tecnológicas e a expansão da geração distribuída de maneira eficiente e segura.

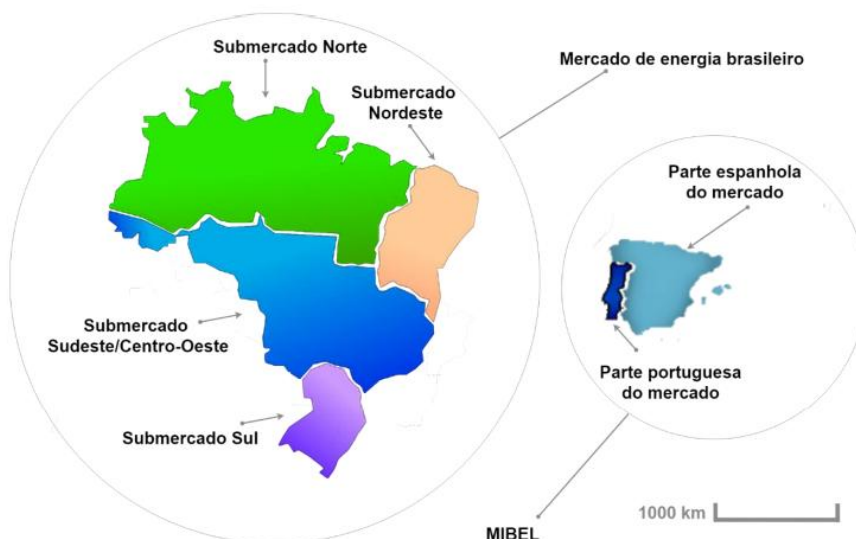


Figura 33 – Mapa com as dimensões geográficas do mercado brasileiro e do MIBEL (SILVA, 2019)

Apesar dessas dificuldades, o Brasil possui um enorme potencial para evoluir no sentido de uma maior liberalização e inovação do mercado energético. A modernização das políticas regulatórias, aliada ao desenvolvimento de novas tecnologias e ao fortalecimento da infraestrutura de transmissão e distribuição, é fundamental para viabilizar o acesso dos consumidores às mesmas oportunidades oferecidas em mercados mais desenvolvidos, como o de Portugal. A implementação de modelos semelhantes às comunidades de energia e a

expansão das opções de comercialização de excedentes de energia solar são passos importantes para tornar o mercado brasileiro mais flexível e competitivo, proporcionando benefícios diretos aos consumidores e contribuindo para a sustentabilidade do setor energético como um todo.

Portanto, o Brasil ainda está em um estágio de desenvolvimento mais inicial no que diz respeito à liberalização do mercado de energia elétrica e ao estabelecimento de mercados locais organizados, mas com os ajustes regulatórios necessários e o incentivo a novos modelos de negócio, pode avançar significativamente. Por fim, a adoção de práticas que já demonstraram resultados positivos no mercado português pode ser uma estratégia viável para garantir a evolução do mercado energético brasileiro e melhorar a eficiência e os benefícios para o consumidor.

4 Caso de estudo: análise de uma instalação residencial com geração fotovoltaica nos modelos de mercado de energia elétrica no Brasil e em Portugal

Nos capítulos anteriores, foram discutidos os aspectos regulatórios e organizacionais que caracterizam os mercados de energia elétrica no Brasil e em Portugal, abrangendo tanto a evolução histórica dos respectivos setores elétricos quanto o funcionamento dos mercados regulados e liberalizados. Essas análises destacaram as diferenças estruturais e normativas entre os dois países, além das implicações para os agentes do setor, como consumidores, comercializadores e geradores. Ademais, também foram abordadas as oportunidades e limitações impostas por cada modelo, especialmente no que diz respeito à inserção de tecnologias de geração distribuída, como a fotovoltaica.

Nesse contexto, o presente capítulo introduz um caso de estudo que visa analisar uma instalação residencial com geração fotovoltaica nos contextos regulatórios e de mercado de ambos os países. Dessa forma, serão comparadas as oportunidades disponíveis para essa instalação nos diferentes mercados, avaliando quais são os benefícios potenciais oferecidos em cada cenário. A análise irá considerar questões como a compensação de energia no ambiente regulado e as possibilidades de comercialização de excedentes em um mercado liberalizado, buscando compreender qual configuração apresenta melhores condições para o “prossumidor”.

A comparação dos cenários visa ilustrar as diferenças práticas entre os mercados brasileiro e português, evidenciando as vantagens e limitações específicas de cada modelo organizacional. Com isso, busca-se compreender as condições que favorecem a geração distribuída em

ambientes regulados ou liberalizados, bem como a integração e relação entre agentes do setor, contribuindo para uma visão mais ampla sobre as oportunidades em cada mercado.

4.1 Dados da instalação

Embora as informações se refiram a uma unidade consumidora inserida no contexto espanhol, os dados de consumo e geração serão aplicados aos mercados português e brasileiro. Isto ocorre porque, no presente estudo, não serão considerados os perfis específicos de consumo ou geração, os quais podem variar conforme a localidade e dependem de fatores como a radiação solar e as tecnologias utilizadas. Portanto, o foco será na implementação da instalação como se ela estivesse inserida nos mercados em questão. A utilização dos mesmos dados para os dois países também se justifica pela necessidade de uma análise comparativa global, que será realizada posteriormente.

Os dados analisados se referem ao consumo e geração de uma instalação entre os dias 01/01/2024 e 31/10/2024, configurando um período temporal total de 10 meses. A Tabela 6 mostra esses dados em um agrupamento mensal. Vale ressaltar que, para o estudo de cada um dos cenários, utilizou-se, também, os mesmos dados, mas em uma base horária, e não mensal, isto é, com valores de geração e consumo para cada hora, de todos os dias dentro dos 10 meses.

Tabela 6 – Dados de geração e consumo da instalação analisada

Mês	Consumo (kWh)	Geração (kWh)
Janeiro	260,21	170,00
Fevereiro	232,54	237,60
Março	353,96	297,20
Abril	452,07	573,30
Maio	275,16	493,30
Junho	346,51	522,40
Julho	356,60	669,10
Agosto	481,45	525,70
Setembro	277,96	416,90
Outubro	311,70	275,80
TOTAL	3348,17	4181,30

Com os dados apresentados na Tabela 6, foram elaborados os gráficos a seguir, os quais ilustram o consumo e a geração da instalação ao longo dos meses, bem como o consumo e a geração por hora, respetivamente. A Figura 34 mostra o consumo e geração ao longo do ano, e revela que a produção de energia é maior entre abril e agosto, meses com maior incidência solar. Já a Figura 35 apresenta o perfil de consumo e geração ao longo do dia, destacando que a produção se concentra principalmente entre 9h e 18h, período com maior disponibilidade de luz solar. Por outro lado, o consumo atinge seus picos entre 10h e 16h.

É importante ressaltar que esse perfil varia ao longo do ano, visto que a duração da incidência solar é maior em alguns meses do que em outros, bem como os períodos com maior radiação solar incidente variam durante o ano. Assim, na Figura 35, é apresentado apenas um acumulado total, o que permite observar uma visão global do comportamento de consumo e geração ao longo dos dez meses, mas que sofre alterações a depender da época. Todavia, nota-se que, de forma geral, durante os períodos de geração, o consumo é totalmente suprido, muitas vezes até com excedentes. Essa análise também pode ser efetuada na Figura 34, onde, nos meses com maior geração, percebe-se que o consumo é integralmente atendido e, até excedido. Em contrapartida, nos meses mais nublados e com mais chuvas, a geração de energia não é suficiente para suprir toda a demanda.

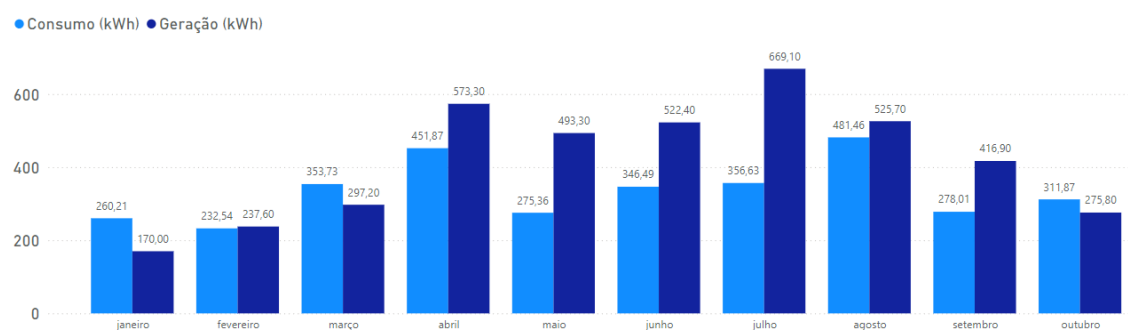


Figura 34 – Gráfico de geração e consumo da instalação analisada ao longo dos meses

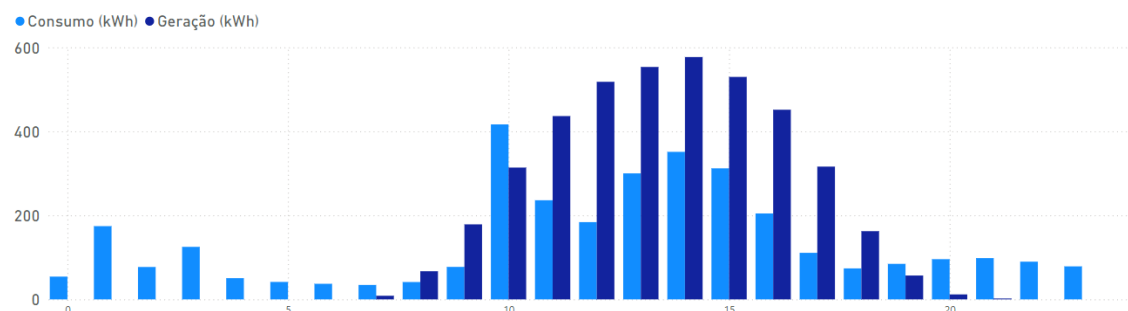


Figura 35 – Gráfico de geração e consumo da instalação analisada por hora

Com os dados apresentados e os gráficos que ilustram o comportamento do consumo e da geração ao longo do tempo, foi possível realizar uma primeira análise da unidade consumidora deste estudo. Com base nessas informações iniciais, é possível agora avançar para o desenvolvimento e análise de cada um dos cenários a serem definidos. Esse passo permitirá uma avaliação mais aprofundada dos diferentes modelos de atuação, considerando as particularidades de cada cenário e suas implicações econômicas, operacionais e de eficiência para o consumidor.

4.2 Apresentação dos cenários

Para a implementação da unidade consumidora a ser analisada nos mercados de Portugal e Brasil, foram estabelecidos diferentes cenários em cada um dos países, com o objetivo de realizar uma comparação e avaliação de qual alternativa proporciona mais benefícios ao consumidor. Foram definidos oito cenários, sendo os seis primeiros baseados no mercado português e os dois últimos no mercado brasileiro. Os cenários definidos são os seguintes:

1. Autoconsumo individual sem injeção na rede – cenário português;
2. Autoconsumo individual com bateria e sem injeção na rede – cenário português;
3. Autoconsumo individual com injeção na rede – cenário português;
4. Comunidade de Energia Renovável – partilha por coeficientes;
5. Comunidade de Energia Renovável – partilha por consumo;
6. Comunidade de Energia Renovável – partilha por modelo híbrido;
7. Autoconsumo individual com injeção na rede – cenário brasileiro;
8. Simulação de autoconsumo individual com injeção na rede em um mercado liberalizado – cenário brasileiro.

Adicionalmente, para cada cenário, serão calculados os custos da energia para diferentes tarifas, com o intuito de permitir uma comparação interna dentro de cada modalidade apresentada. Dessa forma, para cada cenário descrito, serão comparadas as seguintes opções tarifárias:

Cenário 1: Tarifa Simples; Tarifa Bi-Horária; Tarifa Regulada.

Cenário 2: Tarifa Simples; Tarifa Bi-Horária; Tarifa Regulada.

Cenário 3: Tarifa Simples; Tarifa Bi-Horária; Tarifa Regulada.

Cenário 4: Tarifa Simples.

Cenário 5: Tarifa Simples.

Cenário 6: Tarifa Simples.

Cenário 7: Tarifa Convencional do ACR; Tarifa Branca.

Cenário 8: Tarifa Convencional do ACR; Tarifa Branca.

A estruturação dos cenários proposta contempla as três primeiras situações como possíveis formas de atuação de consumidores residenciais com geração fotovoltaica no mercado

português, dentro da modalidade de autoconsumo individual. Para essas três situações, serão realizadas simulações considerando tarifas simples e bi-horárias, opções disponíveis no mercado livre de energia, além das tarifas oferecidas aos consumidores que ainda estão inseridos no mercado regulado, fornecidas por meio do CUR. Dessa maneira, será possível analisar, de forma comparativa, não apenas diferentes cenários, mas também distintas possibilidades de tarifas dentro de uma mesma configuração.

Como mencionado, a análise comparativa não se limitará apenas aos aspectos relacionados ao consumo e à geração de energia em cada um dos oito cenários, mas também abordará os aspectos econômicos. No entanto, a análise econômica será baseada exclusivamente na parcela referente à tarifa de energia, desconsiderando a tarifa de acesso às redes, bem como os impostos e taxas aplicáveis. Além disso, em Portugal, além do pagamento pela energia utilizada, o consumidor também deve arcar com a potência contratada. No entanto, essa componente será excluída da análise, pois pode ser considerada como uma parcela fixa que se soma ao custo da energia, sem depender das quantidades consumidas ou geradas.

Com isso exposto, pode-se apresentar as componentes tarifárias estabelecidas para o estudo. Para a tarifa simples, será considerado o preço da empresa G9, disponível no simulador de preços da ERSE (2025), que fornece a um preço fixo de 0,1475€/kWh. Também foi utilizada a mesma empresa para a tarifa bi-horária, com um preço de 0,0994€/kWh para os períodos de vazio, e 0,1880€/kWh para os períodos fora de vazio. Além disso, para a tarifa bi-horária foi escolhida a utilização apenas do ciclo diário, e os horários empregados foram os determinados pela ERSE (2020), como sendo: das 08h às 22h, o período fora de vazio; e das 22h às 08h, o período de vazio. Por fim, a tarifa regulada foi determinada como sendo 0,1625€/kWh, disponibilizada pela empresa SU Eletricidade e, apesar de também haver a opção de separação em períodos horários, optou-se apenas pela tarifa simples.

Nos três cenários subsequentes (cenários 4, 5 e 6), será simulada a associação do consumidor residencial a diferentes unidades consumidoras por meio de uma Comunidade de Energia Renovável. O objetivo é avaliar se é mais vantajoso para o consumidor integrar a CER proposta ou continuar no modelo de autoconsumo individual, sem o compartilhamento de excedentes com vizinhos. Para esses cenários, será considerada apenas uma condição tarifária, a tarifa simples. É importante ressaltar que tais cenários são atualmente viáveis apenas no mercado de energia português, pois no contexto brasileiro não existem ainda possibilidades regulamentadas para a formação de Comunidades de Energia Renovável.

Para os referidos cenários, é necessário a utilização de dados de outras instalações, com o intuito de analisar a interação da unidade consumidora estudada com as demais, por meio de uma CER. Nesse contexto, foram utilizadas informações (provenientes da mesma fonte de dados) de duas instalações com geração fotovoltaica, cujos valores de geração e consumo estão apresentados na Tabela 7. A instalação objeto deste estudo foi designada como "instalação A", enquanto as demais, que não participam dos outros cenários, exceto nas comunidades de energia, são denominadas instalações B e C. Destaca-se, ainda, que para os três cenários em questão serão empregados dados referentes ao período entre janeiro e setembro de 2024, não

havendo informações disponíveis para o mês de outubro, o que os distingue dos demais cenários analisados.

Tabela 7 – Dados de geração e consumo de cada membro da CER

Mês	Consumo A (kWh)	Geração A (kWh)	Consumo B (kWh)	Geração B (kWh)	Consumo C (kWh)	Geração C (kWh)
Janeiro	260,21	170,00	34659,64	4084,23	4899,53	1043,69
Fevereiro	232,54	237,60	27975,35	5551,03	4724,27	1301,81
Março	353,96	297,20	26631,86	5618,33	4728,82	1625,04
Abril	452,07	573,30	27363,19	3061,35	4715,04	2526,15
Maio	275,16	493,30	31820,51	5782,02	4710,21	2331,19
Junho	346,51	522,40	32683,62	8453,14	4404,62	2125,32
Julho	356,60	669,10	26851,53	8578,14	4588,63	2684,40
Agosto	481,45	525,70	24167,49	6905,64	4992,09	2311,01
Setembro	277,96	416,90	27730,18	5665,95	4553,66	1997,82
TOTAL	3036,48	3905,50	259883,38	53699,83	42316,85	17946,43

Para uma melhor visualização, os dados apresentados na Tabela 7 são expostos a seguir sob a forma de gráficos. Assim, a Figura 36 ilustra o consumo mensal de cada integrante da Comunidade de Energia Renovável, enquanto a Figura 37 apresenta a geração mensal de cada unidade. Observa-se que a instalação objeto deste estudo (instalação A) apresenta uma participação relativamente pequena tanto no consumo quanto na geração, quando comparada às demais unidades consumidoras. Ao analisar a ordem de grandeza do consumo e da geração das duas instalações restantes, nota-se que estas provavelmente correspondem a instalações de caráter industrial. Nesse contexto, a CER proposta seria composta por uma instalação residencial (A) e duas instalações industriais (B e C). O objetivo, portanto, é avaliar se é vantajoso para a unidade A associar-se a essas duas instalações para formar uma Comunidade de Energia, e, em termos comunitários, se tal associação seria benéfica para a CER, além de determinar em qual cenário haveria o melhor aproveitamento de energia, considerando que os três cenários se distinguem pelo método de partilha adotado.

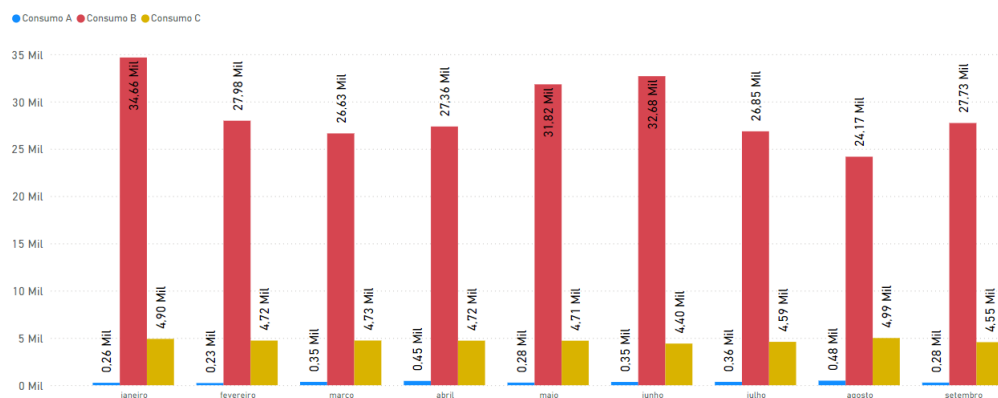


Figura 36 – Consumo de cada membro por mês em kWh

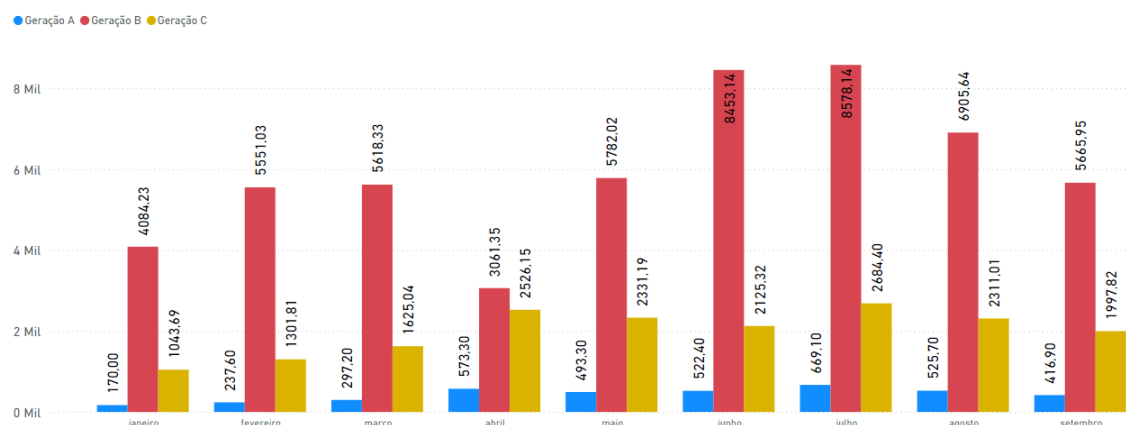


Figura 37 – Geração de cada membro por mês em kWh

Por fim, para os dois últimos cenários, foram selecionadas uma alternativa de atuação no mercado cativo de energia brasileiro e uma simulação para o mercado livre, dentro do contexto de autoconsumo individual. Considerando as significativas barreiras enfrentadas pelas oportunidades de mercado para autoconsumo coletivo no Brasil, como a elevada burocracia e a falta de infraestrutura necessária para uma implementação em larga escala, optou-se por focar exclusivamente em cenários relacionados ao autoconsumo individual, em contraste com os cenários definidos para o mercado português. Essa escolha também reflete a menor diversidade de opções disponíveis no Brasil em comparação com Portugal.

Nos dois cenários brasileiros, serão simulados o custo da energia para tarifas do mercado cativo, abrangendo tanto a tarifa convencional quanto a tarifa branca, com o objetivo de realizar uma comparação entre elas. Diferentemente de Portugal, que apresenta um único valor de tarifa regulada, no Brasil as tarifas reguladas variam de acordo com a região. Como este estudo está sendo desenvolvido no âmbito do projeto de Dupla Titulação, em parceria entre o Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) e o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC), optou-se por utilizar a tarifa da distribuidora da região, a Celesc Distribuição.

Para os cenários em Portugal, foi considerado apenas o preço da tarifa de energia, desconsiderando-se custos relacionados à potência demandada ou à tarifa de acesso às redes. No entanto, no contexto brasileiro, a análise levou em conta tanto o valor da tarifa de energia, que corresponde ao custo da eletricidade gerada e adquirida pela distribuidora para atendimento aos consumidores, quanto a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que reflete o custo da infraestrutura de distribuição até o consumidor final. Ao contrário de Portugal, em que as comercializadoras apresentam os valores separadamente, comparando apenas a tarifa de energia, no Brasil, ao consultar o site oficial da Celesc, o valor informado já corresponde à soma dessas duas componentes e, ao comparar com outras distribuidoras, também será informado um valor correspondente à soma delas. Embora essas tarifas possam ser separadas, a tarifa usual aplicada ao consumidor já engloba ambas as parcelas. Além disso, em alguns casos de geração distribuída no Brasil, pode haver descontos variáveis na TUSD, o

que impacta diretamente nos cálculos de viabilidade de sistemas fotovoltaicos, por exemplo. Ressalta-se, ainda, que, não serão considerados custos como tributos ou taxas de serviços.

Nos cenários 7 e 8, os preços das tarifas convencional e branca foram definidos com base nas tarifas vigentes aplicadas pela Celesc no ano de 2024. A tarifa convencional foi estipulada em 0,61791 R\$/kWh, enquanto a tarifa branca apresenta valores distintos conforme o horário de consumo: 0,52352 R\$/kWh no horário fora de ponta, 0,71178 R\$/kWh no horário intermediário e 1,07048 R\$/kWh no horário de ponta. Os períodos tarifários variam conforme a concessionária de energia, sendo que, no caso da Celesc, os intervalos entre 17:30 e 18:30 e entre 21:30 e 22:30 são definidos como horários intermediários; entre 18:30 e 21:30, como horário de ponta; e os demais períodos, ou seja, entre 22:30 de um dia e 17:30 do dia seguinte, são classificados como horário fora de ponta. (ANEEL, 2024f)

Adicionalmente, também serão aplicadas ao custo de energia calculado as bandeiras tarifárias. Essas bandeiras variam conforme as condições de geração e resultam em acréscimos no custo da eletricidade. O custo de cada bandeira para o ano de 2024 pode ser consultado na Tabela 8. A ANEEL também define, mensalmente, qual bandeira será aplicada, informação que está detalhada na Tabela 9.

Tabela 8 – Valor de cada bandeira tarifária para o ano de 2024

Bandeira	Preço (R\$/kWh)
Verde	0
Amarela	0,01885
Vermelha – patamar 1	0,04463
Vermelha – patamar 2	0,07877

Tabela 9 – Bandeira tarifária para cada mês do ano de 2024

Mês	Bandeira
Janeiro	Verde
Fevereiro	Verde
Março	Verde
Abril	Verde
Maio	Verde
Junho	Verde
Julho	Amarela
Agosto	Verde
Setembro	Vermelha 1
Outubro	Vermelha 2

Por fim, é importante salientar que este trabalho não se propõe a analisar todas as possibilidades tarifárias existentes ou oportunidades de atuação nos mercados, mas sim as principais, no contexto específico do estudo realizado. Dessa forma, não foram incluídas, por exemplo, tarifas tri-horárias, tarifas com ciclo semanal ou aquelas com preços variáveis indexados ao mercado grossista, para os cenários de Portugal, nem cenários com geração compartilhada ou com a aplicação de modalidades tarifárias do grupo A, para os cenários brasileiros.

Ademais, os aspectos financeiros, como a análise de retorno sobre o investimento, também não serão considerados. Assim, o valor do investimento inicial no sistema fotovoltaico, incluindo equipamentos, instalação, taxas de homologação e licenciamento, bem como custos adicionais, como sistemas de armazenamento, foram deliberadamente desconsiderados. A abordagem adotada tem como objetivo concentrar a análise exclusivamente na comparação de diferentes modelos de atuação nos diferentes tipos de mercado e, adicionalmente, comparar preços da energia elétrica em cada cenário, visando oferecer uma compreensão mais abrangente e detalhada sobre o tema.

4.2.1 Cenário 1

Para o primeiro cenário, será simulada a modalidade de autoconsumo individual sem injeção na rede, conforme o modelo adotado em Portugal. Nesta configuração, a geração fotovoltaica é utilizada exclusivamente para atender à demanda momentânea do consumidor, sem que haja aproveitamento dos excedentes gerados. Ou seja, a energia gerada que não é consumida no instante da produção é, de certa forma, desperdiçada, uma vez que não ocorre nenhuma forma de compensação ou armazenamento para uso posterior.

Para a análise deste cenário, foi calculado, em uma base horária, o consumo da rede, o autoconsumo e o excedente desperdiçado. O consumo da rede é obtido pela subtração entre o consumo total e a geração fotovoltaica, no caso em que o consumo seja superior à geração. Quando a geração fotovoltaica é igual ou superior ao consumo, o consumo da rede é considerado nulo. A componente de autoconsumo refere-se à energia consumida diretamente dos painéis fotovoltaicos, enquanto o excedente desperdiçado corresponde à energia gerada que não foi consumida no momento da geração, ou seja, a diferença entre a geração e o autoconsumo quando a geração excede o consumo. Os resultados desses cálculos, agrupados por mês, estão apresentados na Tabela 10. Para facilitar a visualização e comparação dessas informações, foi elaborado um gráfico, mostrado na Figura 38, que ilustra o comportamento dessas grandezas ao longo dos meses. Esse gráfico proporciona uma visão mais clara das variações no consumo da rede, no autoconsumo e no excedente desperdiçado, permitindo uma análise comparativa mais intuitiva das flutuações ao longo do período analisado.

Tabela 10 – Dados para o cenário 1

Mês	Consumo da rede (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedente desperdiçado (kWh)
Janeiro	177,93	82,49	87,51
Fevereiro	134,18	98,59	139,01
Março	189,83	164,14	133,06
Abril	199,33	252,66	320,64
Maio	125,35	150,41	342,89
Junho	167,28	179,39	343,01
Julho	134,14	222,50	446,60
Agosto	219,93	261,61	264,09
Setembro	129,28	148,85	268,05
Outubro	185,11	126,86	148,94
TOTAL	1662,36	1687,50	2493,80

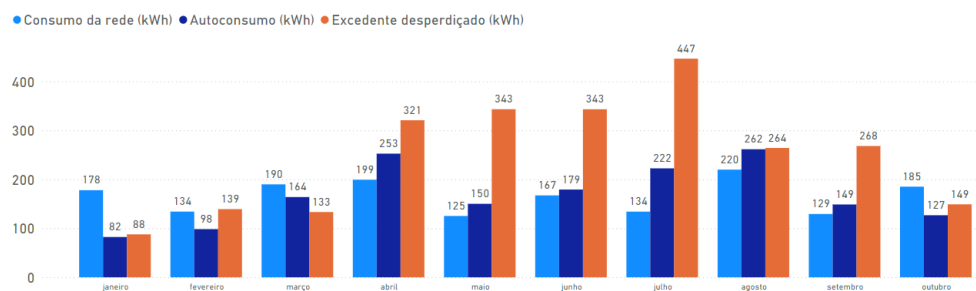


Figura 38 – Gráfico de consumo da rede, autoconsumo e excedente desperdiçado por mês (cenário 1)

Em aspectos financeiros, como foi previamente definido, serão aplicadas as tarifas simples, bi-horária e regulada para este cenário. Nesse sentido, expõe-se a Figura 39, que compara as três opções apresentadas a cada mês. Nota-se, visualmente, um maior valor associado ao preço da energia da tarifa regulada diante das outras, enquanto as duas alternativas do mercado livre mostram-se equilibradas. Ao calcular a soma total do custo durante os dez meses, obtém-se um preço de €245,20, para a tarifa simples, €245,34, para a tarifa bi-horária, e €270,13, para a tarifa regulada. Com isso, confirma-se a hipótese levantada, que para este cenário, mostra-se mais vantajoso aderir a qualquer uma das tarifas do mercado liberalizado (que basicamente se equivalem) do que a alternativa proposta do mercado regulado.

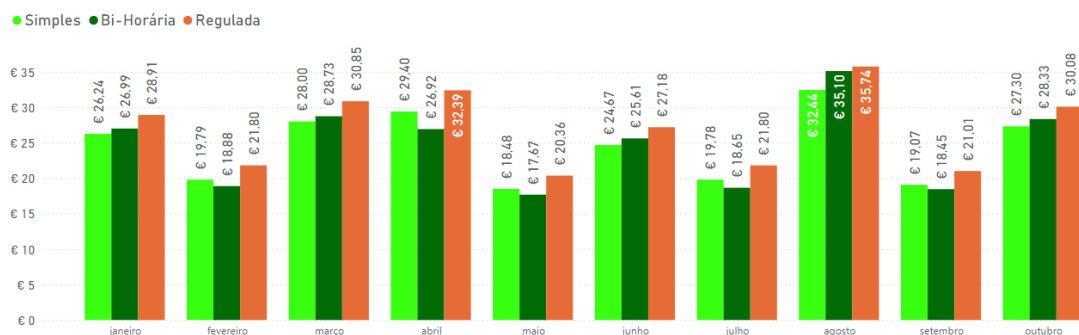


Figura 39 – Custo da energia para cada tarifa (cenário 1)

Ao analisar as informações do cenário de autoconsumo individual sem injeção na rede, constata-se que não há grandes diferenças financeiras entre os custos das tarifas simples e bi-horária, enquanto o custo para a tarifa regulada se revela significativamente menos vantajosa. Além disso, conforme ilustrado na Figura 38, em sete dos dez meses analisados, o excedente desperdiçado foi superior ao consumo da rede, evidenciando que, apesar de um autoconsumo considerável, a energia gerada poderia ser melhor aproveitada se existissem mecanismos de armazenamento ou compensação. Isso permitiria que a energia consumida fora dos períodos de geração fosse compensada pelos excedentes gerados durante os períodos de maior incidência solar.

O modelo de autoconsumo sem injeção na rede implica que, durante os períodos de excesso de geração, a energia não utilizada imediatamente pela unidade consumidora não pode ser armazenada ou redistribuída para ser aproveitada em outro momento. Esse fator limita a eficiência do sistema, especialmente em períodos de alta produção solar. Assim, essa modalidade se mostra menos vantajosa no contexto em questão.

Entretanto, este modelo pode ser interessante para consumidores que buscam simplificar o processo regulatório, evitar custos associados à ligação à rede ou que não têm interesse em participar de regimes de compensação ou comercialização de excedentes. Contudo, é fundamental destacar que, para evitar ineficiências econômicas significativas, é recomendável dimensionar o sistema com base no perfil de consumo da instalação. No caso deste estudo, a unidade consumidora já existente foi analisada com um sistema dimensionado de forma a gerar mais energia do que o consumo total, o que resultou em um desperdício considerável de energia. Isso demonstra que, para esse cenário específico, o modelo de autoconsumo sem injeção na rede não se apresenta como a alternativa mais vantajosa.

4.2.2 Cenário 2

No segundo cenário, manteve-se o modelo de autoconsumo individual sem injeção na rede, porém, com a introdução de uma bateria para o armazenamento dos excedentes. O objetivo dessa mudança foi melhorar o aproveitamento da energia gerada, que no primeiro cenário era desperdiçada, utilizando-a posteriormente em períodos de baixa ou nenhuma geração. A bateria dimensionada foi de 5 kWh e, conforme já mencionado, não houve uma análise acerca de seu custo de investimento, eficiência ou vida útil, apenas sendo adicionado um armazenamento de 5 kWh para avaliação dentro do objetivo do estudo proposto.

Para essa nova configuração, foram calculados, em uma base horária, o consumo da rede, o autoconsumo e o excedente desperdiçado, de forma semelhante ao cenário anterior. Contudo, nesta situação, o autoconsumo passou a ser composto tanto pela geração fotovoltaica imediata quanto pela energia armazenada na bateria, que armazenou parte dos excedentes que antes eram perdidos. Como resultado, o excedente desperdiçado total foi significativamente reduzido em comparação ao cenário 1, refletindo uma melhoria na eficiência do sistema e no aproveitamento da energia gerada. A Tabela 11 exibe os valores de consumo da rede,

autoconsumo e excedente desperdiçado agrupados por mês. Para melhor visualização, a Figura 40 apresenta um gráfico com tais informações.

Tabela 11 – Dados para o cenário 2

Mês	Consumo da rede (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedente desperdiçado (kWh)
Janeiro	106,30	154,12	13,03
Fevereiro	39,63	193,14	46,09
Março	94,33	259,64	38,63
Abril	86,22	365,77	207,68
Maio	35,12	240,64	247,97
Junho	52,12	294,55	227,83
Julho	20,46	336,17	333,55
Agosto	93,99	387,55	140,20
Setembro	19,16	258,97	159,97
Outubro	78,92	233,06	39,22
TOTAL	626,25	2723,61	1454,17

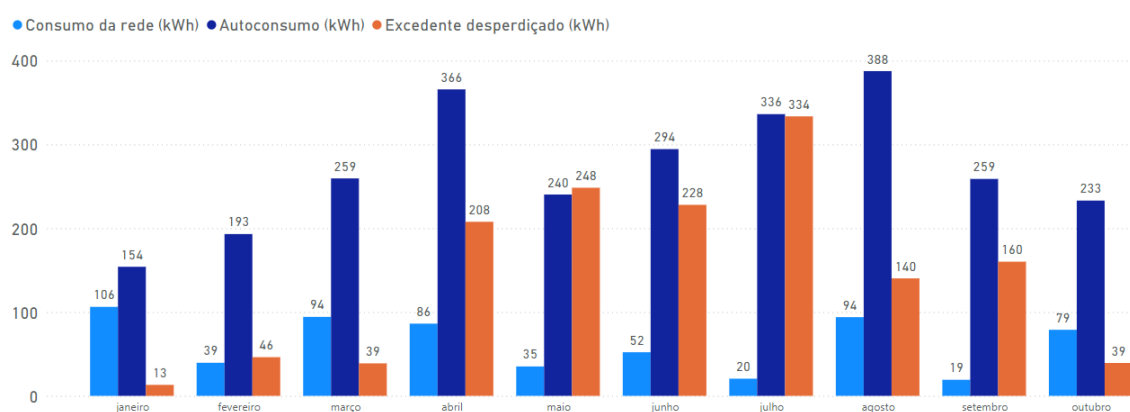


Figura 40 - Gráfico de consumo da rede, autoconsumo e excedente desperdiçado por mês (cenário 2)

Com a introdução da bateria, observou-se uma redução significativa no excedente desperdiçado ao longo dos dez meses analisados. Essa redução foi impulsionada pelo aumento expressivo do autoconsumo, que foi amplamente favorecido pelo uso da bateria. Embora ainda haja quantidades consideráveis de excedente desperdiçado, especialmente nos meses com maior incidência solar, é possível observar que a utilização da bateria fez com que uma quantidade significativamente menor de energia fosse consumida da rede. O consumo de energia da rede foi reduzido de 1662,36 kWh no cenário anterior para 626,25 kWh neste cenário. Além disso, o valor total de excedente desperdiçado diminuiu de 2493,80 kWh para 1454,17 kWh, resultando em uma redução superior a 40% na energia desperdiçada, que agora é destinada ao consumo graças ao armazenamento proporcionado pela bateria.

Essa diminuição não se reflete apenas na quantidade de energia desperdiçada, mas também em termos financeiros, uma vez que houve uma redução considerável na energia consumida da rede, ou seja, na energia tarifada. Esse fato resulta em uma melhoria substancial na eficiência

econômica do sistema. A Figura 41 apresenta uma comparação gráfica, para cada mês, entre as três opções tarifárias estabelecidas, destacando as diferenças no custo da energia e evidenciando o impacto da implementação da bateria e a redução das perdas de energia.

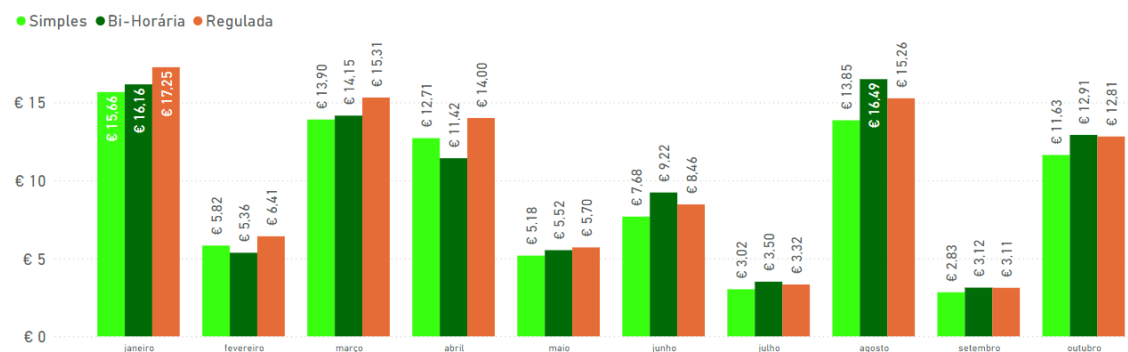


Figura 41 - Custo da energia para cada tarifa (cenário 2)

Visualmente, observa-se um certo equilíbrio entre as três opções tarifárias, sem diferenças significativas entre elas. É possível perceber que, em alguns meses, os custos são muito baixos para todas as opções, enquanto em outros, esses custos chegam a dobrar. Essa variação percentual não ocorre no cenário anterior, em que os preços se mantêm mais estáveis ao longo do ano. No entanto, no cenário anterior, há uma mudança considerável dos valores absolutos, em que os preços mensais giravam em torno de 20 a 30 euros, enquanto neste cenário não há nenhum mês em que o custo ultrapasse os €20,00, apresentando, portanto, uma redução significativa. Ao analisar o somatório total dos valores ao longo de todo o período, constata-se que os preços totais diminuíram consideravelmente, resultando em €92,37, €97,98 e €101,77 para as tarifas simples, bi-horária e regulada, respectivamente. Essa redução evidencia a eficiência econômica gerada pela implementação da bateria, além de mostrar que, mesmo com a variação mensal dos custos, o impacto financeiro geral foi substancialmente mais baixo.

Por fim, cabe ressaltar que, para a tarifa bi-horária, poderiam ser aplicados métodos de otimização para que o consumo da energia proveniente da bateria fosse realizado exclusivamente durante os períodos fora do horário de vazio. No entanto, essa abordagem não foi implementada neste estudo. Dessa forma, embora existam oportunidades para obter melhores resultados com essa estratégia, ela foi incluída nesta análise apenas com o propósito de comparação, sem o objetivo de realizar uma otimização total dos gastos e da eficiência do sistema.

4.2.3 Cenário 3

Com o objetivo de explorar mais possibilidades de aproveitamento do excedente de energia desperdiçado, foi determinado para o cenário 3 um modelo de autoconsumo individual com injeção de excedentes na rede. Dessa forma, a energia não consumida momentaneamente poderá ser comercializada, e o consumidor será compensado financeiramente por isso. O objetivo é avaliar se essa modalidade pode gerar mais benefícios para o consumidor em comparação aos cenários anteriores.

No entanto, vale ressaltar que a venda da energia não ocorre pelo mesmo valor de compra, sendo sempre a tarifa de venda consideravelmente mais baixa. Para os cálculos, foi adotado um valor de 0,055€/kWh, fornecido pela empresa Iberdrola (ERSE, 2025). Assim, o consumo da rede e o autoconsumo foram calculados de forma semelhante ao primeiro cenário, mas nesta situação não há excedente desperdiçado, pois a energia gerada em excesso é injetada na rede e comercializada. A Tabela 12 apresenta tais resultados e a Figura 42 apresenta um gráfico com o acumulado mês a mês dessas informações.

Tabela 12 - Dados para o cenário 3

Mês	Consumo da rede (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Injeção na rede (kWh)
Janeiro	177,93	82,49	87,51
Fevereiro	134,18	98,59	139,01
Março	189,83	164,14	133,06
Abril	199,33	252,66	320,64
Maio	125,35	150,41	342,89
Junho	167,28	179,39	343,01
Julho	134,14	222,50	446,60
Agosto	219,93	261,61	264,09
Setembro	129,28	148,85	268,05
Outubro	185,11	126,86	148,94
TOTAL	1662,36	1687,50	2493,80

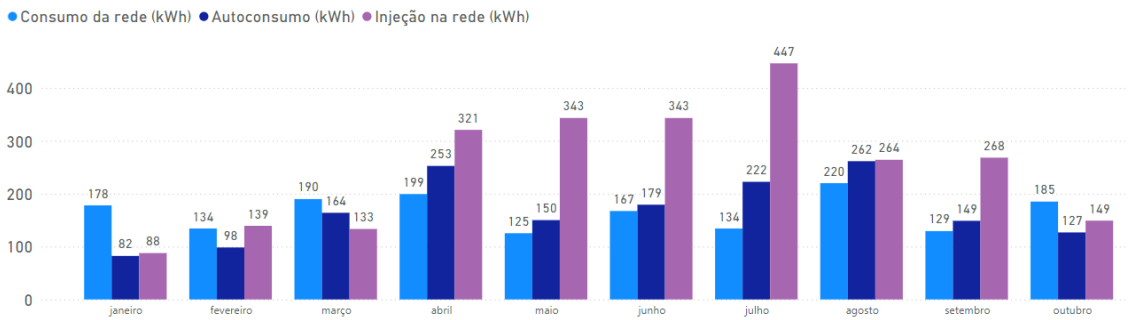


Figura 42 - Gráfico de consumo da rede, autoconsumo e injeção na rede por mês (cenário 3)

Ao comparar tanto a tabela quanto o gráfico do presente cenário com a Tabela 10 e a Figura 38, ambas do cenário 1, observa-se que ambos apresentam comportamentos idênticos, com os mesmos valores de consumo da rede e autoconsumo. A principal diferença é que, no cenário 3, a energia que anteriormente estava sendo desperdiçada agora é injetada na rede e comercializada, proporcionando uma nova fonte de receita para o consumidor.

A Figura 43 exibe o gráfico de comparação das três opções tarifárias para cada mês. Embora os gráficos de comportamento de energia mostrem padrões semelhantes entre os cenários 1 e 3, isso não se reflete nos aspectos financeiros. No primeiro cenário, os custos ao longo dos meses seguem um padrão estável, com poucas variações abruptas. No entanto, neste cenário, apesar do consumo da rede ser o mesmo (isto é, o valor desembolsado para a compra de energia ser

idêntico para ambos os cenários), há grandes volumes de energia injetada na rede, os quais são compensados financeiramente, embora por valores menores. Assim, em meses com alta injeção e baixo consumo da rede (como em maio e junho, meses com grande incidência solar), pode ocorrer até ganhos para o consumidor, ao invés de ter que desembolsar valores. Vale ressaltar que essa análise se refere apenas à parcela de energia, existindo ainda outras componentes que integram as faturas a serem pagas pelo consumidor.

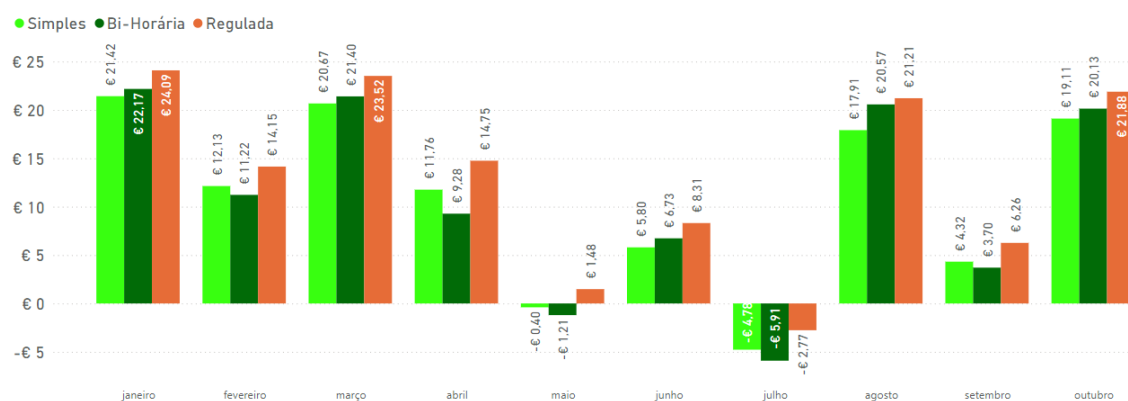


Figura 43 – Custo da energia para cada tarifa (cenário 3)

Ao somar os valores totais durante os dez meses, os resultados obtidos são de €108,04 para a tarifa simples, €108,18 para a tarifa bi-horária e €132,97 para a tarifa regulada. Novamente, os custos do mercado livre apresentam valores muito próximos, sendo consideravelmente mais vantajosos do que a tarifa regulada. Quando comparados com os valores do primeiro cenário, fica evidente uma clara vantagem financeira, independentemente da tarifa escolhida. Entretanto, ao analisar o cenário 2, que envolve o uso de bateria, percebe-se, em números absolutos, que a opção pelo sistema de armazenamento resulta em uma vantagem financeira mais expressiva. Isso ocorre porque, embora ainda haja perdas de excedentes, o consumo da rede é substancialmente reduzido, devido ao aproveitamento da geração momentânea e ao uso da bateria, que de certo modo oferece energia a custo zero. Já no cenário 3, apesar da inexistência de energia desperdiçada, observa-se um aumento no consumo da rede em comparação ao cenário 2. Embora a energia excedente seja injetada na rede e comercializada, ela é vendida a um valor consideravelmente inferior ao de compra, exigindo uma quantidade significativa de vendas para compensar os custos de compra de energia.

Todavia, como resultado, não há grandes diferenças financeiras entre os dois cenários. Se compararmos os custos das tarifas simples, o cenário 3 apresenta um custo de €108,04, enquanto o cenário 2 resulta em €92,37. Embora o cenário 2 pareça mais vantajoso financeiramente, é importante considerar que sua implementação exige um investimento substancial, não apenas em painéis solares, mas também em um sistema de armazenamento, o que não ocorre no cenário 3. Além disso, as baterias possuem um número limitado de ciclos de vida útil, o que deve ser levado em conta em uma análise mais aprofundada. Embora esse estudo não tenha como foco os aspectos do investimento inicial, é possível que, em termos de facilidade e menor necessidade de investimento, o cenário 3 se mostre mais vantajoso, especialmente quando se pensa na simplificação do processo e na ausência de custos adicionais

com armazenamento. Contudo, uma análise mais detalhada, considerando o custo total do sistema e a durabilidade da bateria, bem como as outras parcelas componentes das faturas, como o aumento do custo de acesso às redes associado à ligação à rede, seria necessária para determinar qual cenário é, de fato, mais vantajoso a longo prazo.

4.2.4 Cenário 4

Como já mencionado, os Cenários 4, 5 e 6 referem-se à associação da instalação estudada a mais duas unidades consumidoras, por meio de uma Comunidade de Energia Renovável. Nesse contexto, a energia gerada por uma instalação não é necessariamente atribuída a ela, sendo a soma da geração de cada membro considerada como a geração da UPAC, ou seja, uma geração comum à comunidade. Dessa forma, a geração total permanece constante nos três cenários apresentados, com a diferença residindo na quantidade de eletricidade a que cada membro tem direito, a qual é determinada pelo método de partilha adotado.

Para o cenário 4, o método de partilha adotado será a repartição por coeficientes, conforme previsto na legislação portuguesa, especificamente no Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro (PORTUGAL, 2022). Este modelo caracteriza-se por atribuir a cada membro da CER um percentual fixo, o qual lhe confere direito à utilização da energia gerada pela UPAC. O percentual, ou coeficiente, pode ser determinado com base em diversos fatores, como o investimento de cada membro na criação da comunidade ou sua contribuição para a geração de energia em períodos anteriores, por exemplo.

Neste estudo, serão utilizados coeficientes fixos proporcionais à geração de cada membro. Esses coeficientes serão calculados com base na razão entre a geração total de cada instalação no período de janeiro a setembro e a soma da geração total de todas as instalações envolvidas. Dessa forma, cada instalação terá seu coeficiente individual, e a soma total dos coeficientes será igual a 1. A Figura 44 ilustra um gráfico com o somatório da geração total de cada membro ao longo de todo o período analisado. Em termos percentuais, esse resultado corresponde ao coeficiente de partilha aplicado neste cenário, o qual pode ser consultado para cada instalação na Tabela 13.

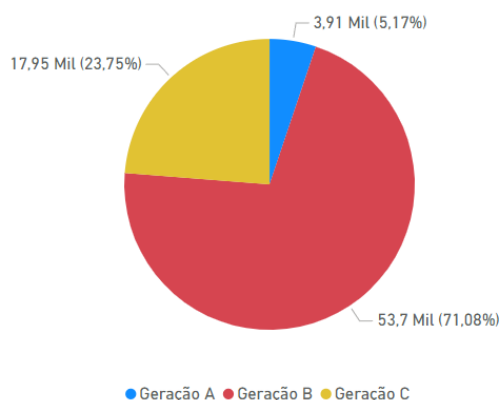


Figura 44 – Contribuição de cada membro para a geração total da UPAC, em kWh

Tabela 13 – Coeficientes para o método de repartição do cenário 4

Instalação	Coeficiente
A	0,051693032
B	0,710768722
C	0,237538246

A equação (1) determina a quantidade de energia repartida para cada membro, em que: ER_{IUi} representa a parcela de energia recebida na Instalação de Utilização i ; F_{IUi} representa o coeficiente da instalação i ; e $\sum E_{UPACj}$ a energia total a partilhar.

$$ER_{IUi} = \frac{F_{IUi}}{\sum_i F_{IUi}} \times \sum_j E_{UPACj} \quad (1)$$

Dessa forma, obtêm-se os resultados do presente cenário. A instalação A recebe uma determinada quantia referente à energia distribuída, e dessa quantidade, quando há consumo, ela é utilizada (configurando o autoconsumo), com o excedente sendo desperdiçado. Além disso, para suprir o consumo total, além da energia autoconsumida proveniente da geração recebida, é necessário buscar eletricidade da rede para cobrir a demanda faltante, de modo a satisfazer integralmente o consumo da instalação. Com isso, é exposto, por meio da Tabela 14, as informações de energia recebida, autoconsumo, consumo da rede e excedente desperdiçado, referentes à instalação A. Para melhor visualização, tais dados são exibidos graficamente, em uma base temporal mensal, por meio da Figura 45.

Tabela 14 – Dados para o cenário 4

Mês	Energia recebida (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo da rede (kWh)	Excedente desperdiçado (kWh)
Janeiro	273,87	105,33	155,08	168,53
Fevereiro	366,53	112,96	119,81	253,56
Março	389,79	162,68	191,30	227,12
Abril	318,47	187,78	264,21	130,69
Maio	444,90	154,09	121,67	290,81
Junho	573,84	187,21	159,46	386,62
Julho	616,78	215,76	140,87	401,03
Agosto	503,61	243,23	238,31	260,38
Setembro	417,71	155,50	122,63	262,21
TOTAL	3905,50	1524,55	1513,34	2380,95

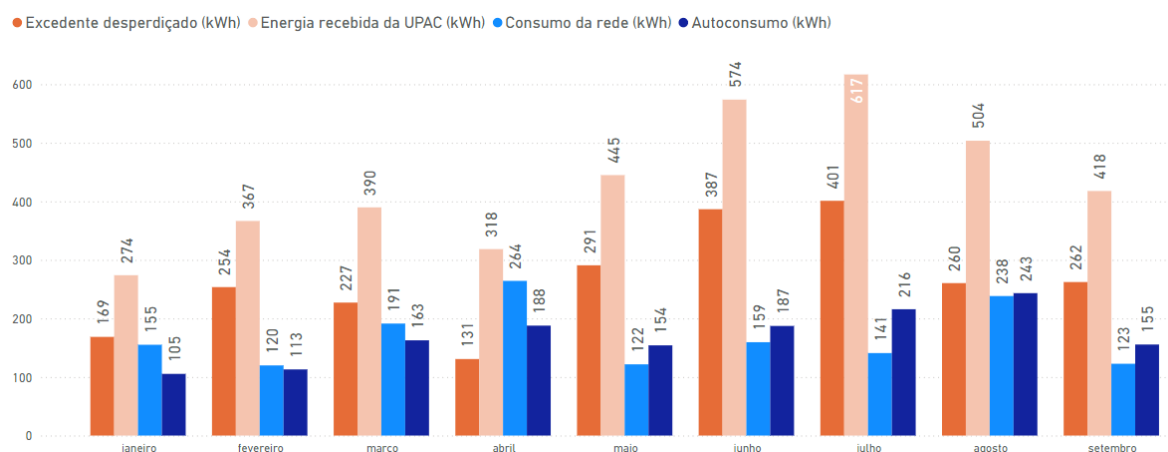


Figura 45 - Gráfico dos dados mensais (cenário 4)

Observa-se, portanto, uma grande quantidade de energia recebida pela UPAC que não é utilizada de maneira eficiente para satisfazer o consumo, uma vez que há uma considerável dependência da rede elétrica, com o autoconsumo em alguns meses sendo inferior ao que é consumido da rede. Além disso, uma quantidade significativa de energia é desperdiçada, o que pode indicar uma possível ineficiência no método de partilha da energia da CER, já que essa eletricidade poderia ser direcionada para outra unidade consumidora.

Como informação adicional, é possível verificar, por meio da Figura 46, a comparação entre a energia efetivamente gerada pela instalação A e a quantidade de energia à qual ela tem direito de receber, com base no coeficiente de partilha. Como o coeficiente é fixo e a energia total distribuída depende também da geração dos outros membros, não há garantia de que a unidade consumidora receberá mais ou menos energia do que gerou em cada mês. Esse cenário pode ser vantajoso ou não, dependendo das circunstâncias específicas de cada caso. De maneira geral, para essa situação, há um certo equilíbrio entre a geração e a repartição, não havendo significativos prejuízos ao consumidor.

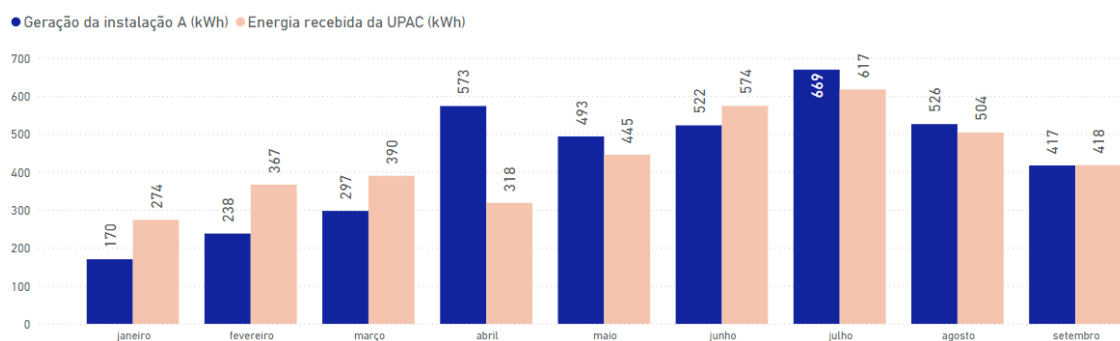


Figura 46 – Geração e energia recebida por mês (cenário 4)

Em termos financeiros, foi simulada apenas a aplicação da tarifa simples, utilizando o preço de 0,1475€/kWh, da empresa G9. Com isso, obteve-se um valor total de €223,22 ao longo dos 9 meses, o que resulta em uma média mensal de €24,80. Ao comparar com os cenários anteriormente apresentados, verifica-se uma certa equivalência econômica com o cenário 1. No entanto, em comparação com os cenários 2 e 3, observa-se uma desvantagem financeira

considerável. Vale destacar que, neste cenário, o excedente de energia foi considerado como desperdiçado.

Como alternativa, pode-se realizar uma nova simulação considerando que o excedente seja injetado na rede e comercializado, permitindo uma compensação financeira por essa energia. Ressalta-se, no entanto, que essa não é a finalidade de uma CER, pois o objetivo é promover um melhor aproveitamento interno da energia gerada pela UPAC, buscando, em certa medida, uma maior independência energética, em vez de obter lucros com a venda de excedentes. Contudo, para fins de comparação, ao considerar o excedente como injetado na rede e vendido (utilizando o preço de 0,055€/kWh, da mesma maneira do cenário 3), obteve-se um valor total de €92,26, o que resulta em uma média mensal de €10,25. Essa abordagem gera uma significativa redução no custo da tarifa de energia. Nesse contexto, o preço obtido se torna mais competitivo em relação aos cenários 2 e 3, sendo praticamente equivalente aos melhores resultados obtidos até o momento. Os custos mensais da energia para cada uma das tarifas explanadas podem ser vistos por meio da Figura 47.

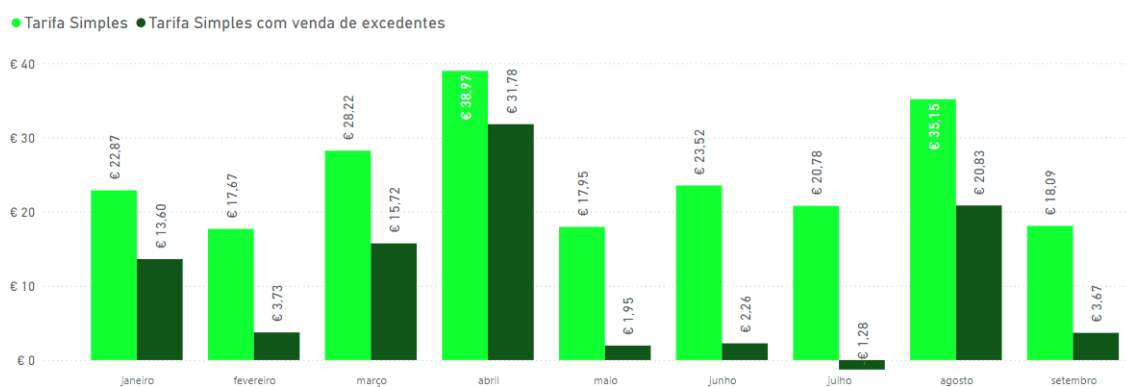


Figura 47 - Custo da energia para cada tarifa (cenário 4)

4.2.5 Cenário 5

Para o cenário 5, optou-se pela aplicação do método de repartição por consumo, também previsto pela legislação portuguesa. Nesse caso, não são utilizados coeficientes fixos, como no cenário anterior, mas sim uma partilha dinâmica, que se ajusta de acordo com o consumo de cada membro, determinando a quantidade de energia a ser atribuída a cada um. Esse modelo tem como objetivo ser mais eficiente, minimizando os excedentes desperdiçados (ou, alternativamente, injetados na rede e comercializados). Contudo, os benefícios resultantes desse modelo são exclusivamente direcionados àqueles que mais consomem, e não necessariamente àqueles que mais contribuem para a geração, o que pode ser considerado injusto em determinadas situações.

A equação (2) descreve o método utilizado para determinar a energia a ser repartida para cada instalação no presente cenário. Embora a equação seja semelhante à utilizada no cenário anterior, a principal diferença é que, neste caso, não são empregados coeficientes no cálculo. Em vez disso, a parcela da energia E_{UPACj} a ser atribuída a cada membro é diretamente

proporcional à razão entre a energia consumida na instalação i (EC_{IUi}) e a soma das energias consumidas por todas as instalações. Vale destacar que esse cálculo é realizado em uma base temporal horária.

$$ER_{IUi} = \frac{EC_{IUi}}{\sum_i EC_{IUi}} \times \sum_j E_{UPACj} \quad (2)$$

Dessa forma, é possível calcular a energia recebida pela instalação A, determinando a quantidade consumida por meio do autoconsumo e o volume de energia desperdiçada. Além disso, calcula-se a quantidade de energia necessária para ser adquirida da rede a fim de complementar e satisfazer o consumo total. Seguindo a metodologia aplicada no cenário anterior, apresentam-se os resultados dos cálculos mencionados na Tabela 15. Adicionalmente, essas informações são ilustradas graficamente, por meio da Figura 48.

Tabela 15 - Dados para o cenário 5

Mês	Energia recebida (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo da rede (kWh)	Excedente desperdiçado (kWh)
Janeiro	57,59	57,44	202,97	0,15
Fevereiro	66,12	66,12	166,65	0,00
Março	132,06	131,79	222,18	0,26
Abril	284,18	169,25	282,74	114,93
Maio	137,22	90,25	185,51	46,97
Junho	168,59	143,35	203,32	25,24
Julho	181,42	179,48	177,15	1,93
Agosto	256,45	251,91	229,63	4,54
Setembro	101,00	98,83	179,29	2,17
TOTAL	1384,62	1188,43	1849,46	196,19

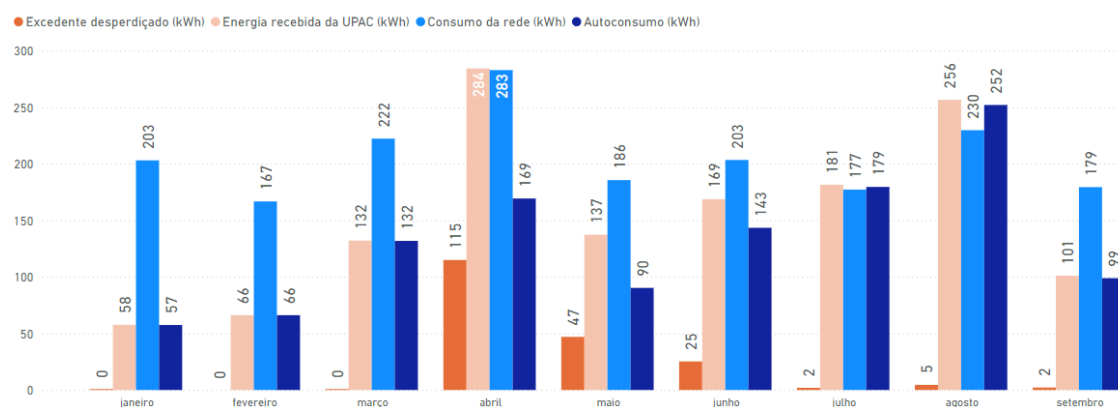


Figura 48 - Gráfico dos dados mensais (cenário 5)

Por meio da análise das informações apresentadas, observa-se uma clara redução do excedente desperdiçado, que, na maioria dos meses, é nulo ou quase nulo. No entanto, essa diminuição é acompanhada por uma redução significativa na energia recebida, que no cenário anterior era próxima de 4.000 kWh, enquanto neste caso está em torno de 1.300 kWh. Consequentemente,

há uma redução no autoconsumo e, por conseguinte, um aumento no consumo da rede. Dessa forma, em uma primeira análise, esse cenário não parece muito vantajoso, pois houve uma diminuição substancial na energia recebida. Contudo, em termos de aproveitamento da energia recebida, com exceção dos meses de abril, maio e junho, praticamente toda a energia destinada à instalação A foi efetivamente consumida.

Em termos de comparação, apresenta-se, também, a Figura 49, que exibe o gráfico de geração e energia repartida ao longo dos meses. A partir dele, percebe-se que, ao contrário do que ocorria no cenário anterior, onde se observava um certo equilíbrio entre as grandezas, neste cenário a contribuição da instalação A para a geração da UPAC é significativamente maior do que a energia que ela efetivamente recebe para consumo. Isso ocorre em função do método de partilha ser baseado no consumo, e não na geração.

Adicionalmente, apresenta-se a Figura 50, que ilustra o percentual do consumo total de cada membro. Nota-se que o consumo da instalação A representa apenas cerca de 1% do consumo total, sendo consideravelmente menor do que o dos outros dois integrantes da CER. Em contraste, na Figura 44 foi apresentada a contribuição para a geração de cada membro, utilizada no cenário anterior, em que a instalação A tinha uma participação de aproximadamente 5%. Assim, a diferença percentual entre a contribuição de 5% na geração e a participação de apenas 1% no consumo explica a baixa quantidade de energia repartida para a instalação A, bem como a diferença na energia recebida entre o cenário anterior e o atual. No entanto, é importante destacar, novamente, que o método de partilha baseado no consumo não utiliza coeficientes fixos, como no caso anterior, sendo a energia repartida calculada em uma base temporal horária.

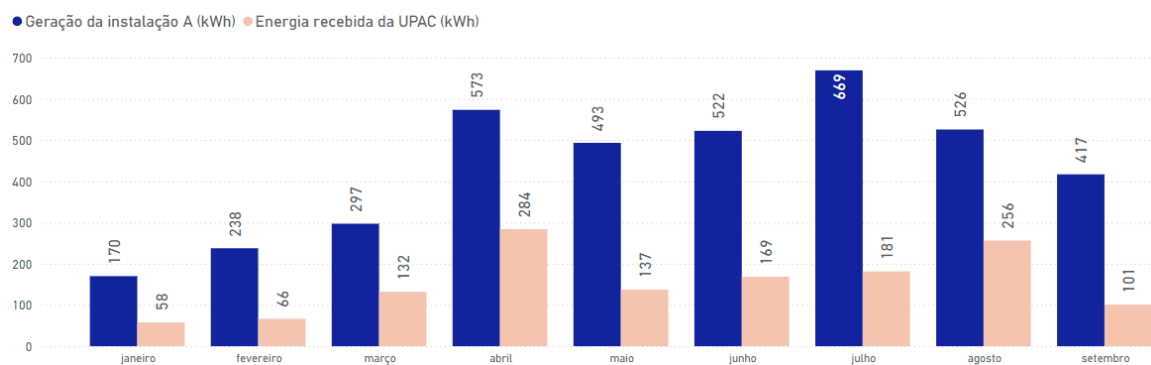


Figura 49 - Geração e energia recebida por mês (cenário 5)

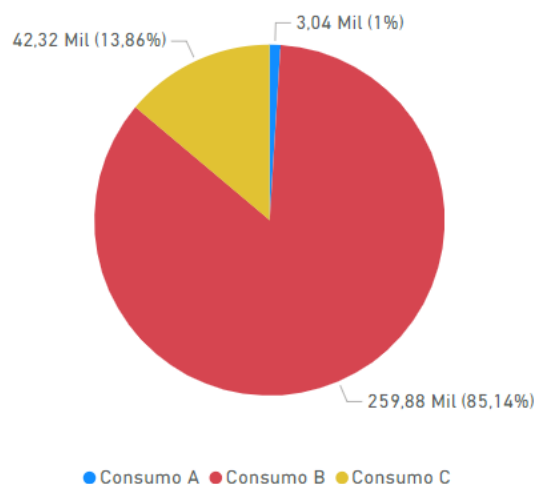


Figura 50 – Parcela de cada membro no consumo total, em kWh

Por fim, realiza-se a análise econômica do presente cenário, aplicando a tarifa simples sobre a energia consumida da rede. É esperado que o custo da energia aumente, uma vez que houve um maior consumo de energia da rede em comparação com o cenário anterior. Dessa forma, obteve-se um custo total de €272,80 ao longo dos nove meses, resultando em uma média mensal de €30,31, um valor ligeiramente superior, mas não de maneira significativa, ao valor obtido no cenário anterior. No entanto, ao considerar a venda de excedentes, observou-se uma redução considerável no custo do cenário 4. Já nesta situação, devido à significativa diminuição nos excedentes, o preço da energia variou muito pouco, alcançando um valor total de €262,00, com uma média mensal de €29,11. A Figura 51 evidencia tal equilíbrio, com pouca diferença entre os custos de cada tarifa mês a mês

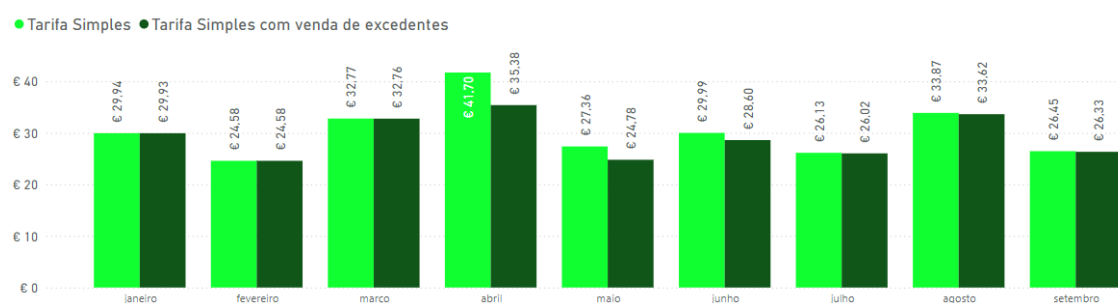


Figura 51 - Custo da energia para cada tarifa (cenário 5)

4.2.6 Cenário 6

Visando combinar as vantagens dos dois métodos de partilha previamente expostos, o método de partilha adotado para o cenário 6 é um modelo híbrido, que considera tanto os coeficientes apresentados no cenário 4 quanto o consumo de cada instalação, que constitui a base do cenário 5. Dessa forma, busca-se aliar a eficiência do cenário 5, que apresenta baixos excedentes, à consideração da geração, conforme o cenário 4, tornando a repartição mais justa.

Assim, a equação (3) descreve o método de cálculo para a partilha na abordagem híbrida, em que a parcela da energia a ser atribuída a cada membro é diretamente proporcional tanto ao F_{IUi} utilizado no cálculo do cenário 4, quanto a EC_{IUi} , empregada no cenário 5.

$$ER_{IUi} = \frac{F_{IUi} \times EC_{IUi}}{\sum_i (F_{IUi} \times EC_{IUi})} \times \sum_j E_{UPACj} \quad (3)$$

Dessa forma, assim como nos cenários anteriores, a equação apresentada permite calcular a energia repartida para a instalação A, incluindo os valores relativos ao autoconsumo, desperdício e consumo da rede. Com base nesses cálculos, as informações são apresentadas na Tabela 16 e, novamente, ilustradas de forma gráfica na Figura 52. Verifica-se que não há dados referentes ao excedente desperdiçado, uma vez que, neste cenário, não há excedentes para a instalação A, sendo toda a energia repartida integralmente consumida.

Tabela 16 - Dados para o cenário 6

Mês	Energia recebida (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo da rede (kWh)
Janeiro	4,92	4,92	255,49
Fevereiro	5,52	5,52	227,25
Março	11,97	11,97	342,00
Abril	34,77	34,77	417,23
Mai	14,03	14,03	261,73
Junho	15,87	15,87	330,80
Julho	15,75	15,75	340,88
Agosto	23,40	23,40	458,14
Setembro	8,85	8,85	269,28
TOTAL	135,09	135,09	2902,80

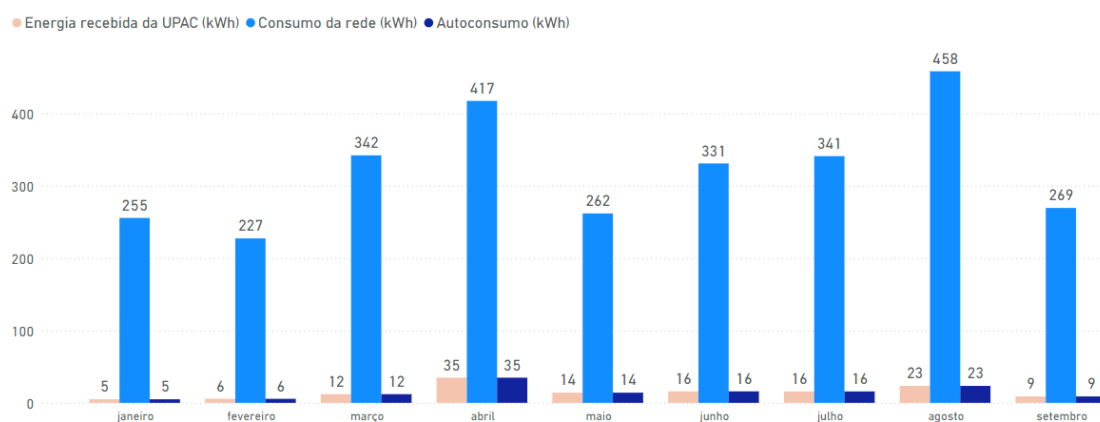


Figura 52 - Gráfico dos dados mensais (cenário 6)

Além da ausência de excedentes, observa-se uma redução substancial na energia repartida, com a maior parte do consumo sendo suprida pela rede elétrica. Nesse cenário, a associação à comunidade de energia não oferece benefícios ao consumidor, pois, além de não obter vantagens, ele ainda sofre prejuízos, uma vez que praticamente toda a energia gerada por seu painel fotovoltaico e entregue à UPAC está sendo consumida por outros membros.

Esse resultado pode ser explicado pelo contexto em que a comunidade de energia simulada está inserida. Como já mencionado, a instalação A é de natureza residencial, com um consumo médio mensal em torno de 300 kWh e geração média mensal de valor semelhante. Ao seu lado está a instalação C, que apresenta consumo e geração médios entre 2.000 kWh e 5.000 kWh, respectivamente. A instalação B, por sua vez, possui dados ainda mais discrepantes, com geração média de aproximadamente 6.000 kWh e consumo médio próximo a 30.000 kWh. Assim, ao adotar o método de partilha por geração, como no cenário 4, a instalação A recebe cerca de 5% da eletricidade total gerada. No cenário 5, ao aplicar a partilha por consumo com coeficientes dinâmicos, a instalação A recebe cerca de 1% da eletricidade total. No entanto, no cenário 6, dado que se combina a contribuição tanto de consumo quanto de geração, e ambas são pequenas para a instalação A, a energia repartida para ela é bastante reduzida, favorecendo os membros com grande geração e, também, grande consumo.

É importante destacar que, embora este método de partilha não seja vantajoso para a instalação A, nesse contexto, não significa que ele seja desvantajoso em todas as situações. Reforça-se que a instalação A está inserida em uma comunidade com dois consumidores significativamente maiores em termos de consumo e geração, podendo ser vantajoso, por exemplo, em uma associação com consumidores de perfil semelhante, sendo necessário, para isso, um estudo mais detalhado para verificar tal possibilidade. Além disso, a análise realizada até aqui considera apenas o ponto de vista da instalação A. Outras análises, sob a perspectiva de outros consumidores ou até mesmo sob a ótica da própria comunidade de energia, podem revelar resultados mais favoráveis, o que também será melhor explorado mais adiante, na análise comparativa.

Ainda, como nos cenários anteriores, é apresentada a Figura 53, que compara a geração da instalação A com a energia recebida por ela. A partir dessa comparação, é possível visualizar de forma clara a discrepância mencionada.

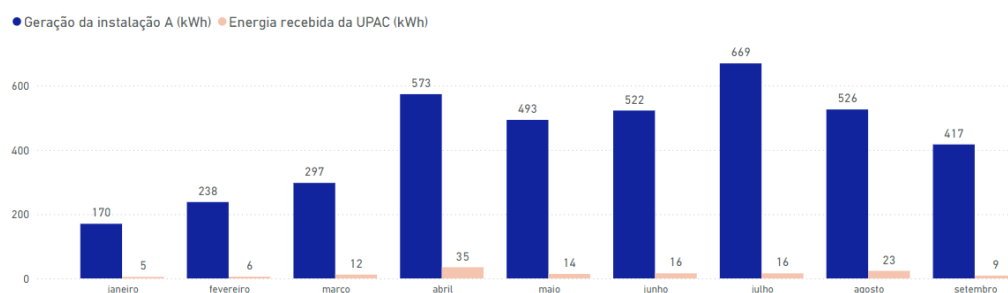


Figura 53 - Geração e energia recebida por mês (cenário 6)

Em termos financeiros, como era de se esperar diante dessa situação, o cenário não será vantajoso para o consumidor, uma vez que praticamente todo o consumo provém da rede, apresentando baixos índices de autoconsumo e sem qualquer tipo de compensação por excedentes. Assim, como um dado adicional, o custo da energia neste cenário resultaria em €428,16, com uma média mensal de €47,57, sendo o maior valor obtido entre os cenários analisados.

4.2.7 Cenário 7

Neste cenário, considera-se o contexto do mercado de energia elétrica brasileiro, caracterizado por uma limitada variedade de opções de atuação para consumidores com geração fotovoltaica, apesar da significativa popularização dessa modalidade nos últimos anos e do crescente número de usuários aderentes. Contudo, como já foi abordado, o mercado brasileiro para consumidores conectados em baixa tensão permanece altamente regulado, impossibilitando a comercialização de excedentes, prática permitida em Portugal. Assim, os excedentes gerados e injetados na rede são compensados por meio de créditos dentro do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Existem diversas modalidades de Geração Distribuída, cujas regras variam conforme a data em que o cliente solicitou a conexão à rede. Consumidores que realizaram a solicitação em períodos anteriores usufruem de maiores benefícios, enquanto instalações mais recentes devem seguir um calendário específico em que os benefícios na compensação de energia são reduzidos gradualmente. No presente estudo, considera-se que a unidade consumidora realizou sua conexão até 07 de janeiro de 2023, pertencendo ao grupo denominado GD I. Nesse grupo, a unidade consumidora possui o “direito adquirido” até o ano de 2045, o que permite a compensação na proporção de 1 para 1 na parcela de energia – o foco deste estudo. Dessa forma, 1 kWh injetado equivale a 1 kWh consumido. A título de esclarecimento, existem ainda os grupos GD II e GD III, compostos por consumidores com sistemas instalados após a data mencionada, os quais seguem regras específicas de acordo com a data de solicitação de acesso à rede e a potência instalada, e que têm seus benefícios sofrendo reduções progressivas, pois passou-se a considerar o pagamento parcial da TUSD da energia injetada e, dessa forma, a compensação não se efetua na proporção de 1 para 1. Ressalta-se, ainda, que, para a tarifa branca, a energia gerada em um determinado posto tarifário é compensada nesse mesmo posto tarifário, mantendo a proporção de 1 para 1.

Assim, com base nos dados previamente utilizados, apresentam-se, na Tabela 17, os resultados referentes ao consumo da rede, à energia autoconsumida e à energia injetada na rede. De forma complementar, as informações também são ilustradas por meio de um gráfico na Figura 54, seguindo o padrão adotado nos cenários anteriores.

Tabela 17 - Dados para o cenário 7

Mês	Consumo da rede (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Injeção na rede (kWh)
Janeiro	177,93	82,49	87,51
Fevereiro	134,18	98,59	139,01
Março	189,83	164,14	133,06
Abril	199,33	252,66	320,64
Maio	125,35	150,41	342,89
Junho	167,28	179,39	343,01
Julho	134,14	222,50	446,60
Agosto	219,93	261,61	264,09
Setembro	129,28	148,85	268,05
Outubro	185,11	126,86	148,94
TOTAL	1662,36	1687,50	2493,80

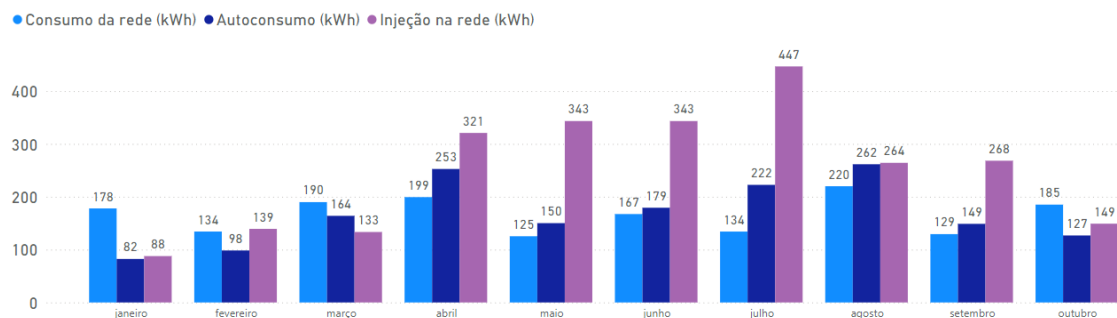


Figura 54 - Gráfico de consumo da rede, autoconsumo e injeção na rede por mês (cenário 7)

Observa-se, portanto, que tanto a tabela apresentada quanto o gráfico exibido neste cenário são idênticos aos apresentados no Cenário 3, que simulou um autoconsumo individual com injeção na rede no contexto português. Naturalmente, isso resulta em equivalência nos resultados em termos físicos. Contudo, no contexto brasileiro, a geração distribuída opera, do ponto de vista tarifário, sob um sistema de compensação com regras específicas, o que exige uma análise tarifária complementar à análise física. Dessa forma, torna-se inviável aplicar a tarifa de energia diretamente sobre o consumo da rede. Além disso, por se tratar de um mercado regulado, não é possível considerar uma tarifa de venda, já que essa prática não é permitida no Brasil. Essa particularidade distingue o cenário brasileiro do Cenário 3 apresentado anteriormente.

No Brasil, a geração distribuída impõe um custo de disponibilidade, que corresponde a um valor mínimo a ser pago, independentemente da quantidade de energia gerada. Assim, mesmo que a produção supere o consumo, a parcela de energia da fatura nunca será zerada, diferentemente do que ocorre em Portugal. Esse custo é determinado pela configuração elétrica da instalação, sendo variável de acordo com o número de fases a que está conectada. No caso da instalação estudada, considera-se que é trifásica e, portanto, o custo de disponibilidade corresponde ao valor referente ao consumo de 100 kWh. Dessa forma, caso a diferença entre a energia injetada na rede e o consumo da rede ultrapasse 100 kWh, o consumo

tarifado será limitado a 100 kWh, enquanto o excedente de geração resultará em créditos. Esses créditos poderão ser utilizados nos meses subsequentes para compensar eventuais consumos superiores.

Com base nessa premissa, apresenta-se, a seguir, a Tabela 18, contendo os resultados do consumo efetivamente tarifado e dos excedentes acumulados que se transformarão em créditos para os meses seguintes. Adicionalmente, expõe-se a Figura 55, que exhibe um gráfico com as grandezas já apresentadas na Figura 54, agora complementadas pelas informações contidas na Tabela 18.

Tabela 18 – Dados tarifários para o cenário 7

Mês	Consumo tarifado (kWh)	Excedentes (kWh)	Créditos acumulados (kWh)
Janeiro	100,00	9,59	9,59
Fevereiro	100,00	104,83	114,42
Março	100,00	43,23	157,65
Abril	100,00	221,30	378,95
Maio	100,00	317,54	696,49
Junho	100,00	275,73	972,22
Julho	100,00	412,47	1384,69
Agosto	100,00	144,16	1528,84
Setembro	100,00	238,77	1767,62
Outubro	100,00	63,82	1831,44
TOTAL	1000,00	1831,44	1831,44

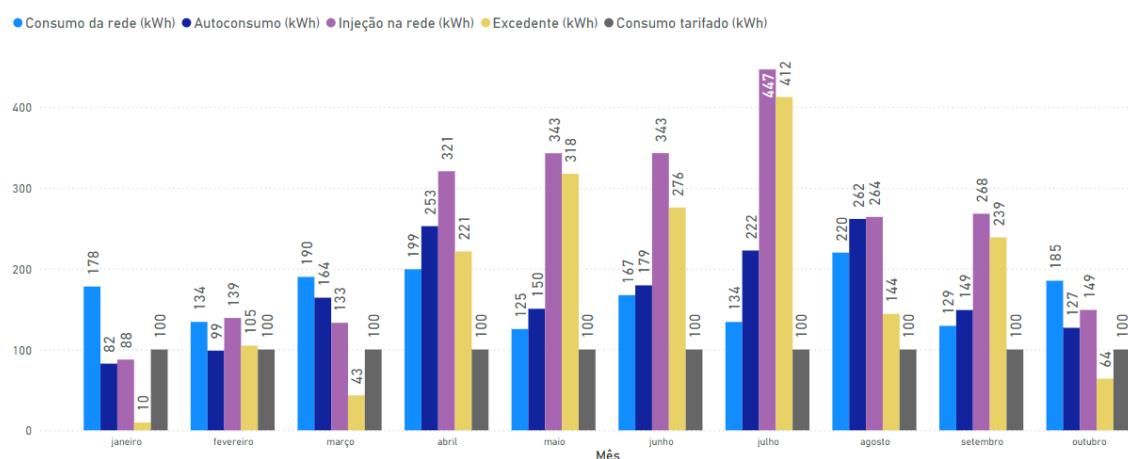


Figura 55 – Gráfico com os dados tarifários (cenário 7)

Nota-se que, como a energia injetada na rede frequentemente supera o consumo da rede – ou, nos casos em que não supera, a diferença permanece inferior a 100 kWh –, o consumo tarifado para a instalação estudada, ao longo de todo o período, será restrito ao consumo referente ao custo de disponibilidade. Esse cenário apresenta vantagens, uma vez que o consumidor paga apenas o valor mínimo permitido. Contudo, há a desvantagem de acumular um elevado volume de créditos devido à quantidade significativa de excedentes não utilizados. Isso ocorre porque,

mesmo nos meses de menor incidência solar, a diferença entre a energia injetada na rede e o consumo não ultrapassa o mínimo tarifável.

Diante dessa situação, torna-se relevante explorar alternativas para melhor aproveitamento desses créditos excedentes. No contexto brasileiro, uma solução viável é o autoconsumo remoto, que permite a utilização dos créditos por outras unidades consumidoras, desde que estas pertençam ao mesmo titular e sejam atendidas pela mesma distribuidora, ou seja, estejam localizadas na mesma área de concessão.

Outra possibilidade é a geração compartilhada, modalidade que possibilita a associação de consumidores por meio de um consórcio ou cooperativa, para compartilhamento de créditos acumulados, conforme percentuais previamente definidos em contrato. No entanto, essa modalidade enfrenta muitos desafios burocráticos, o que limita sua adoção. Na geração compartilhada, diferentemente das CER, em Portugal, apenas uma instalação pode gerar energia, sendo as demais instalações apenas consumidoras. Assim, para o contexto apresentado, apesar de haver excedentes, os créditos acumulados não são em uma quantidade a ponto de suprir o consumo de diversas UCs, o que também prejudica na implementação de tal modalidade. Dessa forma, quando utilizada, é comum que os consumidores invistam conjuntamente em uma pequena usina solar instalada em local distinto de suas residências. A energia gerada por essa usina é injetada na rede, e os créditos acumulados são distribuídos entre os integrantes da associação.

É importante ressaltar que, na geração compartilhada, os participantes têm direito a uma parcela dos créditos acumulados e não à energia gerada em si. Por se tratar de um mercado regulado, a comercialização de energia não é permitida. Para tanto, há uma alternativa no mercado livre, mas esta se situa fora do escopo da geração distribuída e do SCEE. Nesse contexto, o consumidor passa a ser considerado um autoprodutor. Nessa modalidade, o autoprodutor, geralmente vinculado à CCEE, pode gerar sua própria energia e negociar os excedentes produzidos. Contudo, o ambiente de contratação livre está restrito aos consumidores do grupo A, sendo acessível, em geral, apenas para grandes indústrias, não se aplicando a consumidores residenciais do grupo B.

Do ponto de vista econômico, o preço da energia tarifada no presente estudo é determinado pela aplicação das tarifas convencional e branca ao consumo tarifado, acrescido das bandeiras tarifárias, conforme indicado na Tabela 8 e na Tabela 9. Na maioria dos meses, a bandeira tarifária aplicada é a verde, de modo que não há acréscimos relacionados a esse aspecto, exceto nos meses de julho, setembro e outubro, em que outras bandeiras são acionadas. A Figura 56 apresenta os resultados financeiros comparativos da aplicação das tarifas convencional e branca ao consumo tarifado.

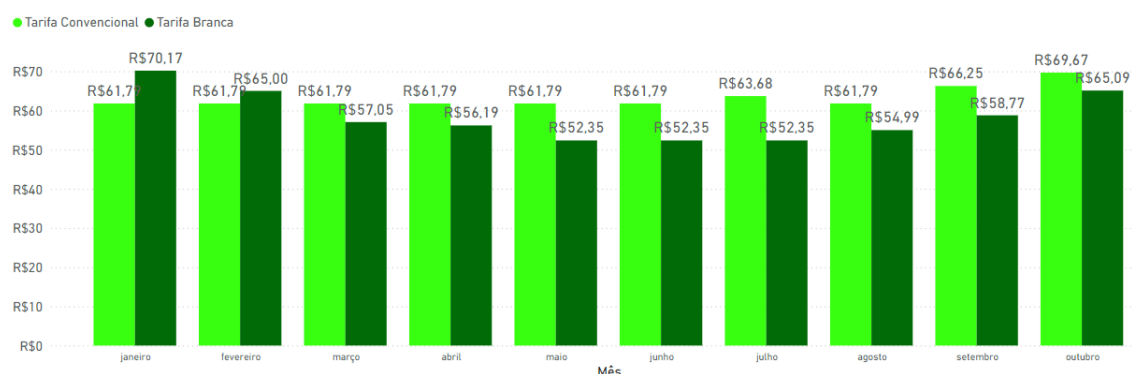


Figura 56 - Custo da energia para cada tarifa (cenário 7)

De maneira geral, verifica-se uma redução no custo total ao se adotar a tarifa branca em comparação à tarifa convencional, com preços finais de R\$ 584,32 para a primeira e R\$ 632,14 para a segunda. Assim como a tarifa bi-horária no contexto português, a tarifa branca apresenta variação de preços conforme os horários do dia. Nos três primeiros cenários analisados, observou-se que a tarifa bi-horária em Portugal apresentava resultados praticamente equivalentes à tarifa simples. Entretanto, neste caso, a tarifa branca mostrou uma leve vantagem em relação à tarifa convencional no contexto brasileiro.

Essa diferença pode ser explicada pelas distintas distribuições de horários com preços mais elevados em ambos os países. Em Portugal, os valores mais altos se aplicam durante um grande período contínuo, das 8h às 22h, enquanto no Brasil, os horários de maior tarifa concentram-se entre 17h30 e 22h30, ainda com um período de transição, o que pode tornar o custo mais atrativo. Por meio da Figura 35, exibida no tópico dos dados da instalação, percebe-se que o maior consumo se concentra justamente nos períodos de horário fora de ponta do Brasil. Além disso, como a instalação estudada está localizada na Espanha, o perfil de consumo e geração pode apresentar diferenças em relação ao que seria observado no Brasil. Para ilustrar, os períodos horários da tarifa branca no Brasil já variam conforme a região, sendo que os horários utilizados nesta análise correspondem aos definidos para o estado de Santa Catarina. Portanto, diversas variáveis influenciam os resultados obtidos, ainda que o objetivo principal não seja realizar uma simulação realista dos custos, mas sim fornecer uma base comparativa que torne a análise mais próxima da realidade cotidiana.

No entanto, para aplicação prática no Brasil, seria recomendável que o sistema fosse dimensionado de forma a evitar a geração de grandes volumes de excedentes, considerando que esses créditos serão acumulados e o custo mínimo continuará sendo pago. No caso estudado, em que o sistema está superdimensionado para o contexto brasileiro, a alternativa mais adequada seria buscar a compensação de créditos por meio do autoconsumo remoto, utilizando outra instalação pertencente ao mesmo proprietário.

4.2.8 Cenário 8

Por fim, no último cenário, foi realizada uma simulação hipotética para explorar como poderia ser implementada a geração distribuída no contexto brasileiro caso fosse aplicada ao ambiente de contratação livre e este fosse disponibilizado a todos os consumidores. Essa análise utiliza como referência o mercado português, que permite a comercialização de excedentes e não impõe custos mínimos de tarifação. Nesta simulação, os dados de injeção na rede, autoconsumo e consumo da rede são mantidos idênticos aos do cenário anterior. A diferença fundamental reside na ausência do custo de disponibilidade e na inclusão de uma tarifa de venda para representar a possibilidade de comercializar os excedentes injetados na rede.

As tarifas de compra consideradas permanecem as mesmas utilizadas no cenário 7, ou seja, as tarifas convencional e branca da Celesc. No entanto, para simular um preço de venda, foi adotada uma tarifa que ao ser dividida pela tarifa convencional, preserva a razão entre as tarifas de venda e as tarifas do CUR, aplicadas nos cenários anteriores no mercado português. Esse método visa manter uma relação proporcional X entre as tarifas, de modo que o preço de venda no contexto brasileiro seja X vezes menor do que a tarifa de compra correspondente. Com base nessa relação, obteve-se uma tarifa de venda no valor de R\$ 0,2091/kWh. A Tabela 19 apresenta os valores mensais da aplicação dessas tarifas.

Tabela 19 – Custo da energia de cada tarifa por mês (cenário 8)

Mês	Tarifa Convencional	Tarifa Branca
Janeiro	R\$ 91,64	R\$ 93,07
Fevereiro	R\$ 53,84	R\$ 55,94
Março	R\$ 89,47	R\$ 82,63
Abril	R\$ 56,11	R\$ 52,95
Maio	R\$ 5,74	R\$ -0,84
Junho	R\$ 31,63	R\$ 19,89
Julho	R\$ -7,99	R\$ -16,05
Agosto	R\$ 80,67	R\$ 74,00
Setembro	R\$ 29,59	R\$ 29,20
Outubro	R\$ 97,82	R\$ 95,01
TOTAL	R\$ 528,52	R\$ 485,80

Analisando a tabela, observa-se uma diminuição significativa nos custos da energia de ambas as tarifas em relação ao cenário anterior. O custo total da tarifa convencional foi reduzido de R\$ 632,14 para R\$ 528,52, enquanto a tarifa branca apresentou uma redução de R\$ 584,32 para R\$ 485,80. Para melhor ilustrar essa comparação, apresenta-se na Figura 57 um gráfico que evidencia a evolução mensal dos custos das quatro tarifas analisadas.

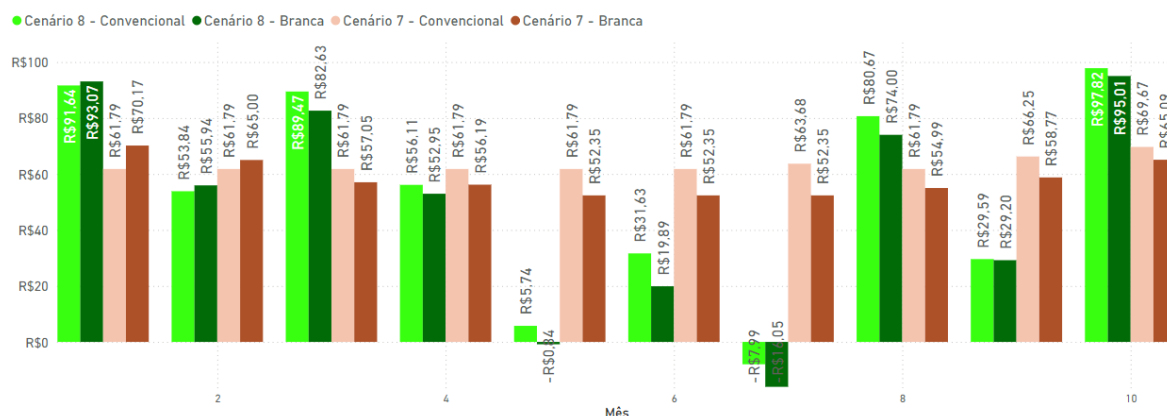


Figura 57 – Comparação do custo da energia (cenário 7 e 8)

Nota-se que, embora em alguns meses os custos do cenário 8 excedam os custos do cenário 7, devido ao comportamento relativamente constante destes últimos, os preços do cenário 8 mostram-se mais atrativos no geral, principalmente por conta dos meses com maior índice de geração solar. Nesses períodos, o valor total pode até se tornar negativo, indicando a possibilidade de lucro com a comercialização de excedentes. Destaca-se, entretanto, que esse valor não reflete o custo total da fatura paga pelo consumidor, abrangendo apenas a tarifa de energia e a TUSD. Além disso, é importante ressaltar que o cenário apresentado é puramente hipotético, simulando um contexto no qual o mercado brasileiro de energia segue regras semelhantes às do mercado português. Nesse contexto simulado, considera-se a ausência de custos mínimos na tarifa, a possibilidade de atuação para consumidores do grupo B e a comercialização de excedentes com uma razão proporcional similar à aplicada no mercado português. No entanto, apesar de hipotético, como já foi mencionado, é esperado um mercado livre no Brasil em um futuro próximo em que seja permitida a inserção de consumidores residenciais, mas como ainda não está previsto em normativas, não foram definidas as regras de atuação.

4.3 Análise comparativa

Após a exposição de todos os cenários, procede-se à análise comparativa, destacando os aspectos mais relevantes e buscando identificar qual deles apresenta maiores benefícios para o consumidor estudado. Para isso, são examinadas as vantagens e desvantagens de cada alternativa.

Inicialmente, compara-se os três primeiros cenários, que correspondem a diferentes modalidades de autoconsumo individual no contexto português. Nos dois primeiros, não há injeção de excedentes na rede, diferenciando-se pelo fato de que, no segundo cenário, há a utilização de um sistema de armazenamento com uma bateria de 5 kWh. Já no terceiro cenário, os excedentes são injetados na rede, havendo uma compensação financeira correspondente.

Para embasar essa análise, apresenta-se a Figura 58, que ilustra a composição do consumo para cada cenário, isto é, qual parcela é proveniente da rede e qual é oriunda da geração própria, bem como a Figura 59, que detalha a destinação da energia gerada, indicando se é utilizada para consumo, desperdiçada ou injetada na rede. Além disso, realiza-se uma comparação financeira entre os cenários, por meio da Figura 60, considerando, nesse caso, apenas as melhores opções tarifárias disponíveis, especificamente a tarifa simples do mercado livre.

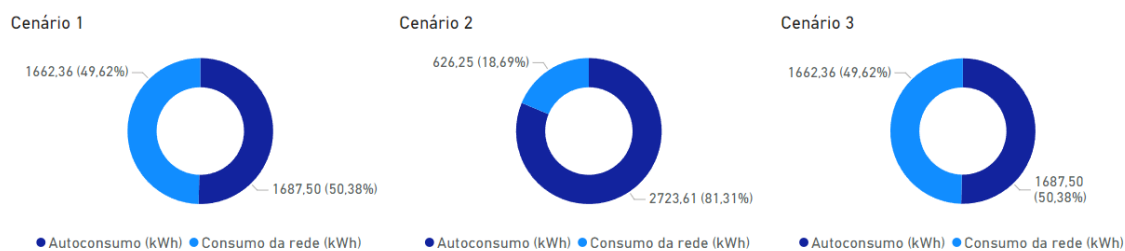


Figura 58 – Comparação da composição do consumo (cenários 1, 2 e 3)

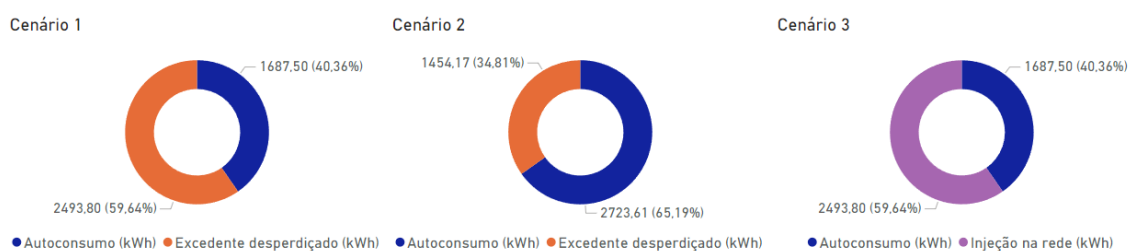


Figura 59 - Comparação da destinação da geração (cenários 1, 2 e 3)

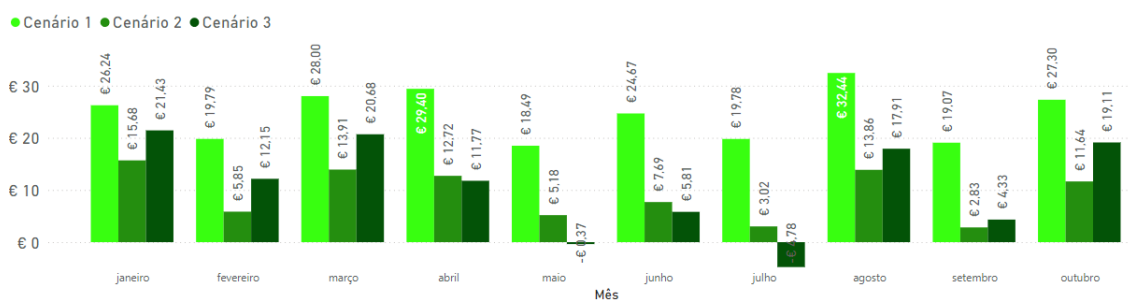


Figura 60 – Comparação do custo da energia (cenários 1, 2 e 3)

Na análise da composição do consumo, observa-se que, nos cenários 1 e 3, o consumo se divide, aproximadamente, de forma equitativa entre a energia proveniente da rede e a geração fotovoltaica. No cenário 2, entretanto, verifica-se um aumento significativo do autoconsumo, possibilitado pelo uso do sistema de armazenamento com bateria. Quanto à destinação da energia gerada, no cenário 1 há um desperdício expressivo de energia, o que é substancialmente reduzido no cenário 2 devido à utilização da bateria. Ao comparar os cenários 1 e 3, constata-se que a quantidade de energia autoconsumida é equivalente em ambos, diferenciando-se, contudo, pelo destino do excedente: enquanto no primeiro cenário a energia

excedente é desperdiçada, no terceiro ela é injetada na rede, sendo compensada financeiramente.

Sob a perspectiva financeira, verifica-se que o cenário 1 apresenta a pior performance, com um custo médio mensal de €24,52. Embora, no cenário 3, os volumes de energia autoconsumida e adquirida da rede sejam idênticos aos do primeiro, o resultado financeiro é significativamente mais vantajoso devido à compensação pela injeção dos excedentes, resultando em um custo médio mensal de €10,80. O melhor desempenho, contudo, é observado no cenário 2, no qual o uso do sistema de armazenamento reduz consideravelmente a dependência da rede elétrica e otimiza o aproveitamento da energia gerada, resultando em um custo médio mensal de €9,24.

Apesar da leve vantagem financeira do cenário 2 sobre o cenário 3, a diferença entre ambos não é expressiva. Na prática, o investimento em um sistema de armazenamento pode ser elevado, tornando questionável a viabilidade econômica desse investimento frente ao benefício obtido. No terceiro cenário, a rede elétrica desempenha um papel semelhante ao de uma bateria, sem a necessidade de investimento inicial, permitindo que o consumidor injete energia quando há excedentes e a consuma quando necessário. No entanto, essa estratégia implica um custo de venda da energia excedente consideravelmente inferior ao custo evitado pelo armazenamento no cenário 2, onde, embora não haja custos de venda, existe um limite físico de armazenamento.

Assim, a comparação entre os dois cenários evidencia diferentes aspectos a serem considerados, mas uma avaliação de viabilidade em um contexto real exigiria um estudo mais aprofundado. Seria necessário levar em conta outros custos tarifários não contemplados na análise, bem como uma avaliação econômica mais detalhada baseada no tempo de retorno do investimento, incluindo, também, os custos iniciais associados à implementação do sistema.

Dando continuidade à análise comparativa, procede-se agora à avaliação dos três cenários relacionados à Comunidade de Energia, em que se diferenciam de acordo com o método de repartição da energia gerada, sendo aplicada uma partilha por coeficientes no cenário 4, uma partilha por consumo no cenário 5, e um modelo de partilha híbrida no cenário 6. Assim como na comparação anterior, são apresentados a composição do consumo e o destino da energia recebida da instalação A em cada cenário, representados, na Figura 61 e na Figura 62, respectivamente.

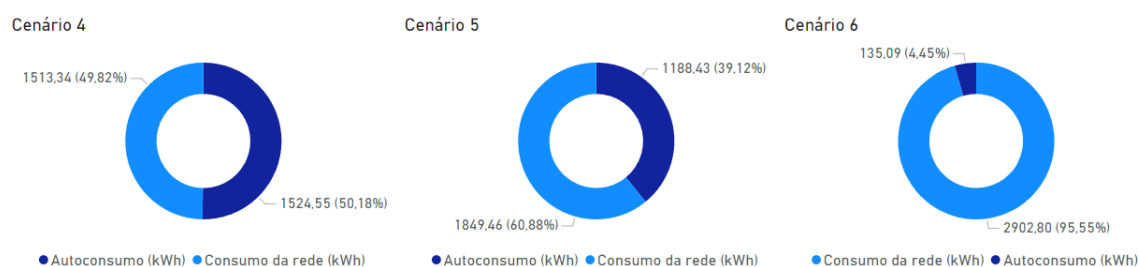


Figura 61 - Comparação da composição do consumo (cenários 4, 5 e 6)

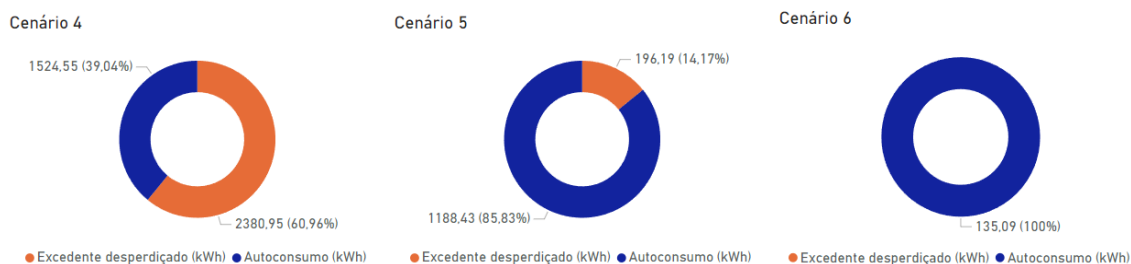


Figura 62 - Comparação da destinação da energia recebida (cenários 4, 5 e 6)

No que se refere à composição do consumo, observa-se uma redução progressiva da parcela de autoconsumo à medida que os cenários evoluem, sendo mais elevada no quarto cenário e menor no sexto. Consequentemente, com a diminuição do autoconsumo, o consumo de energia proveniente da rede aumenta, representando, no primeiro caso, metade do consumo total e, no último, praticamente a totalidade da energia utilizada. Quanto à destinação da energia recebida, em termos percentuais, verifica-se que, no cenário 4, apenas 40% da energia recebida é efetivamente consumida, proporção que se eleva para 85% no cenário 5 e atinge 100% no cenário 6, no qual não há excedentes. No entanto, ao considerar os valores absolutos, o cenário 4 apresenta a maior quantidade de energia autoconsumida, seguido pelo cenário 5 e, por fim, pelo cenário 6. Esse comportamento decorre da redução progressiva da energia recebida ao longo dos cenários, conforme ilustrado na Figura 63. Adicionalmente, a Figura 64 apresenta a distribuição da energia recebida por cada instalação em todos os cenários, permitindo uma análise mais detalhada da variação dos montantes de energia ao longo das diferentes configurações.

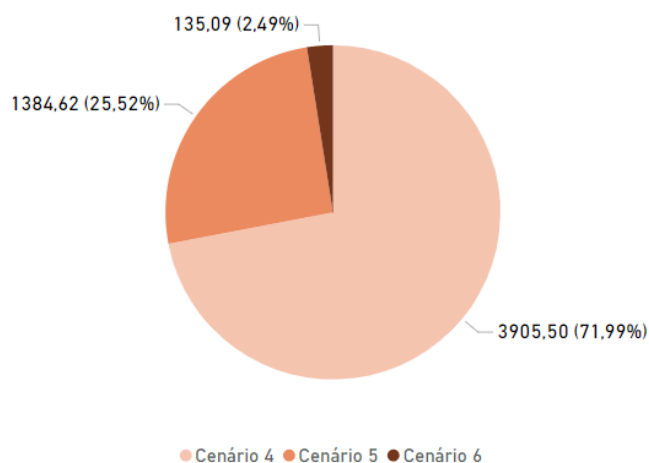


Figura 63 – Energia partilhada em kWh para a instalação A nos cenários 4, 5 e 6

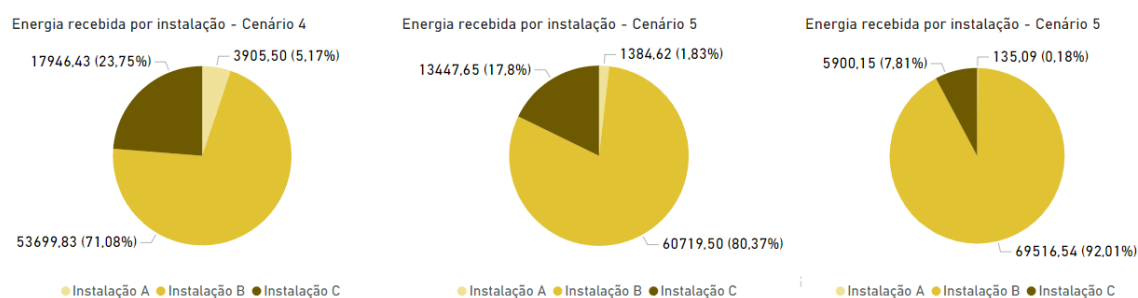


Figura 64 - Energia partilhada em kWh para cada instalação nos cenários 4, 5 e 6

Dessa forma, observa-se que a instalação A recebeu uma parcela superior da energia gerada pela comunidade quando aplicada a partilha por coeficientes, representando aproximadamente 5% da geração total. No modelo de partilha baseado no consumo, a distribuição priorizou as unidades com maior demanda energética, resultando em uma redução da quantidade de energia destinada à instalação A. Por fim, na repartição híbrida, a instalação A recebeu apenas 0,18% do total da energia gerada, totalizando 135 kWh, o que se revela altamente desfavorável para essa instalação e, de certa forma, injusto, considerando que sua contribuição para a geração total foi de 5%.

Todavia, é essencial contextualizar essa dinâmica dentro da configuração específica da comunidade analisada, onde a instalação A representa um consumidor residencial interagindo com duas unidades industriais, cujos níveis de geração e consumo são substancialmente superiores. Assim, os métodos de repartição tendem a direcionar uma parcela maior da energia gerada para essas grandes instalações, especialmente no modelo híbrido, que considera tanto geração quanto consumo. Nesse contexto, a adesão da instalação A à comunidade pode não ser vantajosa caso esse critério de repartição seja adotado. Contudo, em configurações diferentes, compostas por consumidores com perfis semelhantes de geração e consumo, a adesão à CER pode ser benéfica, demandando estudos específicos para confirmar essa possibilidade.

Além disso, toda a análise apresentada foi conduzida sob a perspectiva do consumidor A, podendo, por exemplo, ao olhar dos demais membros da comunidade, representar uma vantagem. Entretanto, é possível ampliar essa abordagem e avaliar os impactos sob a ótica da comunidade como um todo, que busca otimizar o aproveitamento da energia gerada por seus membros e minimizar excedentes, promovendo uma maior independência energética. Para isso, compara-se o total de excedentes desperdiçados em cada cenário, ou seja, a soma dos excedentes gerados por todas as instalações, conforme apresentado na Figura 65.

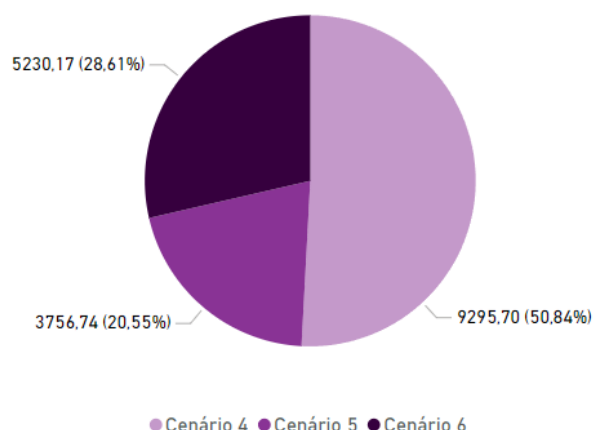


Figura 65 – Excedentes desperdiçados totais em kWh (cenários 4, 5 e 6)

Ao somar os excedentes de energia das instalações A, B e C em cada cenário, verifica-se o volume de energia que poderia ser mais bem aproveitada dentro da própria comunidade. No cenário 4, observa-se uma elevada quantidade de excedentes desperdiçados, os quais são reduzidos no cenário 6 e otimizados ao máximo no cenário 5. A metodologia de partilha baseada no consumo permite minimizar os excedentes, de modo que a energia gerada pela comunidade deixa de ser autoconsumida apenas nos períodos em que a demanda total já foi completamente atendida. Assim, sob a perspectiva da comunidade e considerando a minimização do desperdício de energia excedente, o cenário 5 apresenta a maior eficiência quando analisadas todas as instalações em conjunto. Dessa forma, destaca-se a importância de avaliar diferentes perspectivas para fundamentar conclusões mais embasadas e coerentes.

Assim, com base na análise dos dados apresentados, constata-se que, dentro do contexto estudado, o cenário 4 proporciona os melhores resultados individuais para o consumidor A, ainda que não represente a alternativa mais eficiente em termos de aproveitamento da energia gerada. Em contrapartida, o cenário 5 se destaca como o mais vantajoso para a comunidade, uma vez que otimiza o consumo e reduz ao máximo os excedentes gerados, embora essa configuração já se revele menos favorável para o consumidor A. Por fim, o cenário 6, que busca um equilíbrio entre as duas abordagens anteriores, de fato reduz os excedentes desperdiçados em comparação à partilha por coeficientes. No entanto, devido à configuração da comunidade, que integra um consumidor residencial e dois industriais, essa modalidade acaba sendo extremamente desvantajosa para a instalação A, tornando sua adesão à CER pouco atrativa. Assim, para viabilizar sua participação, seria necessária a implementação de incentivos que compensassem essa desvantagem, uma vez que, nesse modelo, o consumidor A não obtém benefícios em termos de autoconsumo, recebendo uma quantidade de energia significativamente inferior à que ele contribui para a comunidade.

Embora tais excedentes sejam caracterizados como desperdício, há a possibilidade de compensação financeira por meio da injeção na rede e comercialização dessa energia. Contudo, é importante ressaltar que o objetivo principal de uma comunidade de energia não é lucrar com excedentes, mas sim maximizar o aproveitamento da energia gerada coletivamente.

Entretanto, para a análise financeira, considerou-se a comercialização dos excedentes, e não apenas o seu descarte, permitindo uma comparação do custo da energia para as tarifas aplicadas ao consumo da instalação A nos três cenários. O gráfico correspondente à comparação mensal dessas tarifas pode ser observado na Figura 66.

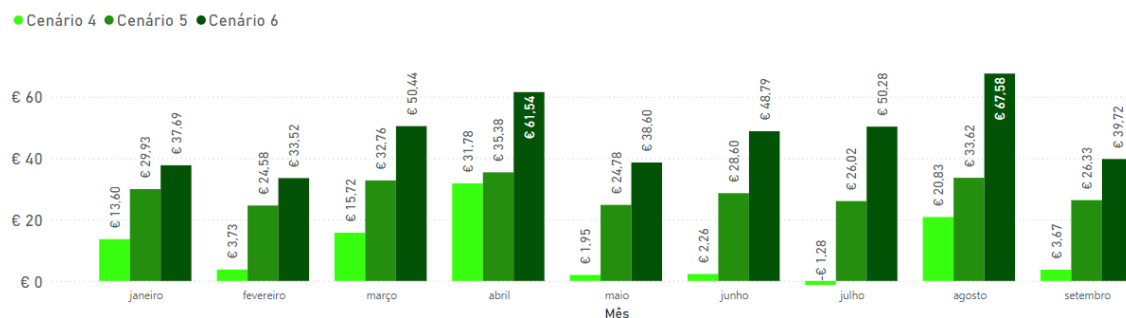


Figura 66 - Comparação do custo da energia (cenários 4, 5 e 6)

Para corroborar a análise previamente apresentada, verifica-se que, do ponto de vista financeiro, a opção mais vantajosa para o consumidor A é o cenário 4, que adota a repartição por coeficientes, baseada na geração. Nesse modelo, a o custo médio mensal resulta em €10,25, considerando a comercialização dos excedentes. Ao comparar esse valor com os cenários 2 e 3 — referentes ao autoconsumo individual sem injeção na rede (com bateria) e ao autoconsumo com injeção na rede, respectivamente — observa-se um desempenho similar. O cenário 2 apresenta um custo médio mensal de €9,24, enquanto o cenário 3 resulta em €10,80. A comparação detalhada mensal desses valores pode ser visualizada na Figura 67.

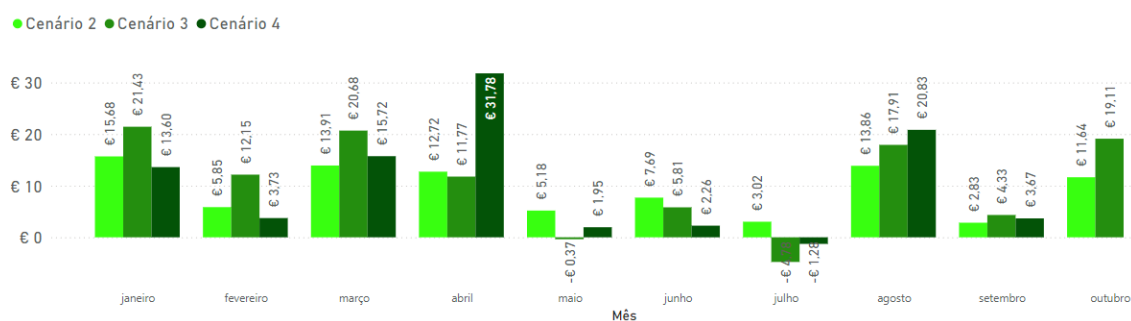


Figura 67 - Comparação do custo da energia (cenários 2, 3 e 4)

Para os cenários 7 e 8, que representam, respectivamente, o funcionamento da geração distribuída no Brasil e uma simulação hipotética de sua aplicação em um mercado livre, também se apresenta a comparação da composição do consumo em cada cenário, bem como a destinação da geração. Essas análises são ilustradas na Figura 68 e na Figura 69. Adicionalmente, compara-se os preços médios mensais das tarifas convencionais para ambos os cenários, na Figura 70.

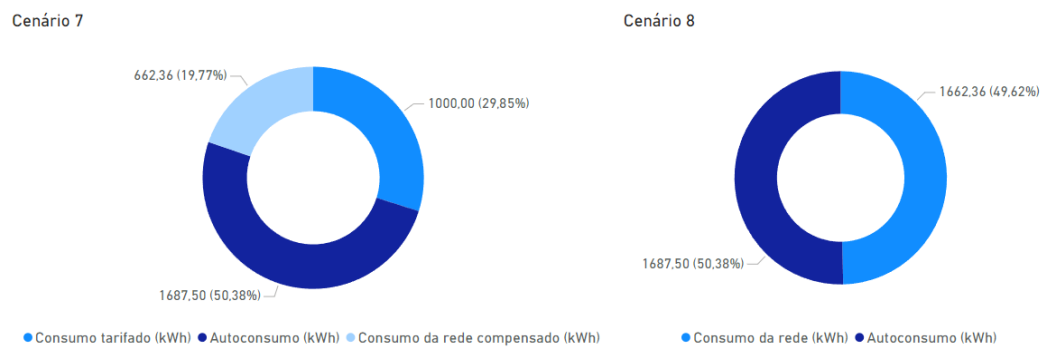


Figura 68 - Comparação da composição do consumo (cenários 7 e 8)

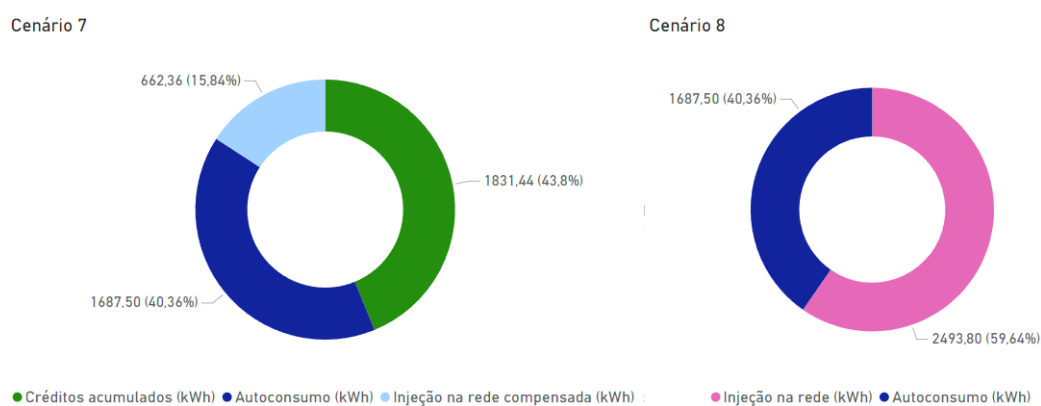


Figura 69 - Comparação da destinação da geração (cenários 7 e 8)

Valor de cada Tarifa

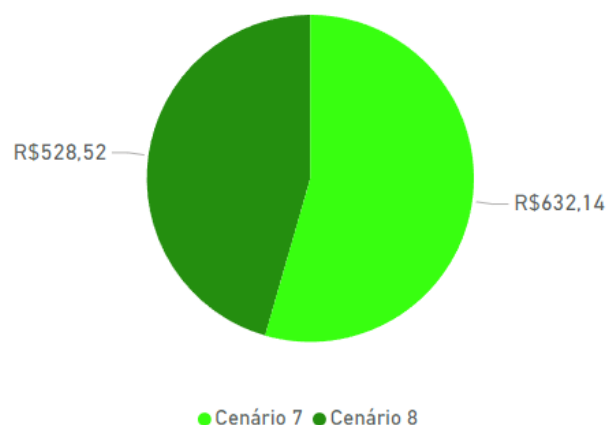


Figura 70 – Custo médio da energia (cenários 7 e 8)

O cenário 7 apresenta particularidades tanto na composição do consumo quanto na destinação da geração, uma vez que a realidade física difere do que é efetivamente tarifado, devido ao sistema de compensação de créditos e ao custo de disponibilidade, que impõe um valor mínimo a ser pago. Dessa forma, enquanto no cenário 8 observa-se um equilíbrio entre autoconsumo e consumo da rede, no cenário 7, o consumo físico da rede é numericamente idêntico ao do

cenário 8. No entanto, em razão dos fatores mencionados, essa parcela pode ser segmentada entre o consumo efetivamente tarifado e aquele compensado por meio do SCEE.

O mesmo princípio se aplica à destinação da geração. Embora o autoconsumo se mantenha constante em ambos os cenários, no cenário 8, a energia injetada na rede é considerada integralmente, enquanto, no cenário 7, essa parcela se divide entre a energia efetivamente injetada e compensada e aquela que resulta na geração de créditos acumulados. Como consequência, no cenário 7, observa-se um acúmulo significativo de créditos que poderiam ser melhor aproveitados. Entretanto, devido ao custo de disponibilidade, esses créditos não podem ser utilizados na própria instalação, pois deve haver um consumo mínimo obrigatório. No entanto, caso o titular da unidade consumidora possua outras propriedades, tais créditos poderiam ser aproveitados por meio do mecanismo de autoconsumo remoto.

Vale destacar que, no presente estudo, considera-se uma instalação real que já possui um sistema fotovoltaico implementado, o qual, para a realidade brasileira, estaria superdimensionado, pois gera um volume expressivo de créditos não utilizados. Além disso, é importante ressaltar que, no Brasil, não há a possibilidade de venda direta de energia excedente. Dessa maneira, ao implementar o cenário 8 como uma simulação da geração distribuída no Brasil, mas com a possibilidade de comercialização dos excedentes, sem a utilização do SCEE e sem a incidência do custo de disponibilidade, verificou-se uma economia de 16,39% ao final do período, em comparação ao custo da tarifa convencional aplicada no cenário 7.

Além do benefício financeiro, destaca-se que o cenário 8 propõe um modelo inovador para a geração distribuída no contexto brasileiro – baseando-se no que ocorre no mercado de energia português. Ainda que hipotética, essa modalidade poderia representar um avanço significativo no mercado de energia elétrica brasileiro. Tal abordagem abriria novas oportunidades para modelos de negócio e proporcionaria condições mais atrativas e economicamente vantajosas para a compra de eletricidade.

Dessa forma, foi possível realizar uma análise mais aprofundada de todos os cenários apresentados, comparando diretamente aqueles inseridos em um mesmo contexto e explorando os benefícios e limitações de cada modalidade. A abordagem adotada não teve como foco a aplicação de todas as tarifas, impostos e encargos, uma vez que o objetivo principal foi examinar as diferentes configurações e possibilidades de atuação no mercado elétrico de cada país.

Adicionalmente, considerando que a análise envolve dois países distintos, com moedas diferentes, não se buscou estabelecer uma comparação financeira direta entre eles. A inclusão de simulações financeiras teve o propósito de fornecer uma melhor compreensão das grandezas envolvidas e possibilitar a avaliação das diferentes estruturas tarifárias dentro de cada país. No entanto, realizar uma comparação financeira direta entre as duas realidades seria metodologicamente complexo, devido à necessidade de conversão cambial e à introdução de variáveis econômicas que desviariam do escopo principal deste estudo.

Dessa maneira, a ênfase recaiu sobre a exploração das diversas possibilidades de atuação no mercado elétrico e a comparação entre os países sob essa ótica, com o objetivo de identificar quais modalidades proporcionam um melhor aproveitamento da energia gerada ou compartilhada – apesar de não estarem englobadas todas as modalidades, mas sim as principais delas.

Dessa forma, observa-se que o Brasil ainda apresenta um cenário limitado para a aplicação da geração distribuída, uma vez que sua regulamentação está majoritariamente restrita à adesão ao SCEE, dentro do mercado cativo. Esse modelo impõe regras rígidas que conferem pouca flexibilidade ao consumidor, limitando suas opções de participação no mercado energético. No mercado livre, as oportunidades são ainda mais restritas, uma vez que apenas consumidores do grupo A têm acesso a essa modalidade, que, por sua vez, oferece poucas alternativas além da autoprodução.

Em contrapartida, Portugal já possui um mercado livre consolidado, no qual há uma ampla diversificação de modalidades e maior liberdade para o consumidor definir sua estratégia de consumo. O consumidor português pode escolher livremente seu fornecedor de energia, optando por aquele que lhe ofereça as melhores condições, bem como negociar a venda de seus excedentes energéticos com comercializadores, ampliando as possibilidades de retorno financeiro. Ademais, há muita informação de fácil acesso visando comparar diferentes fornecedores em prol de uma melhor escolha ao consumidor final. Adicionalmente, a inserção das CERs em Portugal surge como uma alternativa promissora, não apenas para ampliar os benefícios individuais dos consumidores, mas também para promover um uso mais eficiente da energia gerada, otimizando o autoconsumo e reduzindo a dependência da rede elétrica convencional.

Esse modelo representa um avanço significativo na transição energética, pois incentiva o consumo local da energia gerada, minimiza desperdícios e reduz a sobrecarga do sistema elétrico nacional. Além disso, as comunidades de energia podem desempenhar um papel crucial na democratização do acesso à geração distribuída, tornando essa alternativa viável para consumidores que, individualmente, não teriam condições de instalar sistemas fotovoltaicos ou outras formas de geração renovável.

No Brasil, a implementação de associações semelhantes às comunidades de energia ainda enfrenta desafios regulatórios e operacionais. No entanto, experiências internacionais, como a de Portugal, demonstram que essa modalidade pode ser um importante instrumento para fomentar a geração distribuída, aumentar a eficiência energética e proporcionar maior autonomia aos consumidores. Dessa maneira, a adoção de políticas públicas e regulamentações adequadas pode permitir que o Brasil amplie suas opções no setor elétrico, trazendo mais benefícios tanto para os consumidores quanto para o sistema energético como um todo.

5 Conclusões

Este capítulo apresenta as conclusões do trabalho, com base na análise desenvolvida nos capítulos anteriores. Serão exibidas as considerações finais, sintetizando os principais pontos discutidos, além da exposição dos contributos do documento e da proposição de sugestões para pesquisas futuras relacionadas ao tema.

Relembrando, neste trabalho foram estabelecidos quatro objetivos principais a atingir, designadamente:

1. Analisar a legislação e o enquadramento regulatório dos mercados de energia elétrica no Brasil e em Portugal;
2. Examinar a estrutura e o funcionamento dos mercados de eletricidade;
3. Investigar os modelos de negócio adotados nos mercados liberalizados de energia elétrica;
4. Realizar um estudo de caso sobre a gestão da geração distribuída a partir de energia solar fotovoltaica em consumidores com produção própria.

Os três primeiros objetivos foram concretizados nos Capítulos 2 e 3. Por fim, para alcançar o último objetivo, foram realizados oito cenários sobre a gestão da geração distribuída com base em dados reais de consumo e geração de clientes industriais e residenciais.

5.1 Considerações finais

Embora os resultados apresentados no Caso de Estudo não indiquem uma vantagem evidente na associação em comunidade, é importante ressaltar que essa análise foi realizada dentro de um contexto específico e não reflete a totalidade das situações em que comunidades energéticas podem ser benéficas. Ainda assim, ficou comprovado que, dependendo do método

de partilha adotado, essa alternativa pode contribuir para a redução dos excedentes desperdiçados, tornando o consumo energético em comunidade mais eficiente.

Além disso, as vantagens do modelo português não se restringem apenas à possibilidade de associação em comunidade ou à obtenção de preços mais vantajosos em determinados cenários. Um dos principais diferenciais é a ampla gama de opções disponíveis para os consumidores, que podem escolher, por exemplo, entre tarifas fixas ou indexadas, bem como entre modalidades simples, bi-horárias ou tri-horárias. Ademais, há uma variedade de comercializadores, cada um oferecendo preços e condições distintas, muitas vezes incluindo pacotes combinados de eletricidade e gás natural, o que pode resultar em benefícios financeiros adicionais. Dessa forma, a competitividade do mercado português não se limita ao preço da eletricidade, mas também à diversificação dos serviços ofertados.

Para consumidores que possuem ou desejam instalar um sistema de geração fotovoltaica, o mercado português apresenta diversas possibilidades de atuação. Além da opção de não injetar energia na rede e utilizar sistemas de armazenamento, há a alternativa de vender os excedentes gerados ou, ainda, de se associar a outros consumidores na formação de uma comunidade de energia, aproveitando os benefícios dessa modalidade.

Em contrapartida, o contexto brasileiro apresenta restrições significativas, especialmente para os consumidores residenciais, que estão limitados ao mercado cativo. Nesse cenário, não há liberdade de escolha do fornecedor de energia, sendo obrigatório o pagamento de tarifas reguladas, sem possibilidade de negociação. Para aqueles que possuem sistemas de geração fotovoltaica, a principal alternativa disponível é a geração distribuída por meio do sistema de compensação de créditos, no qual a energia excedente injetada na rede pode ser abatida nas faturas dos meses subsequentes. Essa solução pode ser vantajosa em determinadas circunstâncias, especialmente quando o sistema é dimensionado para evitar a acumulação excessiva de créditos, garantindo maior eficiência, ou quando há múltiplas instalações de um mesmo proprietário, permitindo o uso do autoconsumo remoto.

Entretanto, outras modalidades de geração distribuída no mercado cativo, como a geração compartilhada ou a geração distribuída em EMUC, ainda enfrentam desafios regulatórios e têm aplicação restrita a cenários muito específicos, o que limita sua adoção por uma parcela significativa da população. Assim, a falta de diversidade nas opções disponíveis para os consumidores residenciais brasileiros se mostra um ponto crítico a ser observado.

Nesse contexto, considerando as informações expostas acerca dos setores elétricos de Brasil e Portugal, percebe-se que há uma grande similaridade entre eles, em diferentes esferas. Nota-se que, ao longo da evolução histórica dos mercados de energia dos dois países, houveram mudanças estruturais significativas, saindo de um modelo altamente regulado, caracterizado pelo monopólio estatal, para um ambiente de maior concorrência e eficiência, ocasionando o processo de desverticalização do setor, que resultou na separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, além da privatização de diversas empresas. Ademais, uma semelhança relevante entre os dois países é a presença de um órgão regulador

independente, responsável por fiscalizar e organizar o setor elétrico. Em Portugal, essa função é desempenhada pela ERSE, enquanto no Brasil, essa responsabilidade cabe à ANEEL. Além desses órgãos reguladores, os mercados de ambos os países também contam com diferentes agentes que desempenham funções específicas na cadeia elétrica.

Em relação à estrutura do setor elétrico, tanto em Portugal quanto no Brasil, as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização estão claramente definidas. Os segmentos de transmissão e distribuição são fortemente regulados, sendo considerados monopólios naturais, o que impede a livre concorrência. Já a geração de energia ocorre em um ambiente competitivo, permitindo que produtores independentes negociem sua eletricidade livremente.

Apesar dessas semelhanças, a comercialização de energia no mercado retalhista apresenta diferenças importantes entre os dois mercados. Como mencionado, em Portugal, o MIBEL promove a integração com a Espanha, permitindo que consumidores escolham livremente seus fornecedores desde 2006. Esse modelo favorece a concorrência entre comercializadoras, resultando em preços mais competitivos e condições contratuais mais atrativas. No Brasil, embora exista um ambiente parcialmente liberalizado, o acesso ao mercado livre ainda é restrito a grandes consumidores.

No mercado grossista, tanto Brasil quanto Portugal permitem negociações de curto e longo prazo, porém com dinâmicas distintas. Em Portugal, o mercado *spot* é predominante, dada a maior participação de fontes renováveis intermitentes, enquanto no Brasil, a previsibilidade da geração hídrica favorece contratos de longo prazo, fundamentais para garantir estabilidade nos preços e no fornecimento. Além disso, enquanto em Portugal os contratos de longo prazo são usados majoritariamente como instrumentos financeiros, no Brasil eles são essenciais, sendo amplamente utilizados nos leilões de energia. Na estrutura tarifária, ambos os países possuem custos divididos entre energia, uso da rede e encargos, mas Portugal se destaca por um mercado mais acessível e flexível, oferecendo diversas opções tarifárias personalizadas, enquanto no Brasil há pouca diversidade de modalidades tarifárias no mercado cativo e o acesso ao mercado livre é restrito apenas ao grupo A, limitando a otimização dos custos de energia.

No que diz respeito aos mercados locais de eletricidade, conforme exposto, Portugal também se mostra mais avançado, com um modelo consolidado que inclui diversas opções de atuação para os consumidores, permitindo uma gestão mais eficiente da energia. No Brasil, por outro lado, essas alternativas ainda são muito limitadas, com uma regulamentação que restringe a comercialização de excedentes por consumidores residenciais, reduzindo a rentabilidade dos sistemas fotovoltaicos e impedindo que o mercado brasileiro aproveite plenamente as vantagens da descentralização da geração.

Apesar da certa desvantagem, é importante considerar as dimensões e complexidades dos dois países. O Brasil, com uma extensão territorial muito maior do que a de Portugal, apresenta desafios logísticos e de infraestrutura que dificultam a implementação de um mercado totalmente liberalizado e descentralizado. Enquanto Portugal e Espanha, juntos, ocupam no

MIBEL uma área territorial menor do que qualquer um dos quatro submercados em que o Brasil é dividido. Essa complexidade exige investimentos significativos em infraestrutura e planejamento estratégico para viabilizar a modernização do mercado brasileiro.

Embora a comparação entre os países apresente certas diferenças, a grande similaridade em aspectos específicos permite a reflexão de que os modelos de negócio implementados em Portugal podem servir de referência para futuras adaptações no Brasil, considerando que a abertura do mercado elétrico brasileiro é uma tendência praticamente inevitável, embora ainda não haja um cronograma definido para sua implementação. Dessa forma, agentes do setor podem começar uma preparação para essa transformação, analisando as modalidades adotadas em outros países e avaliando sua aplicabilidade ao contexto brasileiro. Essa antecipação contribuiria para impulsionar a modernização do setor elétrico, estimulando investimentos em infraestrutura e inovação.

Ainda que haja diversos desafios, o Brasil tem grande potencial para evoluir em direção a um mercado mais liberalizado e inovador. A modernização da regulamentação, aliada ao avanço tecnológico e à expansão da infraestrutura elétrica, será essencial para garantir que os consumidores brasileiros tenham acesso a um mercado mais competitivo e eficiente. No contexto de Portugal, embora o país esteja em uma posição mais avançada em relação ao Brasil, é fundamental manter a evolução do setor elétrico, especialmente considerando que os mercados locais ainda são recentes e altamente dinâmicos. Além disso, o setor segue em expansão, exigindo adaptações contínuas para acompanhar as inovações. Nesse sentido, torna-se essencial a realização permanente de estudos sobre tecnologias emergentes e novas modalidades de consumo e geração de energia, com o objetivo de aprimorar a eficiência do setor e proporcionar condições mais vantajosas aos consumidores.

5.2 Contributos

O trabalho proposto nesta dissertação assentou, fundamentalmente, em dois vetores-chave que suportam a atuação do autoconsumo de energia elétrica:

1. Análise dos mercados de energia elétrica no Brasil e em Portugal, a sua estrutura e funcionamento;
2. E o estudo e análise de alguns dos modelos de negócio adotados nos mercados liberalizados de energia elétrica, com especial ênfase nas modalidades de autoconsumo (individual e coletivo), nomeadamente no que se refere à gestão da geração distribuída, a partir da energia solar fotovoltaica em consumidores com produção própria.

Para tal, foi realizado todo o trabalho de pesquisa da organização dos mercados de eletricidade, em Portugal e no Brasil, bem como os seus modelos de atuação.

Este trabalho assentou, ainda, na realização de oito diferentes cenários, com base no fornecimento de dados reais de consumo e geração de energia elétrica (solar fotovoltaica), com a duração de um ano, e recolhidos com uma cadência de 15 minutos. Assim, houve necessidade de todo um trabalho de pré-processamento dos dados, de forma a garantir a sua fiabilidade para suporte ao caso de estudo.

Com base nos dados mencionados, foi estabelecida toda uma metodologia de repartição de energia elétrica gerada pelas unidades de produção de autoconsumo, e a respetiva análise e interpretação de resultados.

A escrita da dissertação, organização da informação pelos diferentes capítulos, e representação dos resultados foi, também, um desafio premente.

5.3 Trabalhos futuros

Para potencializar as pesquisas iniciadas neste trabalho, apresentam-se algumas sugestões para estudos futuros relacionados ao tema abordado.

Algumas limitações do caso de estudo podem ser melhor exploradas caso se deseje uma abordagem sob diferentes perspectivas. Para uma análise estritamente financeira dos cenários apresentados, seria necessário um aprofundamento na estrutura tarifária, considerando não apenas a parcela referente à energia, mas toda a composição das tarifas nos dois países. Além disso, um estudo de viabilidade financeira poderia incluir a avaliação de custos de investimento, taxas, impostos e o cálculo do retorno financeiro das diferentes alternativas. Avançando nessa perspectiva, seria possível, ainda, realizar uma comparação financeira entre os mercados dos dois países, mesmo com moedas distintas, por meio de uma abordagem econômica detalhada.

No que se refere às comunidades de energia, sugere-se a realização de simulações considerando consumidores com perfis semelhantes de geração e consumo, a fim de verificar se, nesse cenário, haveria menor impacto financeiro para o consumidor analisado nesta dissertação. Dessa forma, seria possível obter novos resultados que contribuam academicamente, fomentando discussões e trazendo novas conclusões sobre o tema.

6 Referências

- (ABRACEEL, 2024) ABRACEEL. **Mercado livre de energia gera economia recorde de R\$ 48 bilhões para consumidores em 2023**. Brasília: ABRACEEL, 2024.
Disponível em: <https://abraceel.com.br/press-releases/2024/03/mercado-livre-de-energia-gera-economia-recorde-de-r-48-bilhoes-para-consumidores-em-2023/>. Acesso em: 15 ago. 2024.
- (ABRADEE, 2024) ABRADEE. **As distribuidoras e o futuro do setor elétrico**.
Disponível em: <https://abradee.org.br/as-distribuidoras-e-o-futuro-do-setor-eletrico/>. Acesso em: 14 ago. 2024.
- (ADENE, 2022) ADENE. **AUTOCONSUMO E COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL**. Lisboa: ADENE, 2022.
Disponível em: <https://www.adene.pt/wp-content/uploads/2022/11/Manual-Digital-Autoconsumo-e-Comunidade-de-Energia-Renovavel-Guia-Legislativo.pdf>. Acesso em: 24 out. 2024.
- (ALMEIDA, 2018) ALMEIDA, Andréia. **ABORDAGEM SOBRE O COMERCIALIZADOR VAREJISTA NO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Florianópolis: IFSC, 2018.
Disponível em: <https://repositorio.ifsc.edu.br/handle/123456789/412>. Acesso em: 27 out. 2024.
- (AMARAL *et al*, 2024) Amaral, Volmir R. do *et al*. **NOVO MARCO LEGAL À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA ABORDAGEM DAS PRINCIPAIS MUDANÇAS**. [S. l.]: GEPEC, 2024.
Disponível em: <https://e-revista.unioeste.br/index.php/gepec/article/view/31536>. Acesso em: 01 dez. 2024.
- (ANEEL, 2008) ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2008.
Disponível em: https://www.fisica.net/energia/atlas_de_energia_eletrica_do_brasul_3a-ed.pdf. Acesso em: 14 ago. 2024.

- (ANEEL, 2021) ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000**, de 7 de dezembro de 2021. Brasília: ANEEL, 2021.
Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 28 nov. 2024.
- (ANEEL, 2023) ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret**: Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Brasília: ANEEL, 2023.
Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf. Acesso em: 28 nov. 2024.
- (ANEEL, 2024a) ANEEL. **A ANEEL**.
Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 11 ago. 2024.
- (ANEEL, 2024b) ANEEL. **Glossário**.
Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/glossario>. Acesso em: 13 ago. 2024.
- (ANEEL, 2024c) ANEEL. **Geração Distribuída**.
Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 13 ago. 2024.
- (ANEEL, 2024d) ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.097**, de 9 de julho de 2024. Brasília: ANEEL, 2024.
Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20241097.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2024.
- (ANEEL, 2024e) ANEEL. **Resolução Homologatória ANEEL nº 3.306**, de 5 de março de 2024. Brasília: ANEEL, 2024.
Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243306.pdf>. Acesso em: 28 nov. 2024.
- (ANEEL, 2024f) ANEEL. **Resolução Homologatória ANEEL nº 3.374**, de 20 de agosto de 2024. Brasília: ANEEL, 2024.
Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243374ti.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2025.
- (APREN, 2022) APREN. **Anuário APREN 2022**. Lisboa: APREN, 2022.
Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/publicacoes/apren/anuario-apren-2022/>
Acesso em: 27 jul. 2024.
- (APREN, 2024a) APREN. **ELETRICIDADE RENOVÁVEL EM REVISTA**. Lisboa: APREN, 2024.
Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/af-brochura-apren-digital.pdf>
Acesso em: 27 jul. 2024.
- (APREN, 2024b) APREN. **Plano Nacional de Energia e Clima 2030**.
Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/plano-nacional-de-energia-e-clima-2030/>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (ARONOVICH, 2024) ARONOVICH, Isabela M. **Controle de geração fotovoltaica de um autoprodutor inserido no mercado livre de energia**. São Paulo: Poli-USP, 2024.
Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-07022024-122055/publico/IsabelaMirandaAronovichCorr24.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2024.

- (AZEVEDO, 2013) AZEVEDO, Marcos J. dos S. **Inserção de todos os consumidores no mercado liberalizado de energia elétrica: oportunidades e desafios**. Porto: ISEP, 2013. Disponível em: https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/6154/1/DM_MarcosAzevedo_2013_MEESE.pdf. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (BAPTISTA, 2014) BAPTISTA, Tiago de C. **A LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO ENERGÉTICO EM PORTUGAL - VERDADEIRA CONCORRÊNCIA?**. Porto: FDUP, 2014. Disponível em: <https://hdl.handle.net/10216/77260>. Acesso em 27 abr. 2024.
- (BAPTISTA, 2021) BAPTISTA, Victor. **Sessão Técnica - Mercado Ibérico da Energia Elétrica – MIBEL**. Porto: Ordem dos Engenheiros - Região Norte, 2021. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=DQl1ZhCesK8>. Acesso em: 05 out. 2024
- (BASTOS, 2012) BASTOS, Sergio A. P. **PROPOSTA DE UM ARCABOUÇO ANALÍTICO NA PERSPECTIVA RELACIONAL PARA AUXÍLIO À GESTÃO DE ESTRATÉGIAS POLÍTICAS EMPRESARIAIS: FOCO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Rio de Janeiro: PUC-Rio, 2012. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/projetosEspeciais/ETDs/consultas/conteudo.php?strSecao=resultado&nrSeq=19891@1>. Acesso em: 14 ago. 2024.
- (BCSD, 2024) BCSD. **PACTO ECOLÓGICO EUROPEU**. Disponível em: <https://bcsdportugal.org/pacto-ecologico-europeu/>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (BEZERRA, 2020) BEZERRA, José A. M. **UM HISTÓRICO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NO PERÍODO DE 1879-2018**. Angicos: UFERSA, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufersa.edu.br/server/api/core/bitstreams/ca15bb1b-2ccb-4776-9a46-3a7c8e7166ac/content>. Acesso em: 07 ago. 2024.
- (BRASIL, 1993) BRASIL. **Lei nº 8.631**, de 4 de março de 1993. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8631.htm#:~:text=LEI%20N%208.631%2C%20DE%204%20DE%20MARÇO%20DE%201993.&text=Dispõe%20sobre%20a%20fixaçã,o%20dos,garantida%20e%20dá%20outras%20providências. Acesso em: 05 ago. 2024.
- (BRASIL, 2004) BRASIL. **Decreto nº 5.163**, de 30 de julho de 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em: 30 out. 2024.
- (BRASIL, 2022) BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm Acesso em: 01 dez. 2024.
- (CARNEIRO *et al*, 2019) CARNEIRO, Daniel A. *et al*. **20 anos de Mercado Livre – A epopeia da abertura do mercado e o primeiro contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre no Brasil**. Rio de Janeiro: GESEL, 2019. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/carneiro1.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2024.
- (CARNEIRO, 2019) CARNEIRO, Célia M. dos S. **REDE NACIONAL DE TRANSPORTE**. Porto: ISEP, 2019. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.22/15429>. Acesso em: 15 jul. 2024.

- (CCEE, 2022a) CCEE. **Relatório de Sustentabilidade 2022**. São Paulo: CCEE, 2022.
Disponível em: https://www.ccee.org.br/relatoriodesustentabilidade/pdfs/relatorio_de_sustentabilidade_ccee_portugues.pdf#page=13. Acesso em 27 out. 2024.
- (CCEE, 2022b) CCEE. **CCEE Explica**.
Disponível em: <https://www.youtube.com/playlist?list=PLMvRPRmv8lY1RjGH7EFndGJLT0TRsInKV>. Acesso em 05 nov. 2024.
- (CCEE, 2024a) CCEE. **Sobre nós**.
Disponível em: <https://www.ccee.org.br/sobrenos>. Acesso em: 11 ago. 2024.
- (CCEE, 2024b) CCEE. **Adesão**.
Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/adesao>. Acesso em: 13 ago. 2024.
- (CCEE, 2024c) CCEE. **Conceitos de preço**.
Disponível em: [https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Preço%20de%20Liquidação%20das%20Diferenças%20\(PLD\)%20é%20o%20resultado,é%20gerada%20por%20usinas%20hidrelétricas](https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Preço%20de%20Liquidação%20das%20Diferenças%20(PLD)%20é%20o%20resultado,é%20gerada%20por%20usinas%20hidrelétricas). Acesso em: 05 nov. 2024.
- (CONSELHO EUROPEU, 2024a) CONSELHO EUROPEU. **Objetivo 55**.
Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55/>. Acesso em: 27 jul. 2024
- (CONSELHO EUROPEU, 2024b) CONSELHO EUROPEU. **REPowerEU**: política energética nos planos de recuperação e resiliência dos países da UE.
Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/eu-recovery-plan/repowereu/>. Acesso em: 27 jul. 2024
- (CRISPIM *et al*, 2023) CRISPIM, José. **Comunidades de energia renovável**. Braga: UMinho, 2023.
Disponível em: <https://ebooks.uminho.pt/index.php/uminho/catalog/view/109/158/2285>. Acesso em: 01 out. 2024.
- (CUBEROS, 2008) CUBEROS, Fábio L. **NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: ANÁLISE DOS MECANISMOS DE MITIGAÇÃO DE RISCOS DE MERCADO DAS DISTRIBUIDORAS**. São Paulo: Poli-USP, 2008.
Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-07112008-095055/publico/Dissertacao_de_Mestrado_Fabio_Cuberos_Ed_Rev_Final.pdf. Acesso em: 05 ago. 2024.
- (DGEG, 2024) DGEG. **Energia Elétrica**.
Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt>. Acesso em: 22 jul. 2024.
- (DIAS, 2023) DIAS, Marianna. **Da Centralização à Abertura: A Evolução Histórica do Setor Elétrico Brasileiro**. Florianópolis: Aquarela Analytics, 2023.
Disponível em: <https://aquare.la/da-centralizacao-a-abertura-a-evolucao-historica-do-setor-eletrico-brasileiro/>. Acesso em: 05 ago. 2024.
- (EDP, 2024a) EDP. **Setor Energético em Portugal**.
Disponível em: <https://portugal.edp.com/pt-pt/a-edp-em-portugal/setor-energetico-em-portugal#geracao>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (EDP, 2024b) EDP. **Mibel**: como funciona o Mercado ibérico de energia?
Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/mibel-como-funciona-o-mercado-iberico-da-energia>. Acesso em: 27 jul. 2024.

(EDP, 2024c)	EDP. Composição dos preços da eletricidade. Disponível em: https://www.edp.pt/composicao-precos-eletricidade/ . Acesso em: 29 jul. 2024.
(ENCARNAÇÃO; NOGUEIRA, 2023)	ENCARNAÇÃO, Francisco M. C.; NOGUEIRA, Teresa A. F. M. P. Comunidade de cidadãos para a energia num grupo empresarial. Porto: ISEP, 2023. Disponível em: https://recipp.ipp.pt/handle/10400.22/23244 . Acesso em: 27 out. 2024.
(ENSE, 2024)	ENSE. Quem Somos. Disponível em: https://www.ense-epe.pt . Acesso em: 22 jul. 2024.
(EPE, 2023)	EPE. BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2023. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf . Acesso em: 13 ago. 2024.
(EPE, 2024a)	EPE. Quem Somos. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos . Acesso em: 11 ago. 2024.
(EPE, 2024b)	EPE. Caderno de MMGD - Baterias - PDE2034. Brasília: EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034 . Acesso em: 04 dez. 2024.
(EPE, 2024c)	EPE. Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída. Disponível em: https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/ . Acesso em: 04 dez. 2024
(E-REDES, 2024)	E-REDES. O que é produção de eletricidade em regime especial. Disponível em: https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-e-producao-de-eletricidade-em-regime-especial . Acesso em: 22 jul. 2024.
(E-REDES, 2024b)	E-REDES. Sobre nós. Disponível em: https://www.e-redes.pt/pt-pt/sobre-nos . Acesso em: 29 jul. 2024.
(ERSE, 2017)	ERSE. A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017. Lisboa: ERSE, 2017. Disponível em: https://www.erse.pt/media/zshcdalg/livro_digital.pdf . Acesso em: 15 jul. 2024.
(ERSE, 2019)	ERSE. ESTATUTOS DA ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS. Lisboa: ERSE, 2019. Disponível em: https://www.erse.pt/media/bnukfvto/20210204_estatutos-erse.pdf . Acesso em: 22 jul. 2024.
(ERSE, 2020)	ERSE. PERÍODOS HORÁRIOS na energia elétrica em Portugal. Lisboa: ERSE, 2020 Disponível em: https://www.erse.pt/media/wijn0vgt/periodos-horarios-de-energia-elétrica-em-portugal.pdf . Acesso em: 10 jan. 2025.
(ERSE, 2023a)	ERSE. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2024. Lisboa: ERSE, 2023. Disponível em: https://www.erse.pt/media/fsghnmw/estrutura-tarifaria-se-2024-dez2023.pdf . Acesso em: 18 out. 2024.
(ERSE, 2023b)	ERSE. Regulamento Tarifário. Lisboa: ERSE, 2023. Disponível em: https://www.erse.pt/media/hqspgpf2/rt-se_articulado_capa_índice_publicado.pdf . Acesso em 18 out. 2024.

- (ERSE, 2023c) ERSE. **Regulamento de Relações Comerciais**. Lisboa: ERSE, 2023.
Disponível em: https://www.erse.pt/media/cw5fdm3i/regulamento-827-2023_consolidado.pdf. Acesso em 18 out. 2024.
- (ERSE, 2024a) ERSE. **Distribuição**.
Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/distribuicao/>. Acesso em: 22 jul. 2024.
- (ERSE, 2024b) ERSE. **Produção**.
Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/producao/>. Acesso em: 22 jul. 2024.
- (ERSE, 2024c) ERSE. **Transporte**.
Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/transporte/>. Acesso em: 22 jul. 2024.
- (ERSE, 2024d) ERSE. **Glossário**.
Disponível em: <https://www.erse.pt/glossario/?filtro=C>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (ERSE, 2024e) ERSE. **Mercado**.
Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (ERSE, 2024f) ERSE. **Preços mercado liberalizado**.
Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>. Acesso em: 29 jul. 2024.
- (ERSE, 2024g) ERSE. **Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade**.
Disponível em: https://www.erse.pt/media/oj3di2qd/202405_ele_rel_ml.pdf. Acesso em: 29 jul. 2024.
- (ERSE, 2024h) ERSE. **Comercialização**.
Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/comercializacao/>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (ERSE, 2025) ERSE. **Simulador de preços**.
Disponível em: <https://simuladorprecos.erse.pt/eletricidade>. Acesso em: 10 jan. 2025.
- (ESTAVARE, 2022) ESTAVARE, Fernando H. **Análise dos Impactos da Covid-19 no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica**. Ilha Solteira: UNESP, 2022.
Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/96488881-7ac1-4096-8064-9664ca87884d/content>. Acesso em: 30 out. 2024.
- (FIGUEIREDO, 2021) FIGUEIREDO, Guilherme M. **Gestão de Autoconsumo de Comunidades de Energia Renovável em Núcleos Rurais**. Porto: FEUP, 2021.
Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/133041/2/448745.1.pdf>. Acesso em: 21 out. 2024.
- (FREITAS, 2024) FREITAS, Sara. **O crescimento do fotovoltaico descentralizado em Portugal**. Lisboa: APREN, 2024.
Disponível em: <https://www.oinstalador.com/Artigos/558847-O-crescimento-do-fotovoltaico-descentralizado-em-Portugal.html>. Acesso em 24 out. 2024.
- (GOLD ENERGY, 2024) GOLD ENERGY. **Glossário**.
Disponível em: <https://goldenergy.pt/glossario/>. Acesso em: 22 jul. 2024.

- (GONÇALVES, 2021) GONÇALVES, Gonçalo D. S. **ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL**. Coimbra: FCTUC, 2021.
Disponível em: <https://estudogeral.uc.pt/handle/10316/98151>. Acesso em: 24 out. 2024.
- (IBERDROLA, 2024) IBERDROLA. **Alta, média e baixa tensão: você sabe a diferença?**
Disponível em: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/smart-grids/diferenca-alta-media-baixa-tensao-eletrica>. Acesso em: 29 jul. 2024.
- (ITAIPÚ, 2024) ITAIPÚ. **Geração**.
Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>. Acesso em: 13 ago. 2024.
- (LOPES, 2023) LOPES, Jessly S. G. **MERCADO LIVRE DE ENERGIA: UMA ANÁLISE DAS RECENTES ALTERAÇÕES REGULAMENTÁRIAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. João Pessoa: IFPB, 2023.
Disponível em: <https://repositorio.ifpb.edu.br/jspui/handle/177683/3446>. Acesso em: 15 ago. 2024.
- (LOURENÇO, 2010) LOURENÇO, Mariana I. D. **O sector da electricidade em Portugal: O papel da EDP Soluções Comerciais**. Coimbra: FEUC, 2010.
Disponível em: https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/13157/1/Relatorio_estagio_m_lourenco.pdf. Acesso em 27 abr. 2024.
- (MAHOMED, 2016) MAHOMED, Kaamila. **ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO UMA COMPARAÇÃO ENTRE PORTUGAL E BRASIL**. Lisboa: FDUL, 2016.
Disponível em: https://repositorio.ucp.pt/bitstream/10400.14/21359/1/Organizacao%20do%20Sector%20Electrico%20Brasil-Portugal_Kaamila%20Mahomed.pdf. Acesso em: 29 jul. 2024.
- (MARTINS, 2009) MARTINS, André M. **Mercado Ibérico de Electricidade - Simulação de um Modelo em Concorrência Perfeita**. Porto: FEUP, 2009.
Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/53867/2/MAD%20ANDR%20MARTINS.pdf>. Acesso em: 06 out. 2024.
- (MARTINS, 2020) MARTINS, Inês L. dos S. **ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO EM PORTUGAL, O MIBEL E CONSTRUÇÃO DOS PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO PRIMÁRIO**. Setúbal: IPS, 2020.
Disponível em: https://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/32901/1/Mestrado_inês_final_AP_PS_1%23.pdf. Acesso em: 27 abr. 2024
- (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000) MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. **Energia elétrica no Brasil: 500 anos**. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 2000.
Disponível em: <https://memoriadaeletricidade.com.br/publicacoes/10640/energia-eletrica-no-brasil-500-anos>. Acesso em: 05 ago. 2024.
- (MENEZES, 2015) MENEZES, Victor P. **Linhas de Transmissão de Energia Elétrica: Aspectos Técnicos, Orçamentários E Construtivos**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2015.
Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015383.pdf>. Acesso em: 14 ago. 2024.

- (MIBEL, 2009) MIBEL. **DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL**. s.l.: Conselho de Reguladores do MIBEL, 2009.
Disponível em: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf. Acesso em: 13 out. 2024.
- (MIBEL, 2022) MIBEL. **A regulamentação financeira e os contratos de derivados sobre o MIBEL**. s.l.: Conselho de Reguladores do MIBEL, 2022.
Disponível em: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2022/07/CR_MIBEL_A_regulamentacao_financeira_e_o_MIBEL_PT.pdf. Acesso em: 17 out. 2024.
- (MIBEL, 2024a) MIBEL. **Mercado Ibérico de Energia – MIBEL**.
Disponível em: <https://www.mibel.com>. Acesso em: 15 jul. 2024.
- (MIBEL, 2024b) MIBEL. **POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)**. s.l.: Conselho de Reguladores do MIBEL, 2024.
Disponível em: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2024/01/Estudo-PPAs_PT-3.pdf. Acesso em: 17 out. 2024.
- (MME, 2024a) MME. **Conselho Nacional de Política Energética**.
Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe>. Acesso em: 11 ago. 2024.
- (MME, 2024b) MME. **O Ministério**.
Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/o-ministerio>. Acesso em: 11 ago. 2024.
- (MME, 2024c) MME. **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**.
Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>. Acesso em: 11 ago. 2024.
- (NETTO; JUNIOR, 2022) NETTO, Allana de M.; JUNIOR, Jair U. **ANÁLISE DA GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**. Curitiba: UTFPR, 2022.
Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1203/1203>. Acesso em: 03 dez. 2024.
- (OLIVEIRA, 2021) OLIVEIRA, Iberê C. de. *et al.* **Transmissão e distribuição de energia**. Porto Alegre: SAGAH, 2021.
- (OMI, 2023) OMI. **Relatório Integrado OMI 2023**. Madrid: Grupo OMI, 2023.
Disponível em: https://www.omie.es/sites/default/files/2024-05/OMI_reporting_integrado_2023_PT.pdf. Acesso em: 10 out. 2024.
- (OMIE, 2024) OMIE. **Mercado da electricidade**.
Disponível em: <https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad>. Acesso em: 10 out. 2024.
- (OMIP, 2024) OMIP. **OMIP: Sobre nós**.
Disponível em: <https://www.omip.pt/pt/sobre-nos-omip>. Acesso em: 03 out. 2024.
- (OLMC, 2024) OLMC. **Operador Logístico de Mudança de Comercializador**.
Disponível em: <https://olmc.adene.pt>. Acesso em: 25 jul. 2024.
- (ONS, 2024a) ONS. **O que é ONS**.
Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 11 ago. 2024.

- (ONS, 2024b) ONS. **Sobre o SIN**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/>. Acesso em: 14 ago. 2024.
- (PÊGO FILHO *et al.*) PÊGO FILHO, Bolívar *et al.* **IMPACTOS FISCAIS DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA: 2001 E 2002**. Rio de Janeiro: IPEA, 2001. Disponível em: https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1995/1/TD_816.pdf. Acesso em: 07 ago. 2024.
- (PINTO, 2014) PINTO, Milton de O. **Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados**. Rio de Janeiro: LTC, 2014.
- (PORTUGAL ENERGIA, 2024a) PORTUGAL ENERGIA. **Agentes**. Disponível em: <https://www.portugalenergia.pt/agentes/>. Acesso em: 22 jul. 2024.
- (PORTUGAL ENERGIA, 2024b) PORTUGAL ENERGIA. **Instituições**. Disponível em: <https://www.portugalenergia.pt/instituicoes/>. Acesso em: 22 jul. 2024.
- (PORTUGAL ENERGIA, 2024c) PORTUGAL ENERGIA. **PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030**. Disponível em: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (PORTUGAL, 2012) PORTUGAL. **Decreto-Lei n.º 75/2012**, de 26 de março de 2012. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/75-2012-553927>. Acesso em: 29 jul. 2024.
- (PORTUGAL, 2019) PORTUGAL. **Decreto-Lei n.º 162/2019**, de 25 de outubro de 2019. Disponível em: <https://files.dre.pt/1s/2019/10/20600/0004500062.pdf>. Acesso em: 24 out. 2024.
- (PORTUGAL, 2022) PORTUGAL. **Decreto-Lei n.º 15/2022**, de 14 de janeiro de 2022. Disponível em: <https://files.dre.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>. Acesso em: 27 out. 2024.
- (REN, 2015) REN. **DADOS TÉCNICOS 2015**. Lisboa: REN, 2016. Disponível em: https://www.ren.pt/media/2hupggsf/2015-05-04141108_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353-7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd-fe7585fb-f92a-49f7-9574-43f66d7223c6-file-pt-1.pdf. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (REN, 2022) REN. **DADOS TÉCNICOS 2022**. Lisboa: REN, 2023. Disponível em: <https://ren.pt/media/onzbcegp/dados-tecnicos-2022.pdf>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (REN, 2024a) REN. **Produção de energia renovável bate recorde em 2023**. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/producao-de-energia-renovavel-bate-recorde-em-2023>. Acesso em: 27 jul. 2024.
- (REN, 2024b) REN. **RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO**. Lisboa: REN, 2024. Disponível em: <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/AcessoRedes/AcessoRNT/QS/BibRelQS/Relatório%20Anual23.pdf>. Acesso em: 27 jul. 2024.

- (RIBEIRO, 2011) RIBEIRO, Marcela J. A. **DETERMINAÇÃO DO PREÇO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO E VALORAÇÃO DE UM DERIVATIVO DE ENERGIA POR SIMULAÇÃO MONTE CARLO COM APROXIMAÇÃO POR ALGORITMO GENÉTICO**. Rio de Janeiro: PUC-RIO, 2011.
Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.pucrio.br/colecao.php?strSecao=especifico&nrSeq=18825@1>. Acesso em: 08 ago. 2024.
- (ROCHETTE, 2014) ROCHETTE, Gustavo M. **O Mercado Ibérico de Energia: O Mercado de Derivados Energéticos e as Implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal**. Coimbra: FDUC, 2014.
Disponível em: <https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/29106/1/Tese%20Gustavo%20final.pdf>. Acesso em: 08 out. 2024.
- (SANTOS, 2016) SANTOS, Marilson P. dos. **ESTUDO DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: ANÁLISE DO PROCESSO DE FISCALIZAÇÃO EM PARQUES EÓLICOS NO ESTADO DO CEARÁ NO PERÍODO DE 2010 A 2016**. Fortaleza: UFC, 2016.
Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/35177/1/2016_tcc_mpsantos.pdf. Acesso em: 08 ago. 2024.
- (SANTOS, 2021) SANTOS, Filipe M. **Reflexões de Direito da Energia**. Lisboa: ERSE, 2021. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/cg5kuszv/temas-de-energia-reflexões-de-direito-de-energia.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2024.
- (SILVA, 2016) SILVA, Maria J. G. L. P. da. **A LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO E A POBREZA ENERGÉTICA**. Lisboa: FDUL, 2016.
Disponível em: https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/31922/1/ulfd133601_tese.pdf. Acesso em: 27 abr. 2024.
- (SILVA, 2019) SILVA, Allon S. da. **Análise e Simulação de Mercados Locais de Energia Elétrica**. Porto: ISEP, 2019.
Disponível em: https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/14356/1/DM_AllonSilva_2019_MEESE.pdf. Acesso em: 27 abr. 2024.
- (TOMÉ, 2009) TOMÉ, Bruno T. S. R. **Previsão de Preços de Energia Elétrica em Mercados de Electricidade – Horizonte de 24 Horas**. Porto: FEUP, 2009.
Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/58018/1/000135918.pdf>. Acesso em: 10 out. 2024.
- (UNIÃO EUROPEIA, 2016) UNIÃO EUROPEIA. Jornal Oficial da União Europeia. **TRATADO SOBRE O FUNCIONAMENTO DA UNIÃO EUROPEIA (VERSÃO CONSOLIDADA)**. 2016.
Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9e8d52e1-2c70-11e6-b497-01aa75ed71a1.0019.01/DOC_3&format=PDF. Acesso em 7 mai. 2024.
- (VERDELHO, 2022) VERDELHO, Pedro. **Liberalização do mercado de energia elétrica em Portugal**. Lisboa: ERSE, 2022.
Disponível em: https://www.erse.pt/media/g5bngcw/20220626_slides_cpfl_pv_partilhado.pdf. Acesso em: 29 jul. 2024.