



A Sustentabilidade Económica dos Sistemas Eléctricos Ibérico e Brasileiro

André Cavalcanti Ribeiro

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. João José Esteves Santana

Júri

Presidente do júri: Prof.^a Célia Maria Santos Cardoso
de Jesus

Orientador: Prof. João José Esteves Santana

Vogal: Prof. Paulo José da Costa Branco

Outubro 2020

Declaração

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Lisboa, 15 de setembro, de 2020.



O candidato

Agradecimentos

É natural que essa sessão não tenha nenhuma contribuição técnica para o documento mas, para mim, se trata de uma das partes mais importantes deste.

O meu trajeto como aluno de intercambio foi uma aposta pessoal que muitas vezes acreditei que não daria certo. Muitas vezes me encontrei pessoalmente sozinho, muitas vezes tomei como prioridade outras decisões que não o curso e, mais vezes do que gostaria, senti saudade da família e amigos. Depois de alguns anos, eu passei a acreditar que afinal o propósito talvez seja este: nos por à prova de uma resiliência de tal forma a absorver o máximo de experiências possíveis e, quem sabe, nos tornar uma pessoa melhor.

Felizmente, não há muito tempo, eu conheci a pessoa que me tem dado essa consciência, me fazendo lembrar deste propósito e da satisfação de concluir uma etapa para estar melhor preparado para as próximas. Por isso eu sou profundamente grato pelo apoio, amor e muita paciência da minha noiva Grace. É a pessoa que rapidamente se tornou a mais importante para mim e para o futuro que anseio, como principal parte dele.

Também gostaria de agradecer à minha família: a minha mãe, pelo seu amor incondicional, pela força, disponibilidade e apoio que ela me deu quando mais eu precisava; Pelo meu pai, que é o meu eterno professor, meu amigo e, este projeto, o estudo e grande parte do homem que eu sou é por causa dele; e pelo meu irmão, que é hoje um dos meus melhores amigos, meu futuro padrinho de casamento, minha referência de determinação, postura profissional e, neste ano, de pai;

Gostaria também de agradecer aos meus amigos que estão longe, sendo estes principalmente o Eric e o Gabriel, por me receber e tratar sempre como família, pelas excelentes histórias que compartilhamos e até hoje lembramos. Também ao meu grande amigo de intercâmbio André, que trabalha diretamente com as entidades que atuam nos ambientes de contratação no Brasil, e eu pude contar com a sua ajuda e orientação quando eu mais precisei.

Além disso, gostaria de agradecer ao Rafael, a Afra e o filhinho deles, Miguel, os quais eu tenho um carinho e gratidão enorme por serem pessoas maravilhosas, de ter uma energia contagiosa e, também, por sentar ao meu lado muitas vezes e me incentivar à conclusão deste trabalho. A presença deles na minha vida nestes últimos meses foi fundamental e, por isso, à esta “família”, eu devo a minha gratidão, carinho e respeito. E ao Luís, meu atual senhorio e amigo, pela delicadeza de ter o interesse em sempre perguntar a respeito e me apoiar na conclusão deste trabalho e do meu bem-estar.

Adicionalmente, como parte das boas experiências que tive, sou bastante grato aos amigos e professores no técnico, que me ajudaram e fizeram parte deste meu trajeto. Entre eles: o meu amigo João, que inicialmente me rececionou; a Ana Barbosa, que me ajudou muito desde o início; o professor Paulo Branco, que além de um professor querido e exigente, também conhece um pouquinho do meu trajeto e sempre torceu pelo meu sucesso; e o professor e orientador João Santana, pela paciência que tem tido comigo e por não desistir ou hesitar no apoio deste trabalho.

Para concluir, eu sou muito grato pela oportunidade que me foi dada e estou extremamente feliz por finalmente ter chego à esta fase de conclusão e pelas próximas lindas etapas pela frente.

Resumo

O conceito amplo da sustentabilidade no contexto do sistema elétrico ibérico, principalmente influenciado pelas políticas europeias e pelos seus mecanismos de subsídios, depende do contexto político da elaboração do mercado de energia e a gestão dos subsídios ainda em vigor. Ao longo dos anos, a maior participação das fontes renováveis no mercado diário, considerado como o mais adequado para a sustentabilidade, tornou os preços de contratação voláteis e, por isso, comprometendo a rentabilidade das fontes convencionais e gerando incerteza para investimentos futuros no setor.

Representando o mercado ibérico, o sistema energético português é o principal caso de estudo adotado neste presente trabalho. É analisado o desenvolvimento das suas metas ambientais, da oferta interna de energia principalmente apoiado pelos mecanismos de subsídios, e o contexto político da configuração do mercado de energia atual.

Para efeito de comparação e como eventual solução, o cenário brasileiro foi adotado como segundo caso de estudo e sujeito aos mesmos critérios de análise. Posteriormente, a partir da comparação entre eles foi possível perceber que as metas ambientais internacionais e a tendência europeia do mecanismo de *feed-in* foram as principais diretrizes para ambos os casos. Além disso, como as fontes renováveis de energia atingiram um melhor estágio de maturidade, a posterior gestão dos seus subsídios e a funcionalidade do mercado atual, foram os principais fatores que diferenciaram os dois casos e tornaram o Brasil referência de sustentabilidade. Com base no seu cenário, a rentabilidade das centrais (usinas) com diferentes custos operacionais é assegurado e, portanto, sustentável.

Palavras-chave - Mercado diário de energia, Tarifa *feed-in*, Sustentabilidade do sistema elétrico, Rentabilidade de centrais (usinas) com diferentes custos operacionais e seu histórico de subsídios.

Abstract

The full concept of sustainability in the Iberian electricity sector context, mostly influenced by the European policies and its adopted subsidies mechanisms, depends on the political circumstances on the market design formulation, and its management concerning the subsidized agreements still in force. Over the years, the renewable sources insertion in the energy contractual environments, in which is considered the daily market as the most suitable for sustainability, has affected not only the market price by making it volatile, but also the profitability of the conventional sources and the uncertainty of future investments on the energy sector. Representing the Iberian energy market, the Portuguese power system is the main case study adopted in this paper, in which is analyzed its climate targets and power generation development, mainly supported by the subsidy mechanisms designed to reach environmental objectives, and its political causes that have directly affected the current market design.

For comparison and possible solution purposes, the Brazilian scenario was adopted as the second case study and subject to the same analysis criteria. Thereafter, based on their comparison it was possible to realize that the international environmental targets and the *feed-in* mechanism European trend have directly influenced both scenarios. Furthermore, since the renewable energy sources have reached a better stage of maturity, their subsequent subsidies handling combined with its energy market-driven design, differentiated the two case studies by making the Brazilian as sustainability benchmark. According to its analysis, the profitability of the plants with different operating costs is assured, and, therefore, sustainable.

Index Terms— Daily Market, *Feed-in* Tariff, Powers System Sustainability, Profitability of plants with distinct operating costs and subsidies history

ÍNDICE

1	Introdução.....	13
2	Caso de estudo - Sistema Elétrico Português.....	15
2.1	Políticas e Metas Ambientais	15
2.2	Evolução do Balanço Energético.....	19
2.2.1	Bioenergia e Carvão	20
2.2.2	Cogeração e Gás Natural	21
2.2.3	Recurso Hídrico.....	22
2.2.4	Energias Renováveis e os Incentivos Estatais.....	23
2.3	Formulação do Mercado de energia atual	27
2.3.1	Mercado Regulado	30
2.3.2	Mercado Livre.....	31
2.3.2.1	Mercado diário de energia	33
3	Caso de estudo - Sistema Elétrico Brasileiro	35
3.1	Políticas e Metas Ambientais	35
3.2	Evolução do Balanço Energético.....	37
3.2.1	Avanços na exploração petrolífera.....	39
3.2.2	Energias Renováveis e os Incentivos fiscais.....	40
3.3	Formulação do Mercado de energia atual	45
3.3.1	Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	48
3.3.1.1	Leilões de energia	49
3.3.2	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	52
4	Confronto dos casos de estudo.....	53
4.1	Resultados das Metas Ambientais	53
4.2	Incentivos fiscais e cenários atuais	55
4.2.1	Cenário atual Português	58
4.2.2	Cenário atual Brasileiro.....	61
5	Conclusões.....	65
6	Referência Bibliográfica	67
7	Apêndices.....	74

Lista de Tabelas

TABELA 1 - TAXAS MÉDIAS DOS SUBSÍDIOS EM VIGOR, POR FONTE	25
TABELA 2 - SUBSÍDIOS DE FEED-IN PROINFA	40
TABELA 3 - POTENCIAL HÍDRICO MUNDIAL	42
TABELA 4 - EVOLUÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO	45
TABELA 5 - CUSTO DE OPERAÇÃO POR TECNOLOGIA EM PORTUGAL.....	60

Lista de Figuras

FIGURA 1 - PERSPETIVA AMPLA DAS POLÍTICAS AMBIENTAIS EM PORTUGAL.....	16
FIGURA 2 - EVOLUÇÃO DA EMISSÃO DE GEE NA EUROPA	17
FIGURA 3 - EMISSÕES DE GEE, PIB REAL E INTENSIDADE DE EMISSÕES DE GEE DA UE	18
FIGURA 4 - EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA PORTUGUESA, ENTRE 1990 E 2018.....	19
FIGURA 5 - EVOLUÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA HÍDRICA ENTRE 1990 E 2018	22
FIGURA 6 - EVOLUÇÃO LEGAL DA FIT	24
FIGURA 7 - INVESTIMENTO ESTATAL E A EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO A PARTIR DAS FONTES RENOVÁVEIS	24
FIGURA 8 - EVOLUÇÃO DA INCLUSÃO DE FONTES RENOVÁVEIS, ENTRE OS ANOS 1990 E 2018.....	26
FIGURA 9 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS PRINCIPAIS ANOS DE INCENTIVOS FISCAIS..	27
FIGURA 10 - PERSPETIVA DAS ATIVIDADES REGULARES E LIVRES, NO MERCADO DE ENERGIA ATUAL	29
FIGURA 11 - PREÇO DA ENERGIA NO MERCADO REGULADO, NO 2º SEMESTRE DE 2018	30
FIGURA 12 - PERSPETIVA FUNCIONAL DOS MERCADOS DE ENERGIA - MIBEL.....	32
FIGURA 13 - CURVA DA OFERTA DIÁRIA DE ENERGIA POR DIFERENTES FONTES DE ENERGIA	33
FIGURA 14 - EXEMPLO DA CURVA DE OFERTA E PROCURA, E O PREÇO DO MERCADO DIÁRIO.....	34
FIGURA 15 - EVOLUÇÃO DA EMISSÃO DE GEE NO BRASIL, ENTRE 1990 E 2017	36
FIGURA 16 - EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA, DE 1990 A 2017	38
FIGURA 17 - EVOLUÇÃO DA OFERTA DE PETRÓLEO NO BRASIL.....	39
FIGURA 18 - EVOLUÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS - 1ª FASE PROINFA	40
FIGURA 19 - PLANO DE EXPANSÃO DE ENERGIA - PDE 2020	41
FIGURA 20 - EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA - COMPLEMENTAR À HÍDRICA E TÉRMICA (BIOMASSA).....	44
FIGURA 21 - ENTIDADES DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	46
FIGURA 22 - SEGMENTOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	47
FIGURA 23 - AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	48
FIGURA 24 - LEILÃO DE ENERGIA - OVERVIEW	49
FIGURA 25 - AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)	52
FIGURA 26 - TENDÊNCIA DA ABERTURA DO MERCADO LIVRE	52
FIGURA 27 - REDUÇÃO DA EMISSÃO DE GEE ENTRE 2005 E 2017.....	53
FIGURA 28 - EVOLUÇÃO DE GEE NO BRASIL - 1990 A 2018.....	54
FIGURA 29 - PERFIL DOS SUBSÍDIOS EM PORTUGAL E BRASIL.....	55
FIGURA 30 - MODELO DO DESENVOLVIMENTO DOS SUBSÍDIOS	57
FIGURA 31 - COMPARAÇÃO DOS PERFIS DE SUBSÍDIOS VS CONSOLIDAÇÃO DA FONTE ALTERNATIVA.....	57
FIGURA 32 - BALANÇO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE DE PORTUGAL CONTINENTAL.....	58
FIGURA 33 - PREÇO MENSAL MÉDIO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO DIÁRIO	59
FIGURA 34 - BALANÇO ENERGÉTICO BRASILEIRO 2019-2029	61
FIGURA 35 - EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO VIA LEILÕES LEN.....	62
FIGURA 36 - PREÇO MÉDIO DOS LEILÕES POR FONTE, EM 2018 E 2019	63

Abreviaturas

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ANELL - Agência Nacional de Energia Elétrica
APREN - Associação de Energias Renováveis
BEI - Banco Europeu de Investimento
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCGT - Combined Cycle Gas Turbine
CMH - Centrais Mini Hídricas
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CMVM - Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNE - Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
CNMV - Comisión Nacional del Mercado de Valores
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia
EDA - Eletricidade do Açores
EDP - Energias de Portugal
EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira
ENE - Estratégia Nacional para a Energia
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEDER - Fundo de Desenvolvimento Regional
FIT - *Feed-in* tariff
GEE - Gases de Efeito Estufa
GNL - Gás Natural Liquefeito
IPCC - Painel Inter-Governamental para mudanças Climáticas
IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
LCOE - Levelized Cost of Energy

LNEG - Laboratório Nacional de Engenharia e Geologia
MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade
MIE - Ministério da Indústria e da Energia
MME - Ministério de Minas e Energia
OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia S.A
OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energia
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTC - Over-The-Counter
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
PNUMA - Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PRE - Produção em Regime Especial
PRO - Produção em Regime Ordinário
Proálcool - Programa Nacional do Álcool
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN - Redes Energéticas Nacional
RND - Rede Nacional de Distribuição
RNT - Rede Nacional de Transporte
RNTGN - Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
SEEG - Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa
SEN - Sistema Elétrico Nacional
SENP - Sistema Elétrico não Vinculado
SEP - Sistema Elétrico de Serviço Público
SIMER - Sistema de Informação de Mercados
SIN - Sistema Elétrico Interligado Nacional
UPAC - Self-Consumption Units
UPP - Small Production Units
USM - Unidade de Supervisão de Mercados

1 INTRODUÇÃO

A crise do petróleo na década de 70 foi um marco histórico no contexto das iniciativas estatais e privadas a nível global. Com o objetivo de diminuir a sua dependência energética externa, os países que tinham a sua matriz energética principalmente composta pelos derivados do petróleo elaboraram as primeiras iniciativas voltadas à substituição pelas fontes alternativas pontualmente disponíveis naquele período. Posteriormente, também como consequência deste evento, inicialmente pouco expressivas, a conscientização e metas ambientais passaram a ganhar maior importância, a partir da década de 90 e das sucessivas conferências ambientais internacionais. Os seus objetivos se tornaram cada vez mais otimistas, com base no desenvolvimento da eficiência energética e principalmente na redução dos Gases de Efeito Estufa (GEE), a partir da maior inclusão das fontes renováveis na matriz energética.

No contexto europeu, como um bloco económico, por conta das comunidades e relações económicas estabelecidas desde o contexto pós-segunda guerra mundial, as suas políticas e estratégias no setor eram muito influenciadas entre os países membro. Logo, os ambientes de contratação de energia são baseados nas principais diretrizes e contexto político europeu, o qual aposta no mercado diário de energia como melhor mecanismo a promover um ambiente sustentável.

Na presente dissertação, e representando o setor energético Ibérico, o sistema elétrico português foi tomado como caso de estudo. Não diferente do contexto europeu, também adotou mecanismos de subsídios para a maior inclusão das fontes renováveis na sua matriz energética e, assim, as metas ambientais foram alcançadas até os dias atuais. Entretanto, a crescente inclusão das fontes renováveis nos últimos anos e as recentes reestruturações da configuração do mercado de energia europeu, proporcionaram um cenário que colocava em risco a sustentabilidade do setor e a competitividade no ambiente de contratação. Neste contexto, por várias razões a sua inclusão ao longo dos anos tem causado preços extremamente voláteis no mercado diário de energia, comprometendo a rentabilidade das centrais (usinas) não subsidiadas e tornando incerto os futuros investimentos direcionados à expansão do setor. Por este facto, há numerosos autores que sugerem novos modelos para os sistemas elétricos europeus, e nomeadamente apontam o brasileiro como referência e eventual solução. [1]

No contexto brasileiro, embora também tenha sido influenciado pelos choques petrolíferos e tenha adotado os mesmos mecanismos de subsídio às fontes renováveis, o contexto político da elaboração da configuração do seu mercado atual de energia e as abordagens estatais frente às fontes anteriormente subsidiadas, proporcionaram um ambiente de contratação atualmente sustentável de energia.

Com o objetivo de dar fundamento à sugestão do cenário brasileiro como eventual solução para o mercado de energia Ibérico atual, o presente trabalho pretende abordar o contexto histórico e legal de ambos os sistemas elétricos em causa, percebendo melhor o conceito de sustentabilidade económica neste setor e os principais fatores nos quais se sustenta.

A título de uma comparação com fundamento entre os sistemas, o conceito de sustentabilidade foi dividido de acordo com as seguintes perspetivas:

Políticas e metas ambientais

Na primeira sessão de cada capítulo dedicado a descrição de ambos sistemas elétricos foi feita uma breve análise individual dos impactos que toda e qualquer fonte de energia implica no equilíbrio ecológico, e como cada país tem lidado com este tema desde então, se comprometendo com as suas metas ecológicas sem que prejudique ou atrase o seu desenvolvimento económico. Esta abordagem foi adotada como referência de sustentabilidade, pois são baseadas nestas que são elaborados os subsídios às fontes renováveis e, com isso, é possível ter uma melhor perspetiva dos principais objetivos de reestruturação da oferta interna de energia e quais as expectativas até a presente data.

Evolução do balanço energético

A evolução dos balanços energéticos e as alterações que os subsídios nestes implicaram nos últimos anos, compõem o segundo fator de sustentabilidade adotada neste trabalho. A segunda sessão de cada capítulo foi dedicada à análise da evolução das principais fontes presentes na matriz energética nas últimas décadas, considerando também a evolução dos principais mecanismos de subsídios estatais necessários para a sua consolidação na matriz. A partir da análise das diferentes estratégias de subsídios e das diferentes tecnologias para as quais foram direcionadas, principalmente por influência política, é perceptível a característica de intermitência que estas fontes apresentam. Atualmente a possibilidade de armazenamento da energia gerada a partir de fontes renováveis se resume praticamente às centrais hídricas, de forma indireta através dos reservatórios. Em relação às mais recentemente incorporadas aos setores energéticos, como a eólica e fotovoltaica, existem os sistemas distribuídos de bateria. Mas esta solução ainda não está em seu estado mais desenvolvido e, por isso a necessidade de integração de forma complementar entre si e as demais fontes convencionais.

Com base nas metas ambientais contextualizadas na primeira sessão e no desenvolvimento das estratégias dos subsídios adotados, em sintonia com as metas ambientais, é possível compreender a vertente urgente que estes apresentavam e os impactos que trouxeram no ambiente de contratação.

Mercado de Energia

A terceira e última sessão dos capítulos individuais dos sistemas elétricos é dedicada à análise do contexto que levaram ambos os casos de estudos às recentes formulações dos seus respetivos ambientes de contratação de energia. Com base nesta abordagem, é possível ter uma perspetiva completa de como os dois primeiros fatores, metas ambientais e a evolução do balanço energético, impactaram o mercado de energia atual e como a geração de energia a partir de diferentes fontes devem se complementar de forma equilibrada, através de uma competição natural entre elas. O capítulo de confronto entre os sistemas elétricos foi dedicado à comparação de ambos os casos de estudo, com base nas perspetivas descritas acima e nos resultados que estas trouxeram no seu respetivo cenário e mercado de energia atual, caracterizando o conceito de sustentabilidade no sector.

2 CASO DE ESTUDO - SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS

Representando o mercado de energia Ibérico, e sujeito à análise com base nas perspetivas descritas na introdução, o primeiro caso de estudo adotado neste trabalho foi o Sistema Elétrico Português. O desenvolvimento político das suas metas ambientais e a reestruturação do seu setor energético, seja relativo a oferta interna ou a recente formulação do seu ambiente de contratação de energia, foram bastante influenciadas politicamente pela União Europeia, após se tornar formalmente membro, em 1986.

Assim como os incentivos estatais foram fundamentais para uma primeira implementação das fontes renováveis em larga escala, se não adequado consoante o seu amadurecimento ou não gerido de forma discriminada no ambiente de contratação, estes mecanismos também se mostraram economicamente insustentáveis no mercado de energia Ibérico nos últimos anos. O seu cenário atual e a sustentabilidade do seu sistema tarifário podem ser mais bem compreendidos, abordando individualmente as perspetivas ambientais, energéticas e económicas, conforme estruturado a seguir.

2.1 POLÍTICAS E METAS AMBIENTAIS

A conscientização em um contexto internacional tem sido um tema de iniciativas expressivas pelos membros da União Europeia, desde o tratado de Quioto em 1997. A partir de 2001, a principal abordagem destas iniciativas se caracteriza pelo incentivo à maior participação de energias renováveis na matriz energética e, conseqüentemente, a redução em larga escala da emissão de carbono.

Com o maior incentivo às energias renováveis e o avanço tecnológico nos últimos anos, a matriz energética portuguesa tem se caracterizado pela maior diversidade e menor dependência externa. Neste contexto, diferentes fontes começaram a surgir na matriz, desde a participação em menor escala da energia a partir das geotérmicas e das ondas e marés, como também as energias em maior escala, como a hídrica, eólica e a fotovoltaica, com estimativas promissoras para os próximos anos. [2]

Historicamente, existe uma correlação entre a evolução da atividade económica e o consumo de eletricidade, que tornou o consumo energético um indicador adicional sobre o andamento da economia, e mais rápido do que as estatísticas oficiais do Produto Interno Bruto (PIB). A partir da primeira revolução industrial, no séc. XVIII, o setor energético passou a desempenhar um papel fundamental no cenário económico. Com o seu desenvolvimento acelerado e o conseqüente aumento da demanda de energia, caracterizado por uma política ambiental pouco restritiva, criaram um cenário onde proporcionava a geração e o consumo de eletricidade e sem conscientização dos impactos ambientais futuros. Adicionalmente, aliada ainda ao desenvolvimento da malha de distribuição de energia ao longo dos anos, o qual não mais condicionava as geradoras à proximidade dos polos industriais, criou a possibilidade da criação de grandes instalações hídricas.

O consumo de energia sem restrições ou conscientizações ambientais ao longo dos anos, tornaram evidentes os impactos ambientais e a necessidade de uma futura conscientização. A primeira abordagem internacional e arranque formal das políticas ambientais a nível internacional, ocorreu em 1973, a partir da declaração do Conselho da Comunidade Económica Europeia, onde foi elaborado o 1.º Programa Comunitário de Política do Ambiente. Desde então, estes temas têm sido abordados com maior seriedade e em maior escala, desde o tratado de Quioto, em 1997, até o mais recente Acordo de Paris, em 2019. [3]

No contexto português, conforme ilustrado abaixo a perspetiva política das medidas ambientais das últimas décadas, após os impactos das cheias ocorridas em Lisboa, em 1967, houve um primeiro relatório sobre o estado do meio ambiente elaborado pelo Estado, em 1969. Neste cenário, devido às moradias ilegais e a precária estrutura, a capital Lisboa foi caracterizada pela morte de centenas de pessoas e pelo início da mobilização para a reforma do modelo do desenvolvimento do país. Após a Revolução de Abril de 1974, como sinal de um maior dinamismo do governo pós ditadura e da maior importância das causas ambientais no país, foi constituído a Subsecretaria de Estado do Ambiente. Influenciado por políticas externas, a partir desta foram criados os organismos de competência da proteção de zonas específicas e do ordenamento do território. [4]

Em 1976, ocorre um primeiro conflito entre a recente comunidade ambiental e o Estado e os setores favoráveis à implementação da tecnologia nuclear, no concelho de Peniche. Após inúmeros protestos e, principalmente, após o acidente ocorrido com a mesma tecnologia em Chernobyl, em 1986, esta opção foi definitivamente descartada. Até o ano anterior, 1985, caracterizado pelos governos provisórios, o cenário político do país se encontra em fase de amadurecimento e, com o fim das colónias e o conseqüente retorno dos portugueses ao país, a ainda não consolidada política ambiental. [6]

Figura 1 - Perspetiva ampla das políticas ambientais em Portugal



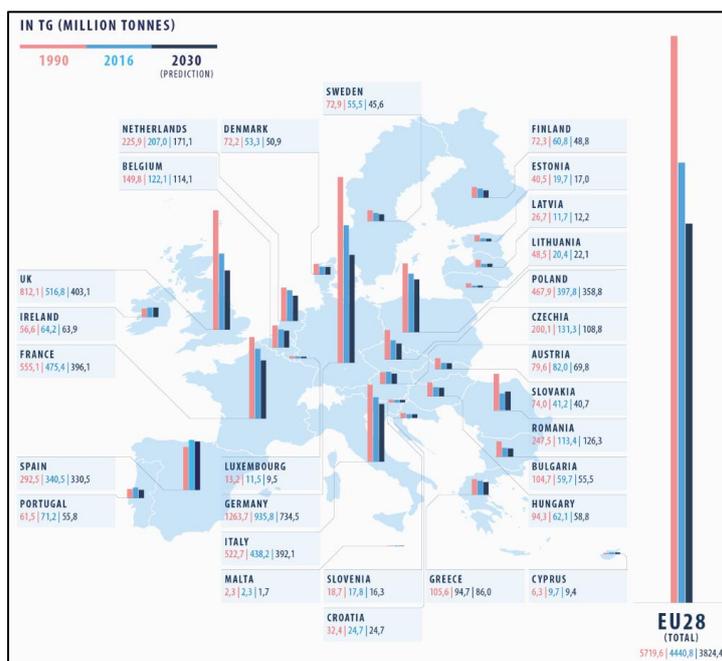
Fonte: O Ambiente e as Políticas Ambientais em Portugal, 2013.

Após a se tornar membro da Comunidade Económica Europeia (CEE), atual UE, e a partir do seu apoio financeiro para a criação de infraestruturas básicas, foram elaboradas as Leis de Bases do Ambiente e das Associações de Defesa do Ambiente, em 1987. Este foi um marco decisivo na política ambiental portuguesa, e através deste foram elaboradas as primeiras avaliações não só dos impactos ambientais até então, como também na qualidade da água e da gestão de resíduos urbanos e industriais.

O apoio financeiro da UE não somente para a criação de infraestruturas básicas, mas para a as redes de abastecimento de água, saneamento básico e na expansão das entidades responsáveis pela gestão ambiental, tornaram a sua capacidade de monitorização e intervenção das políticas ambientais no cenário político bem mais efetivas desde então.[3] Após a participação do país na Conferência do Rio, em 1992, e as iniciativas nos anos seguintes, sob governo do Ministro José Sócrates, o tema ambiental passa a ser parte da estratégica política e, através das iniciativas de conscientização da comunidade e do comprometimento individual dos países membros da União Europeia em reverter os impactos registados até então, o cenário europeu é caracterizado pelas primeiras melhores em largas escalas.[6]

Como ilustrado a seguir, entre a década de 90 e os dias atuais, a emissão de Gás de Efeito Estufa (GEE) tem sido um dos principais indicadores dos resultados das metas ambientais. Apesar de representar uma parcela muito pequena em relação a maioria dos países europeus, o cenário português tem apresentado resultados otimistas ao longo dos anos e nas estimativas de 2030.

Figura 2 - Evolução da emissão de GEE na europa



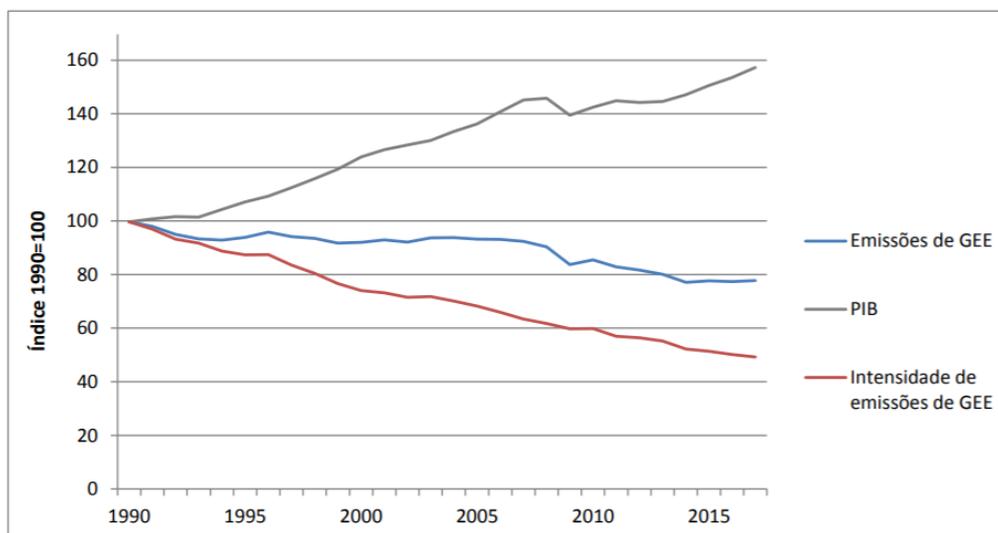
Fonte: European Commission (2019)

De uma perspetiva mais ampla, as estratégias ambientais entre 1995 e 2015 foram principalmente regidas por influência externa, e tiveram como principal propósito a preservação das zonas críticas e dos patrimônios naturais, a maior inclusão de fontes alternativas de energia no sector, o aumento da eficiência energética, a redução da dependência externa e a valorização das energias e endógenas¹.

¹ Energia proveniente de processos geológicos que ocorrem no interior da terra, nomeadamente a hídrica, a eólica, a biomassa, a solar (térmica e fotovoltaica).

Tomando como referência o mesmo período adotado no gráfico anterior, de 1990 a 2017, há ainda a perspetiva da evolução económica que, ao mesmo tempo em que o sistema elétrico europeu lidava com o desafio de reduzir os gases de efeito estufa, também atendeu a demanda de energia crescente que o desenvolvimento da economia implicava, como ilustrado abaixo.

Figura 3 - Emissões de GEE, PIB real e intensidade de emissões de GEE da UE



Fonte: European Commission (2019)

Em relação às metas ambientais determinantes para os próximos anos, em 2008 o Parlamento Europeu aprovou a iniciativa ambiental com metas para 2020 e de grande impacto no setor energético. Denominada como Climate Change Package 20-20-20, esta iniciativa estipulava metas de 20% de redução da emissão de GEE, 20% de aumento da participação de energia renovável e 20% de melhoria eficiência energética. Para alcançar tais metas, os subsídios estatais às fontes alternativas de geração de energia, foram direcionadas de acordo e fundamentais ao longo dos anos. [5]

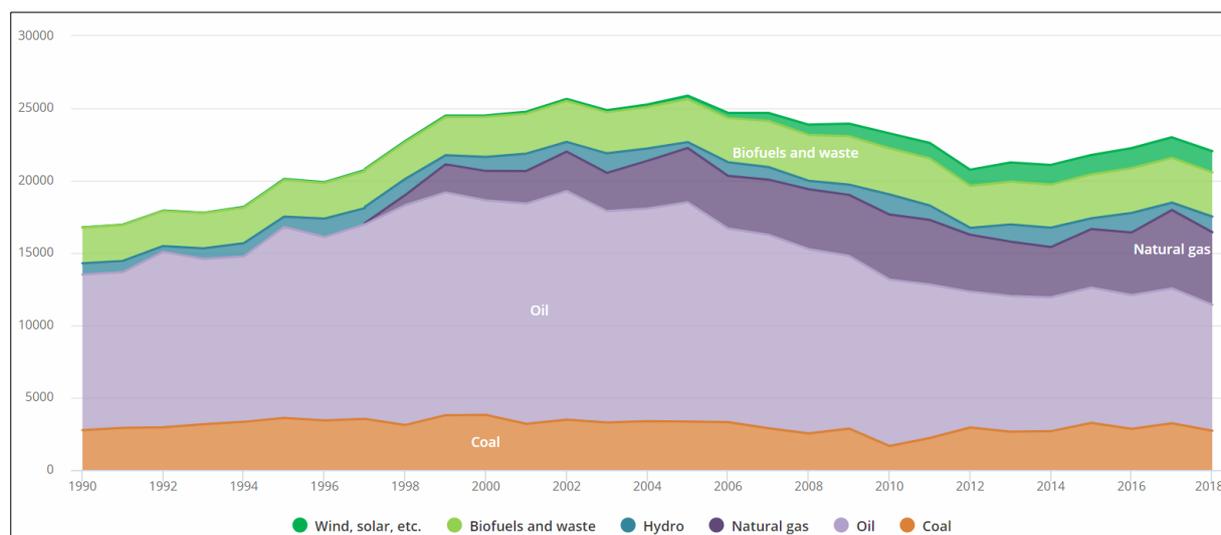
No âmbito da proposta do presente trabalho, será contextualizada os subsídios às energias alternativas que tiveram maior financiamento depois dos choques petrolíferos na década de 70. Com o início da liberalização do mercado de energia e a maior integração dos sistemas elétricos europeu, os subsídios às energias renováveis se tornou um objetivo comum entre os países membros. Neste contexto, será abordado a evolução da matriz energética portuguesa durante as últimas décadas de incentivos, as consequências da maior inclusão de energia renovável na matriz, de uma perspetiva económica, e a segurança de abastecimento que ela proporciona a seguir.

2.2 EVOLUÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO

Ao longo dos anos, para além das antigas centrais térmicas e hídricas, têm surgido muitas outras de menor potência instalada, principalmente de carácter renovável. Por causa disso, o setor energético hoje em Portugal é caracterizado por um perfil de geração distribuída e mais diversificada.

A partir da análise do seguinte gráfico, da evolução da matriz energética nos últimos anos de acordo com a International Energy Agency (IEA), é possível ter uma melhor perspetiva da inclusão das diferentes fontes de energia, consoante os incentivos estatais e a participação das convencionais. [7]

Figura 4 - Evolução da matriz energética portuguesa, entre 1990 e 2018



Fonte: IEA, 2019

A matriz energética é caracterizada por diferentes eventos que definiram as fontes nela presente ao longo dos últimos anos. É possível notar a constante presença da energia gerada a partir do carvão que, dado o carácter intermitente das energias renováveis, assumiu o papel de geração complementar, para garantir a segurança de abastecimento.

A partir de 1996, a matriz é marcada pelo início da participação de geração a partir do gás natural, como resultado do aumento dos investimentos nesse setor, não só devido ao preço do gás natural ainda ser baixo quando comparado com o preço do petróleo, mas também devido ao rendimento das centrais de Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) ser muito superior ao das centrais térmicas a carvão. Posteriormente, de acordo com as novas metas estabelecidas pelo conselho da UE em 2014, o Estado português se comprometeu a desativá-las, uma vez que pudesse garantir a segurança de abastecimento com as demais fontes.[8]

Com o objetivo de substituir a oferta de energia realizada pelas centrais térmicas a carvão, entre os anos 2000 e 2009 foram instaladas cerca de 4300 MW através de novas centrais de geração de energia a partir de fontes primárias, como a eólica, a hídrica e a fotovoltaica. Entretanto, a recente incorporação dessas centrais com capacidade reduzida de se adaptarem às variações de consumo, ainda implicava a coexistência de fontes convencionais para garantir o abastecimento. [9]

Como exemplo, é possível notar na figura apresentada anteriormente os períodos de seca e baixa produção hídrica em 2012, que foi marcado como um dos anos mais secos e com uma das menores taxas de participação, chegando a apenas 10%. No mesmo ano, também foi estimada uma participação de 25% de energia gerada a partir do carvão e um aumento em 16% da energia importada. O Sistema Elétrico Nacional (SEN), para diminuir a dependência externa de energia e garantir o abastecimento de energia, mesmo com elevado custo associado, deve recorrer a fontes de energia despacháveis², como já mencionada as centrais de CCGT. [10]

2.2.1 Bioenergia e Carvão

A bioenergia é um nome genérico que se refere à produção de eletricidade a partir da biomassa e de biocombustíveis, que pode ser usada diretamente como combustível, através da queima de resíduos naturais ou resultantes de atividades como a pecuária, agricultura e exploração da madeira, ou até mesmo o lixo doméstico. Este processo também é possível através da biodegradação, produzindo um gás combustível designado por biogás. Em qualquer das situações, o calor produzido pode ser utilizado diretamente para aquecimento ou para a produção de eletricidade, através do deslocamento do vapor e o acionamento de uma turbina geradora de energia.

Como resultado das primeiras iniciativas estatais elaboradas após o choque petrolífero, a geração em maior escala das termoelétricas as bases de biogás tiveram início a partir de 1976. Posteriormente, em 1984, já havia um cenário mais explícito de apoio estatal e a construção de algumas dezenas de centrais (usinas), com destaque à PORTUCEL VIANA ENERGIA, em Viana do Castelo. [13]

O carvão por sua vez, é considerado um combustível fóssil e não renovável, antigamente extraído nas minas de S. Pedro da Cova e de Santa Susana, e atualmente esgotadas. Existem duas centrais (usinas) termoelétricas de maior escala que, entre as outras de combustíveis fósseis, estão na rede pública há mais tempo. Uma da EDP, em Sines, e outra da Tejo Energia, no Pego, que, segundo dados do Laboratório Nacional de Engenharia e Geologia (LNEG), chegavam a importar 5,5 milhões de toneladas de carvão por mês da América Latina, Cuba e África. [11]

² Energia despachável se caracteriza pela sua disponibilidade contínua para conversão em eletricidade, não condicionadas a fatores climáticos. Existindo a possibilidade de armazenamento de energia durante a ausência de geração.

A energia gerada a partir do carvão teve sempre um papel de garantia de abastecimento da rede, até a posterior inclusão de fontes de energias alternativas, como já mencionado como uma das metas do conselho da UE, em 2014. Desde então, o país tem reduzido gradualmente a utilização de carvão, com destaque no ano passado, em 2019, quando houve o marco histórico de 54% de redução das centrais termoelétricas de Sines e de Pego, em relação ao ano anterior, representando apenas 10% da energia total consumida. Dada as últimas estatísticas, o Governo tem a intenção de encerrar ambas centrais termoelétricas até 2023, contando inicialmente com as centrais de ciclo combinado a gás natural para continuar preservando a garantia de abastecimento da rede pública, enquanto as renováveis sozinha não as fazem. [12]

2.2.2 Cogeração e Gás Natural

No setor industrial, abastecida principalmente por carvão e gás natural, a utilização da cogeração começa a ter maior importância na rede pública. Além de gerar energia com maior eficiência, também apresenta flexibilidade para ser abastecido por biomassa ou biogás, por exemplo, pontualmente assumindo um caráter renovável. Como Portugal não é caracterizado por obter jazidas de gás natural para exploração dentro do seu território, o seu abastecimento interno dependia de contratos de importação via gasodutos de alta pressão e marítima, sob forma de gás natural liquefeito (GNL). [14]

A Redes Energéticas Nacionais (REN) Gasodutos é o órgão responsável pela gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural, assegurando o controlo e o abastecimento das infraestruturas de distribuição em Portugal. Sob regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) faz a receção na fronteira espanhola, na saída das instalações de armazenagem e também no terminal de regaseificação. Além disso, também faz a receção via marítima, armazenamento e entrega aos distribuidores e clientes finais de alta pressão. [14]

Historicamente, o Ministério da Indústria e Energia financiava a introdução do gás natural às infraestruturas de produção, através do Fundo de Desenvolvimento Regional (FEDER), em 1994. Através deste, o estado tinha uma coparticipação de até 50% do capital dos custos elegíveis, consoante à potência instalada e ao local de implementação da usina. O consumo mais expressivo de gás natural em Portugal teve início em 1998, devido aos maiores subsídios e empréstimos bonificados pelo Banco Europeu de Investimento (BEI), como recente membro da União Europeia.

Desde então, por se beneficiar de tarifas privilegiadas, a evolução do seu consumo tem sido crescente até 2002, chegando a representar cerca de 10% da oferta total, em 2009. Atualmente, como as centrais (usinas) termoelétricas, o gás natural tem hoje um caráter de complemento na matriz energética, variando apenas de acordo com a necessidade de abastecimento, consoante a variabilidade e intermitência das demais fontes. [15]

2.2.3 Recurso Hídrico

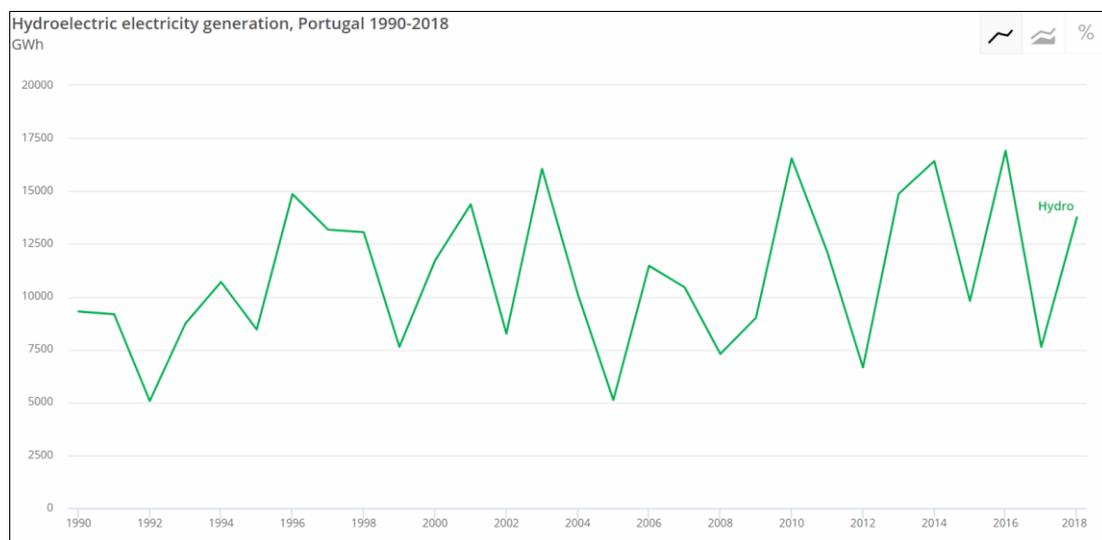
Por apresentar um dos potenciais hídricos per capita mais altos da Europa, em Portugal foram construídas muitas centrais hidrelétricas no século XX. Com o desenvolvimento da economia, aliada às malhas de distribuição mais densas, as centrais passaram a ser construídas em locais estratégicos de maior potencial, não necessariamente próximo ao local de consumo efetivo, se beneficiando do efeito da economia em escala³. [16]

A partir da década de 80, como consequência dos choques petrolíferos, foram elaborados programas de incentivos às energias alternativas, financiados pela União Europeia, e o setor energético passou a ter interesse por uma geração mais distribuída a partir da implementação das Centrais Mini-Hídricas (CMH). [18]

Entretanto, havia um impasse em relação ao recurso hídrico face aos impactos ambientais e a sua estabilidade de produção. Como a sua geração esta condicionada ao regime de chuvas, ao mesmo tempo em que uma central hidrelétrica de maior porte implica um maior reservatório, e este era alvo de crítica da recente comunidade ambiental, também era caracterizado pela sua maior flexibilidade de gerar eletricidade em períodos de menos chuva. As CMH por sua vez, não era alvo de crítica ambiental, mas o impacto do regime das chuvas era maior na sua geração.

Com base na figura a seguir, é possível notar a variabilidade da geração hídrica em Portugal nas últimas décadas. [17]

Figura 5 - Evolução de produção de energia hídrica entre 1990 e 2018



Fonte: International Energy Agency (IEA), 2019

³ Economia de escala – Fenômeno referente à vantagem económica na relação custo/produção que ocorre em empreendimentos de geração elétrica de maior potência instalada. Ou seja, em uma geradora de maior porte, o custo da produção unitária de energia é menor do que em uma geradora de menor porte.

Caracterizada por uma fonte de energia intermitente⁴, como se pode notar na figura anterior acima, a geração a partir das centrais hidrelétricas em Portugal é bastante variável. Adicionalmente, as críticas ambientais dos reservatórios e das vastas áreas de alagamento que as centrais de potência instalada elevada implicam, em conjunto com o comprometimento da segurança de suprimento da rede pública, foram os principais fatores que aumentavam a dependência de centrais convencionais como complementares. Neste âmbito, outras fontes subsidiadas também passaram a ter uma maior participação na matriz energética, como abordado a seguir.

2.2.4 Energias Renováveis e os Incentivos Estatais

Conscientes da capacidade reduzida que as centrais hídricas tinham de adaptar a sua geração às variações de consumo, o Estado passou a financiar novos programas de subsídios mais amplos e direcionados à diferentes fontes de energia. Foi neste contexto que surgiram os programas de maior efeito no setor, principalmente a partir dos parques eólicos e das centrais fotovoltaicas que têm se desenvolvido em quantidades cada vez mais significativas, desde 2003. [19]

Historicamente, como primeira reação estatal à crise do petróleo, houve um incentivo às indústrias que usavam os seus derivados como fonte primária em 1976, para que trocassem por outras fontes alternativas disponíveis, como as centrais a base de biogás e biomassa. Esta prática foi mantida até 1984, com uma economia do consumo de petróleo total estimada em 158.000 toneladas de petróleo (tep) e um aumento do consumo de gás natural até os dias atuais.

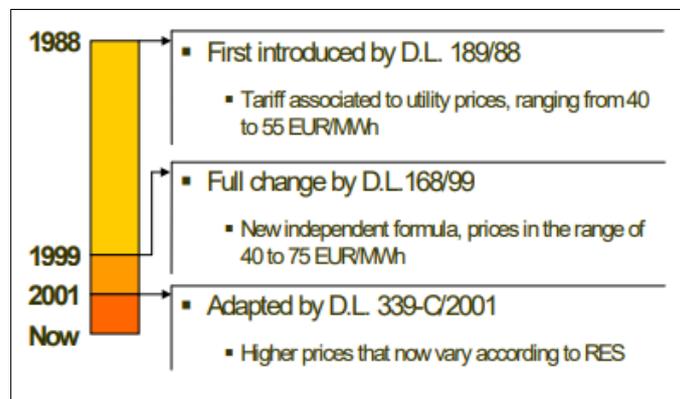
Assim como a entrada de Portugal na UE teve impacto na influência das metas ambientais estipuladas a partir de 1986, no setor energético também teve grande impacto, a partir do maior suporte financeiro às iniciativas direcionadas às centrais de biogás e biomassa, e da formulação do programa comunitário conhecido como EC VALOREN, em 1987. Através deste, foram criadas linhas de crédito de até 30% do capital inicial e subsídios de médio e curto prazo direcionados ao desenvolvimento de novas fontes alternativas, com destaque ainda a implementação das CMH. [20]

Também como consequência de se tornar membro da UE, e influenciado pela tendência do modelo de subsídios de *feed-in* utilizados pelos outros países membro, com a formulação do Decreto de Lei nº189/1988, em 1988, foi elaborado a iniciativa de subsídios que obteve o maior impacto na implementação das fontes renováveis na matriz portuguesa – A *Feed-in* Tariff (FIT).

⁴ Fonte de energia intermitente é caracterizada por a sua conversão em eletricidade não ser continuamente disponível. Normalmente, fontes com esta característica são utilizadas de forma complementares ou armazenadas sob outras formas de energia.

Inicialmente baseada em tarifas indiscriminadas às diferentes fontes beneficiárias, após alguns ajustes a tarifa *feed-in* passou a ser calculado consoante a tecnologia associada, conforme ilustrado a seguir.[20]

Figura 6 - Evolução legal da FIT

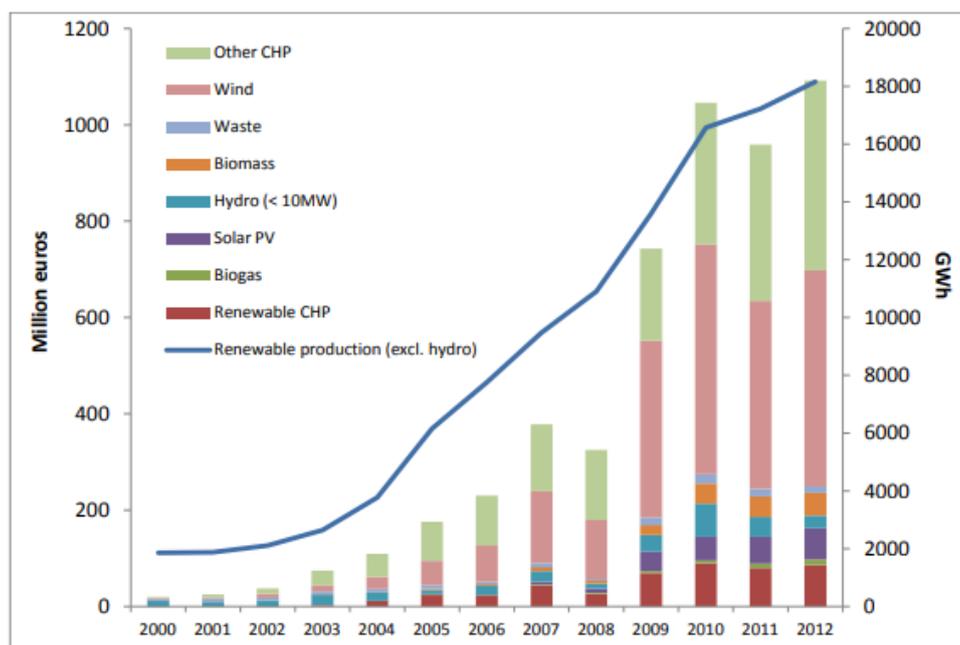


Fonte: Diário da República, DL n.168/99

O seu principal objetivo era acelerar o processo de licenciamento e garantir as taxas de subsídios de até 90% das tarifas de contratação, através da celebração de contratos com as centrais construídas até novembro de 2012, de acordo com o DL 215-B/2012.

Da perspetiva dos subsídios estatais, a seguir é ilustrado a evolução da geração elétrica a partir das fontes renováveis, face o investimento público para a implementação de novas centrais entre 2000 e o ano em que a FIT deixou de financiar licenciamentos para novas construções, 2012. [21]

Figura 7 - Investimento estatal e a evolução da geração a partir das fontes renováveis



Fonte: ERSE, 2012

Posteriormente à FIT, novas políticas de subsídios entraram em vigor a partir de 2013 com o objetivo de auxiliar centrais de micro geração, destinadas às centrais de potência <1MW, e para as centrais para autoconsumo – denominadas como Small Production Units (UPP) e Self-Consumption Units (UPAC), respetivamente. [22]

No âmbito da dissertação, e como fundamento para a sessão dedicada ao confronto dos mercados de energia, a seguir é ilustrado uma perspetiva das taxas médias dos subsídios para as respetivas renováveis de maior impacto no balanço energético, atualmente em vigor.

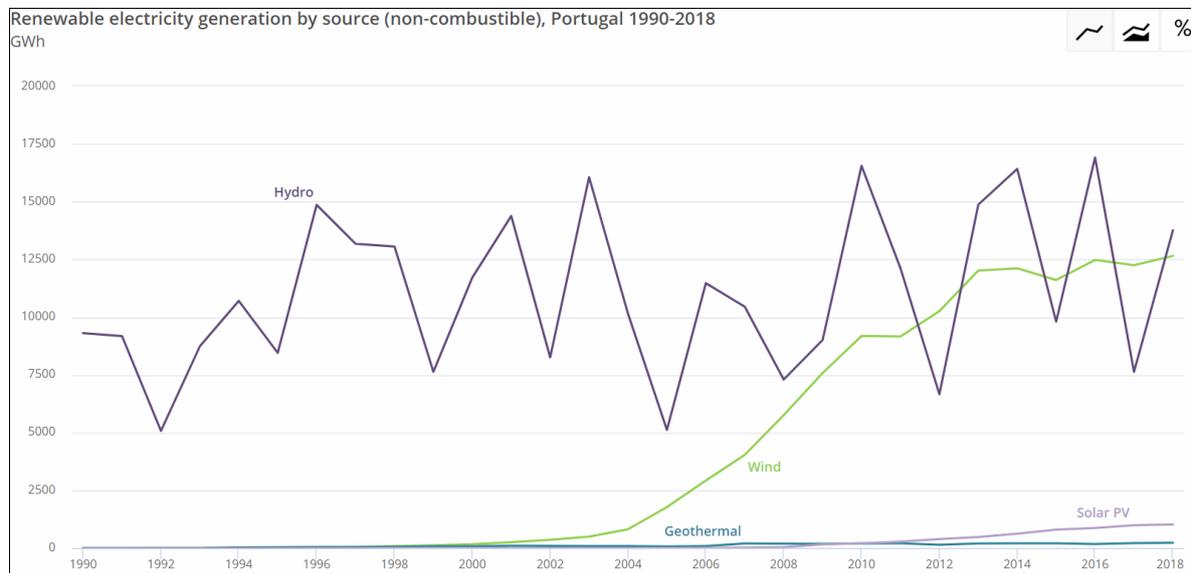
Tabela 1 - Taxas médias dos subsídios em vigor, por fonte

Tecnologias elegíveis	Características do subsídio
Eólica	De acordo com o DL 225/2007, a taxa média de subsídio para os parques eólicos construídos até 2012, é de 74 - 75€/MWh. No caso de UPPs, a tarifa de subsídio é de até 70% da tarifa de referência estabelecida anualmente pelo Estado. Como ex.: 95€/MWh em 2018.
Solar	De acordo com o DL 132-A/2010, a taxa de subsídio da tecnologia fotovoltaica é dividida em 3 categorias diferentes: Para os painéis comuns, a taxa média é de 257€/MWh; para os denominamos tecnologia de concentração CPV e CSP, a taxa média é de 380€/MWh e 267-273€/MWh, respetivamente. No caso de UPPs, esta tem um benefício de até 100% da mesma taxa de referência da eólica, 95€/MWh em 2018
Geotérmica	No caso de geotérmicas, a taxa média de subsídio é de 270€/MWh de acordo com o Decreto-Lei n.º 225/2007. [23]
Biogás e Biomassa	Também de acordo com o DL 225/2007, as taxas de subsídios às termelétricas são definidas de acordo com a origem do seu combustível. No caso de fermentação de resíduos urbanos, industriais e agrícolas, a taxa média de subsídio é de 115-117€/MWh. A partir de biomassa vegetal, é de 119€/MWh. No caso de aterros sanitários e biomassa animal, é de 102-104€/MWh. Para as UPPs, estas se beneficiam de até 90% da taxa de referência.
Centrais Mini Hidrelétricas (CMH)	A taxa média de subsídios para as CMH é de 91-95€/MWh No caso de UPPs, o subsídio é de 60% da taxa de referência.

Fonte: Adaptado de Legal Sources on Renewable Energy, 2020.

Para uma melhor perspetiva, a seguir é ilustrada a evolução das fontes renováveis ao longo dos últimos anos, e a sua maior participação na matriz energética, consoante aos avanços tecnológicos disponíveis e os resultados dos subsídios descritos anteriormente, de acordo com a Associação de Energia Renováveis (APREN).

Figura 8 - Evolução da inclusão de fontes renováveis, entre os anos 1990 e 2018



Fonte: APREN, 2020

Como se pode notar, a geração hidrelétrica era a energia caráter renovável de maior contribuição até 2000. Devido a sua variabilidade, a rede pública recorria às centrais convencionais para garantir a segurança de abastecimento, com registos pontuais de até 80% do consumo nacional. Como resultado dos subsídios, o aumento expressivo das fontes renováveis ocorre significativamente a partir de 2003. Posteriormente, entre 2005 e 2008, a taxa de crescimento da geração eólica era em média 9% ao ano, de acordo com a DGEG, aumentando a sua produção de 1500GWh para 5500GWh. Como resultado, a utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia em 2008, de acordo com a REN, diminuiu para 53%. [24]

Em 2011, com uma produção de 9000GWh, a geração eólica ultrapassa pela primeira vez a hídrica. Como marco da sua consolidação na matriz e da característica complementar ao regime de chuvas, enquanto as gerações das hidrelétricas tiveram uma baixa de 50% em 2012, em relação a 2011, os parques eólicos recém-instalados foram capazes de fornecer metade de toda produção renovável, ultrapassando os 10TWh no mesmo ano. [25]

Nos anos seguintes, outras fontes como a solar e a geotérmica começaram a ter maiores resultados. Sendo também uma das metas anunciadas pela ENE 2020, e por se privilegiar por uma das taxas mais altas de irradiação do sol na Europa, a matriz energética portuguesa a partir de 2012 é caracterizada pela maior inclusão da energia. [26]

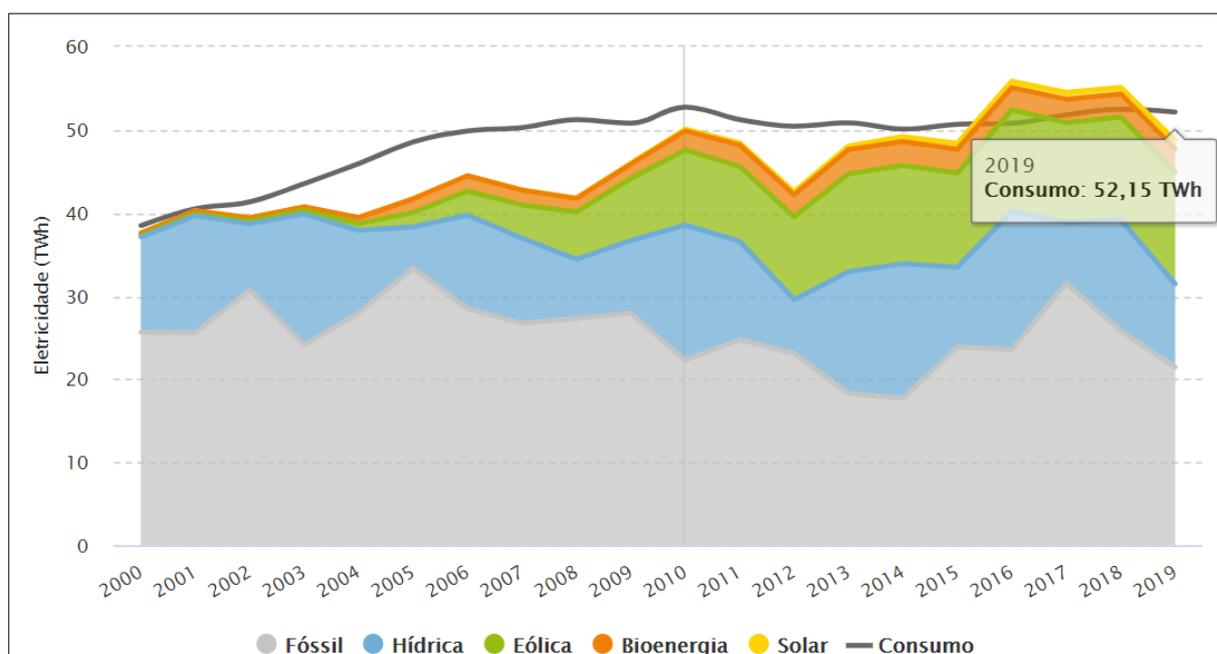
Posteriormente, com o objetivo de garantir o suprimento de energia sob condições de preços que mantivesse um ambiente de competição saudável, as principais políticas de subsídios e as diretrizes do setor de energia foram estabelecidas no Plano Energético Nacional, onde foi dado o início da liberalização do mercado, como mais bem contextualizado no capítulo seguinte.

2.3 FORMULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ATUAL

A nível europeu e até mesmo global, os incentivos às energias renováveis têm-se revelado uma aposta positiva no sentido de maior variabilidade energética e às metas ambientais no geral. Porém, ainda há controversa sob a perspetiva económica que, se não gerido com cautela, os subsídios de *feed-in* podem levar o recente mercado livre de contratação a um impasse. Em outras palavras, ao mesmo tempo em que a FIT tem a tendência de pagar subsídios superestimados às fontes renováveis, também proporciona uma situação de um ambiente não competitivo entre estas e as convencionais, que dada a sua capacidade de adaptação ao consumo de eletricidade em horários de pico, são consideradas essenciais para a segurança de abastecimento. [21]

A partir da figura a seguir, é possível ter uma melhor perspetiva do cenário da evolução da oferta de energia interna nos últimos 20 anos, face a evolução do consumo e a necessidade da estruturação do ambiente de contratação de energia que este implica.

Figura 9 - Evolução do consumo de energia elétrica nos principais anos de incentivos fiscais



Fonte: APREN, 2020.

Consoante ao crescimento da economia energética do país, surge também a necessidade da reestruturação do ambiente de contratação de energia para poder gerir o capital associado e manter a sustentabilidade do mercado financeiro, caracterizado por diferentes fontes de energia e custos operacionais. O terceiro fator determinante no contexto da sustentabilidade adotado neste trabalho, foi a análise do contexto político em que foi realizada a formulação do ambiente de contratação de energia atual, e como este tem proporcionado um ambiente de competição saudável entre as fontes convencionais e as recentes fontes renováveis subsidiadas.

Neste âmbito, influenciado pelo contexto europeu, o setor elétrico português é marcado por diversas alterações na sua estrutura económica nos últimos anos até efetivamente chegar à sua liberalização do mercado. [29]

Historicamente, depois da segunda guerra mundial e composta pelos países aliados, surge a Comunidade Europeia de Carvão e Aço. Com o sucesso pacífico desta comunidade, os países integrantes englobam outros setores económicos e é criada a Comunidade Económica Europeia, em 1957. Neste ambiente de livre comercialização entre eles e o crescente desenvolvimento que essa recente comunidade proporcionava, surge a necessidade de um mercado interno de energia.

Em 1975, o Estado português cria 3 empresas com monopólio das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia - A EDP (Energias de Portugal) no continente, a EDA (Eletricidade do Açores) e a EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira). [30] Em 1996, com o avanço do consumo de gás natural, surge o Primeiro Pacote Energético da União Europeia, que estabelecia regras comuns para um mercado de eletricidade integrada, ditadas pelas Diretivas 96/92/CE e 98/30/CE, respetivamente ao setor elétrico e de gás natural. Como consequência, o Sistema Elétrico Nacional português (SEN) passa a ser representado por dois subsistemas – o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), representando o mercado regulado, e o Sistema Elétrico não Vinculado (SENP), de carácter liberal. [31]

Posteriormente, um segundo Pacote de Energia, também direcionada ao consumo de eletricidade e gás natural, veio substituir o primeiro em 2003, permitindo os consumidores a possibilidade de escolher os fornecedores, caracterizando assim um primeiro mercado livre de energia.

Ainda em 2009, surge um terceiro e último pacote com regulamentos bem definidos e que consolidavam um mercado de energia orientado e o sistema nacional de energia se torna um Mercado Único, inteiramente aberto à concorrência e sujeito a licenças e aprovações do governo. [32]

Influenciados politicamente, e também pela proximidade geográfica e semelhança do setor energético, através do Protocolo de Colaboração em 2001 foi elaborada a proposta de um mercado de energia unificado entre eles, formando o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Após alguns anos de transição e ajustes, é efetivamente a partir de 2007 que a MIBEL passa a representar o mercado livre com as diretrizes hoje em vigor.

Após os Decretos de Lei nº 77/2011 e 78/2011, como resultado das últimas alterações no setor, o Sistema Elétrico Nacional português pode ser atualmente compreendido da seguinte forma:

- O segmento de geração de energia é dividido em Produção em Regime Ordinário (PRO), sendo estas as geradoras de energia a partir de fontes convencionais, incluindo as centrais (usinas) hidrelétricas de maior potência (>10MW); e pela Produção em Regime Especial (PRE), contempladas por tarifas especiais e integrada pela energia gerada a partir de fontes alternativas, sendo estas as geradoras a partir de fontes renováveis e centrais de cogeração que utilizem estes como combustíveis.[32]

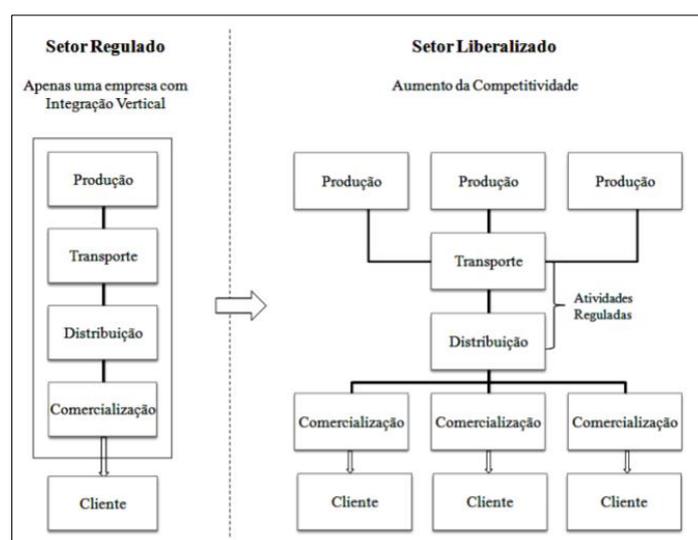
- A transmissão de energia e suas atividades foram atribuídas pelo Estado português à entidade REN, em 1995. O transporte é realizado em muito alta tensão (MTA), e esta entidade é responsável pelo planeamento, implementação e operação da Rede Nacional de Transporte (RNT). Além disso, o seu papel é fundamental em garantir o mínimo de perda entre o que é injetado na rede pelos produtores e o que é efetivamente absorvido pelos consumidores finais.

- O segmento de distribuição também é de responsabilidade da entidade REN e realizada através da Rede Nacional de Distribuição (RND). No caso de alta e média tensão (AT e MT), o Estado português atribuiu concessão exclusiva a EDP Distribuição. No caso de baixa tensão normal e especial (BTN e BTE), são operadas pelos municípios.

Ambos os segmentos de transmissão e distribuição são caracterizados como monopólio natural e, além do papel de regulação, a ERSE também é responsável pelos cálculos e ajustes das tarifas referentes à utilização da rede pública, denominadas Tarifas de Acesso às Redes. [33]

- O segmento de contratação de energia é atualmente composto pelo Mercado Regulado, caracterizado pelas taxas de energia pré-estabelecidas pela ERSE, atualmente em fase de extinção; E pelo Mercado Livre, composto atualmente por mais de 90% dos consumidores finais, onde os comercializadores e consumidores negociam livremente, como ilustrado na figura a seguir. [34]

Figura 10 - Perspetiva das atividades regulares e livres, no mercado de energia atual



Fonte: Adaptação de Pepermans e Proost, 2020

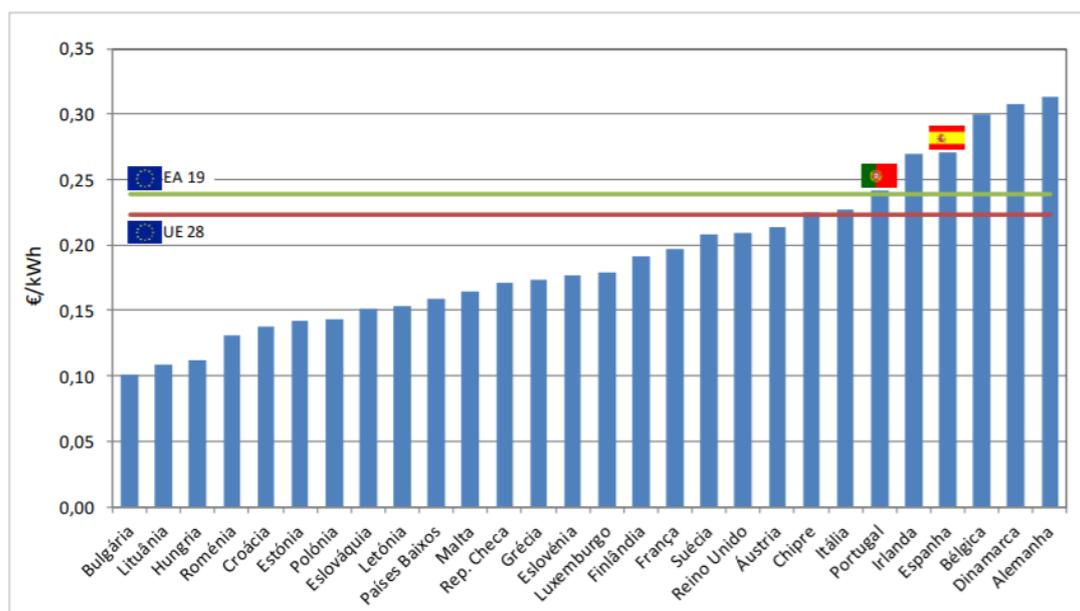
2.3.1 Mercado Regulado

Caracterizado pelos preços estabelecidos e revisados anualmente pela ERSE, os consumidores finais no mercado regulado são submetidos aos custos que provoca ao sistema, de acordo com o seu consumo. Além disso, assim como no mercado livre, este método também está sujeito às taxas de utilização da rede pública.

Atualmente, a transição dos consumidores do mercado regulado para o mercado livre tem sido realizada gradualmente nos últimos anos, com prazo de conclusão estimado até o final deste ano, 2020. Com o ambiente livre consolidado, a ordem natural e esperada pelo Estado é que os consumidores transitem para o mercado livre. Os consumidores regulados, com contratos ainda em vigor, são representados pelos Comercializadores de Último Recurso (CUR) e estão sujeitos aos preços correspondentes às Tarifas Transitórias de Venda, definidos pela ERSE.

A título de comparação, é ilustrado a seguir o preço negociado neste ambiente em Portugal, em relação ao preço negociado nos outros países da União Europeia, no ambiente regulado:

Figura 11 - Preço da energia no Mercado Regulado, no 2º Semestre de 2018



Fonte: ERSE, 2020

A partir da figura acima, observar-se que os preços praticados em Portugal são superiores aos preços médios dos 19 países da Euro Área (EA19) e dos 28 países da União Europeia (UE28), mas inferiores aos preços de Espanha. Naturalmente, com a taxa alta de contratação de energia em relação ao resto da Europa, aliado à livre transição entre os ambientes do consumidor, as tarifas transitórias apresentam cada vez mais um caráter residual. Embora o Estado tenha permitido o regresso dos consumidores livres de baixa tensão para o ambiente regulado e, assim, adiado o fim das tarifas reguladas para 2025, de acordo com a ERSE, é através do mercado livre que atualmente mais de 94% do consumo de energia total em Portugal é contratada. [35]

2.3.2 Mercado Livre

Diferentemente das taxas de transição definidas pela ERSE no ambiente regulado, no mercado livre os consumidores podem escolher livremente os seus comercializadores. Os termos contratuais são negociados de acordo com os perfis de ambas as partes, e a taxa de aquisição é formalizada através dos contratos bilaterais formalizados nos mercados organizados pelo MIBEL. Neste contexto, além das empresas comercializadoras, como a EDP Comercial e a Endesa, os produtores em regime ordinário e em regime especial, PRO e PRE, também podem assumir o papel de agente comercializadores de energia.

Também é de responsabilidade dos agentes comercializadores a gestão das relações com os consumidores finais e das faturas de energia, que são constituídas pelas seguintes componentes: a Tarifa de Acesso às Redes, referente ao uso da rede pública calculada anualmente pela ERSE; as Taxas e Impostos, composto pelo IVA e pelas taxas de exploração definidas pela entidade DGEG; e a Tarifa de Energia, sendo este o único componente que o comercializador efetivamente tem controlo, recorrendo aos mercados organizados pelo MIBEL. [36]

Para garantir o desenvolvimento das atividades e das negociações realizadas neste recente ambiente de contratação de energia, em 2006 foi criado o Conselho de Reguladores do MIBEL. Elaborado através do Acordo de Santiago de Compostela, todos os agentes do mercado ibérico e as entidades gestoras de outros mercados de eletricidade, a partir de então, estão sob supervisão das entidades portuguesas ERSE e Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), e pelas entidades espanholas Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNE) e Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), conforme brevemente detalhado a seguir. [37]

A ERSE foi criada no contexto de uma primeira abordagem de relações comerciais livre em 1995, e atualmente esta entidade é responsável pela regularização e monitoramento de grande parte do setor energético português. No papel de supervisor do MIBEL, a ERSE criou outras duas entidades em 2007 para exercer o seu papel, sendo estas a Unidade de Supervisão de Mercados (USM) e o Sistema de Informação de Mercados (SIMER). Além disso, criou ainda um Portal online responsável pela divulgação de forma transparente toda a informação referente aos mercados energéticos. [37]

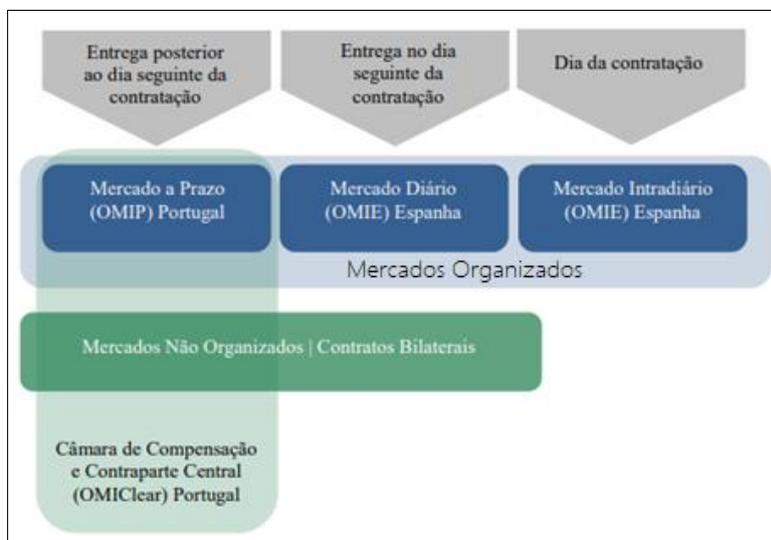
A CMVM foi criada no contexto de regulação de valores mobiliários e mercados de bolsa em 1991, e atualmente é uma entidade pública de autonomia administrativa que exerce um papel complementar e menos efetivo, em relação à ERSE, no âmbito de supervisão do MIBEL.

A entidade espanhola CNE foi criada em 1994, e no âmbito da MIBEL é responsável por garantir a concorrência objetiva e transparente entre os agentes nos mercados de energia.

A segunda entidade espanhola, CNMV, foi criada em 1988, no contexto de supervisão e inspeção do mercado de valores espanhol. Atualmente, no âmbito do MIBEL, a CNMV é a entidade responsável por gerir toda a informação dos agentes do mercado e garantir a segurança das transações realizadas entre eles.

Em relação a estrutura operacional do MIBEL, este é atualmente composto pelo Operador del Mercado Ibérico de Energia (OMIE), com sede em Espanha, e pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIP), com sede em Portugal, o preço de aquisição de energia é definido através do seguinte modelo:

Figura 12 - Perspetiva funcional dos mercados de energia - MIBEL



Fonte: Adaptado CMVM, 2014

Conforme ilustrado, os mercados são definidos conforme o seu prazo de entrega. Ou seja, as transações realizadas referentes à contratação de energia efetiva para o dia corrente ou para o dia seguinte são negociadas através do *Mercado à Vista*, enquanto as transações realizadas para a contratação efetiva a longo prazo, são realizadas através do *Mercado a Prazo*. Além disso, os mercados podem ser divididos entre os termos *Organizados* e *Não Organizados*, sendo este último uma particularidade do mercado a prazo, onde, a título de liquidação dos demais mercados, é contratada a energia através dos contratos bilaterais entre os produtores e os agentes comercializadores.

O Mercado a Prazo é gerido pela entidade OMIP e através deste são contemplados contratos para o futuro. Neste o comprador e o vendedor assumem o compromisso de compra e venda de energia a longo prazo, e o seu preço é determinado no momento da formalização do contrato. Neste mecanismo, existe também a possibilidade de correções diárias, sendo calculada com base na diferença da contratação proporcional diária e a de facto consumida. Através das operações Over-The-Counter (OTC), as liquidações são de responsabilidade da entidade OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia S.A.

Já o Mercado à Vista é gerido pela entidade OMIE e a negociação das suas taxas de aquisição de energia são realizadas com base para o dia corrente, através do Mercado Intradiário, e para o dia seguinte, através dos Mercado Diário. O Mercado Intradiário é composto por 6 sessões de leilões distribuídas durante o dia, e tem como objetivo oferecer aos agentes do mercado uma oportunidade de venda e compra da energia remanescente das estimativas realizadas nas ofertas para o Mercado Diário e a contratação efetiva, no dia seguinte. [37]

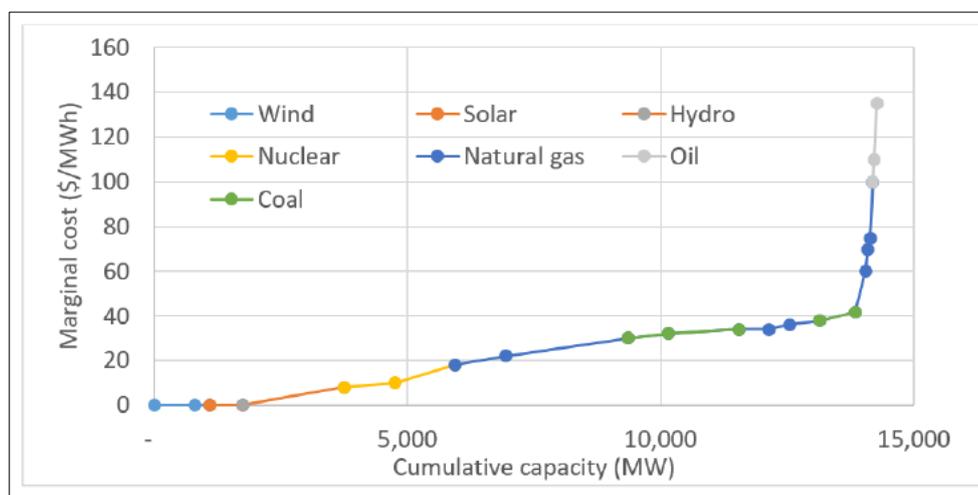
Atualmente, a negociação das taxas de mais de 70% da energia consumida em Portugal é realizada através do Mercado Diário. Através deste, são realizadas diariamente as estimativas de oferta e demanda de energia dos consumidores de ambos os países, a negociação começa no dia anterior ao dia de contratação através de uma plataforma. O preço e o volume contratados são calculados individualmente pelas horas que compõem o dia, e estabelecido pelo cruzamento das curvas de oferta, onde qualquer agente registado pode participar, e da demanda, composta pelos consumidores. [38]

Baseada em diretivas europeias, grande parte dos países membro adotaram o mercado diário como principal mecanismo de contratação de energia. Como o mesmo ocorre no cenário português, a título de futura comparação com o segundo caso de estudo, este foi tomado como referência e melhor detalhado abaixo.

2.3.2.1 Mercado diário de energia

Também determinado por mercado à vista, o mercado diário de energia foi aprovado pelos países membros da UE na consolidação do mercado livre, e é atualmente o principal mercado de contratação do MIBEL. Sob supervisão da OMIE, os agentes comercializadores, sejam empresas ou produtores de regime ordinário ou especial, fazem diariamente as suas ofertas de energia referentes às 24 horas individuais do dia seguinte e, de acordo com a tecnologia associada e a sua disponibilidade pontual, a curva é então composta como ilustrada no modelo a seguir:

Figura 13 - Curva da oferta diária de energia por diferentes fontes de energia



Fonte: OMIE, 2019

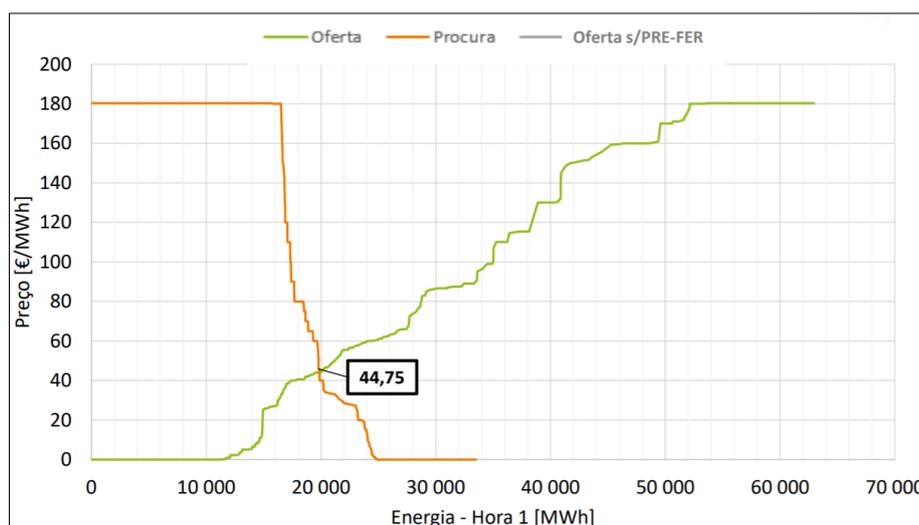
Neste cenário é importante ressaltar 2 aspetos: As energias renováveis são privilegiadas pelo chamado efeito merit-order⁵, onde são privilegiados e alocadas logo no início da curva a preços baixos; e a capacidade de interligação entre as zonas negociadas estão sujeitas às limitações físicas, seja nos consumos excessivos pontuais ou nas perdas na transmissão e distribuição. [39]

⁵ Merit-order – Em português Efeito da Ordem de Mérito (EOM), é definido como a ordem em que as ofertas de energia eram de facto escolhidas para compor a curva de oferta, sendo as renováveis prioritárias.

A partir da figura anterior, é possível notar o efeito que o merit-order tem em uma curva típica de oferta de energia, impactando diretamente o cálculo do preço final. Além disso, as ofertas de energia e os preços associados também levam em consideração situações climáticas pontuais, e é aplicado o mesmo efeito de merit-order. Como por exemplo, a energia que provém das hidrelétricas em épocas de cheia, quando as comportas estão necessariamente abertas. Ou ainda a produção de energia através de fontes não despacháveis, como a fotovoltaica e a eólica.

A curva da demanda de energia, por sua vez, é composta pelos usuários na ordem de maior ao de menor consumo, conforme ilustrado abaixo. Os preços e o volume de contratação são estabelecidos pelo cruzamento entre as curvas de oferta e demanda de energia, referentes individualmente às horas ao longo do dia, e estipulados à meia noite do dia anterior ao de contratação. Como se trata de um mercado integrado entre Portugal e Espanha, uma vez calculado, os preços e as propostas são enviados ao Operador do Sistema para verificar a viabilidade técnica, e a capacidade de entrega através da interligação de ambos. [40]

Figura 14 - Exemplo da curva de oferta e procura, e o preço do mercado diário



Fonte: OMIE, 2019

O Mercado Diário de energia tem sido realizado desde a consolidação efetiva do MIBEL em 2007, e, de acordo com os boletins e resumos informativos da ERSE, quase a totalidade dos consumidores já está no mercado livre. Em fevereiro deste ano, foi registado a marca de 95% do consumo total de energia negociadas neste ambiente, sendo 5,3 milhões de clientes. [41]

Embora a sua comercialização seja livre, o impacto da implementação não discriminada das fontes renováveis subsidiadas pelas FIT na curva da oferta no mercado diário, aliada à característica do preço único pago às diferentes fontes que a compõem, implicaram em um ambiente não sustentável para as centrais convencionais de custos de operação mais elevados. Neste âmbito, e como eventual solução, é apresentado o caso do sistema elétrico brasileiro no capítulo a seguir.

3 CASO DE ESTUDO - SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Como segundo caso de estudo adotado neste trabalho, e referência de eventual solução para o sistema tarifário Ibérico, a sustentabilidade econômica do sistema elétrico brasileiro é analisada da mesma forma em que foi o sistema Ibérico no capítulo anterior, com base na evolução das políticas ambientais, no desenvolvimento da matriz energética, e no contexto político da formulação do mercado atual de energia.

3.1 POLÍTICAS E METAS AMBIENTAIS

No que diz respeito à política ambiental no Brasil, a sua dependência externa dos combustíveis derivados do petróleo e a crise na década de 70, assim como no contexto português, também desencadearam as iniciativas direcionadas à maior inclusão de fontes alternativas de energia. Esta política tem contribuído simultaneamente para o progresso econômico e social da manutenção da sua matriz e, neste contexto, além da consequente maior participação das fontes renováveis nos anos mais recentes, o país também é caracterizado pela revolução no setor de transportes, através do desenvolvimento de combustíveis a partir da cana-de-açúcar.

Inicialmente marcada pela conferência ambiental ECO-92, realizada no Rio de Janeiro em 1992, a política ambiental brasileira adotou os pontos destacados na Declaração de Estocolmo⁶, quando o termo de desenvolvimento sustentável do setor foi abordado pela primeira vez. Somente 10 anos depois, ocorreu uma segunda conferência, a Rio +10, que assume finalmente a importância da inclusão das energias renováveis no sistema elétrico, sujeito a verificações periódicas por parte das instituições e agências das Nações Unidas. [42]

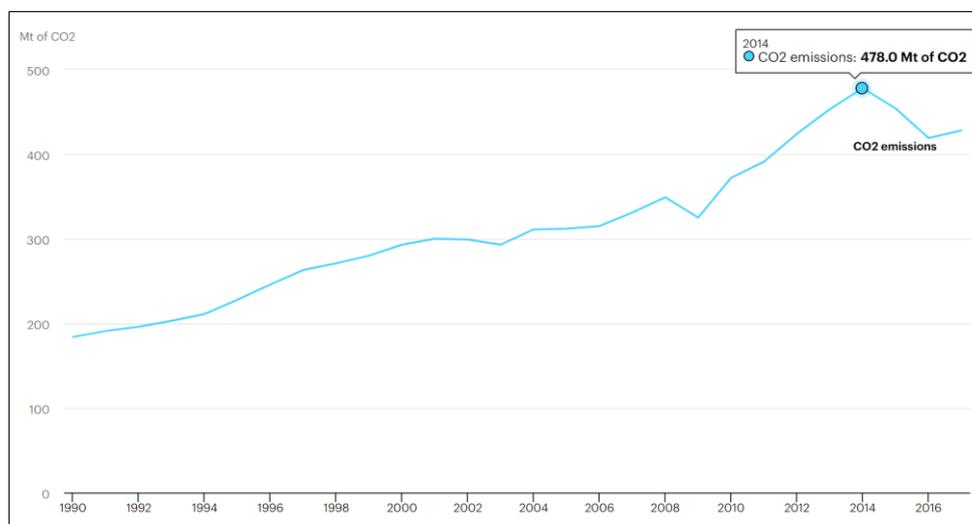
Entretanto, a partir do final da década de 80, o governo brasileiro foi caracterizado por um regime de ditadura, inflação econômica e crises energéticas. Por causa disso, a política ambiental não teve qualquer tipo de resultado neste período, tornando evidente a ausência de financiamentos neste setor e a defasagem entre as propostas teóricas e a prática. Mesmo depois da reestruturação do Estado, a participação do Brasil na Rio+10, de acordo com o próprio diretor-executivo do Greenpeace, foi considerada contraditória. Em suma, os resultados das conferências realizadas até 2012 no setor energético, somada às atividades negligentes da agropecuária e a política instável, foram um fracasso.

⁶ Primeiro documento político formal que aborda a conscientização do meio ambiente e a promoção das fontes limpas de energia. Também denominado como Declaração da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, e fruto da Conferência de Estocolmo, em 1972.

Para efeito de análise e para obter uma melhor perspectiva dos resultados das políticas ambientais ao longo dos últimos anos, a seguir é apresentado o gráfico da evolução da emissão de GEE, entre 1990 e 2017. Como resultado de uma terceira conferência ambiental que ocorreu em 2012, a Rio +20, o cenário ambiental brasileiro se torna mais otimista após 2014, caracterizado por um início da redução na emissão de GEE mais expressivo. [42]

Embora os indicadores abaixo também fazem referência ao desmatamento florestal, no âmbito da presente dissertação a evolução da emissão de GEE será adotada como indicador da evolução e desempenho das políticas ambientais.

Figura 15 - Evolução da emissão de GEE no Brasil, entre 1990 e 2017



Fonte: International Energy Agency (IEA), 2019

Nos últimos anos, alinhada às metas ambientais, os estudos e planejamento realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), desempenharam um papel fundamental na política ambiental. Com o seu cenário mais otimista, nas conferências ambientais realizadas mais recentemente, COP-15 e 16, o Brasil assumiu voluntariamente o compromisso de, até 2020, uma redução da emissão de GEE em uma taxa entre 36 a 39%, em relação a 2005, e aprimorar a sua eficiência energética em 30%, até 2030. [43]

Adicionalmente, como a oferta interna brasileira era composta majoritariamente pelas centrais hídricas, e esta é de caráter renovável, a estratégia das metas ambientais referentes a maior inclusão das fontes renováveis, neste cenário, estava direcionada à diversificação da matriz. Nomeadamente a partir das fontes de biomassa, os parques eólicos, fotovoltaicas, e as centrais hidrelétricas de menor porte, conforme mais bem abordado a seguir. Uma vez que estas fontes alternativas atingissem um estágio de amadurecimento, o desafio de redução de GEE estaria vinculado à gestão das atividades ligadas ao desmatamento florestal, e, portanto, de caráter político.

O próximo capítulo será dedicado à evolução das diferentes fontes no balanço energético brasileiro até atingir o estágio atual, e contexto político da formulação dos subsídios.

3.2 EVOLUÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO

A demanda energética de um país está intrinsecamente relacionada à sua atividade econômica e, conseqüentemente ao seu PIB. Esta correlação entre a demanda de energia relativa e o desenvolvimento econômico, representado pelo PIB, é denominada intensidade energética. Como o Brasil faz parte do grupo de países emergentes BRICS⁷, caracterizados por uma taxa de crescimento anual elevada nos últimos anos, o seu consumo de energia também tem aumentado proporcionalmente. Neste cenário, assim como no contexto ambiental, o Plano Decenal de Expansão de Energia também teve um papel fundamental na estratégia e ampliação do setor energético. [44]

Inicialmente, o consumo do petróleo como fonte primária de energia estava vinculada à história do desenvolvimento do país, não só relacionada a geração de energia, mas também aos combustíveis no setor de transportes. As iniciativas à geração de energia a partir de fontes alternativas, assim como no contexto europeu, foram desencadeadas pelos choques petrolíferos nos anos 70.

Embora a matriz energética do Brasil já fosse considerada majoritariamente renovável, por causa das centrais hidrelétricas deste período, as crescentes críticas dos impactos ambientais que os seus reservatórios de água implicam e os períodos de secas sazonais, que impactavam na sua geração de energia, se tornaram mais evidentes após a década de 70 e fizeram com que a matriz fosse submetida a algumas mudanças expressivas.

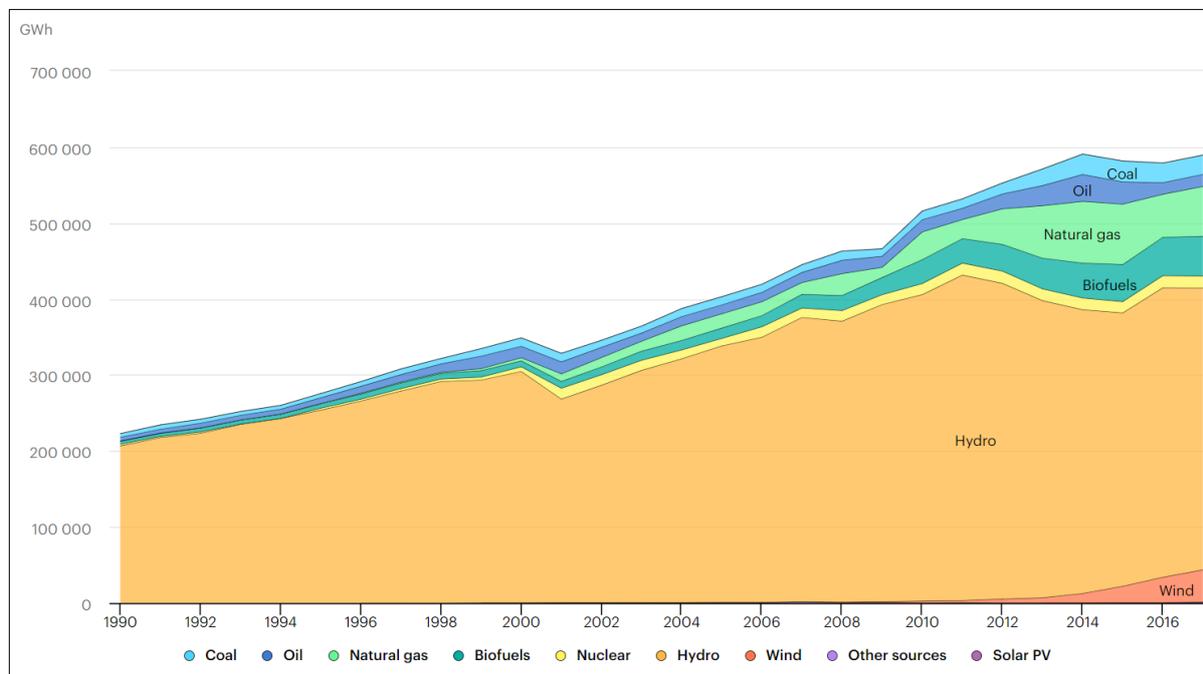
A primeira abordagem do governo federal foi optar pelas centrais (usinas) termelétricas como fontes de energia complementar, logo no início da década de 70. Entretanto, esta solução direcionava os investimentos da expansão do setor a uma situação de paradoxo. Em outras palavras, a opção pelos combustíveis fósseis fazia com que aumentassem as emissões de GEE e, por sua vez, potencializava os efeitos das mudanças climáticas, que tornavam as secas mais frequentes e conseqüentemente aumentavam ainda mais a dependência dos combustíveis fósseis. [45]

Na mesma década, para garantir a diversidade da matriz energética e privilegiar a construção novas centrais (usinas) com base em fontes alternativas, surgiram novos programas de incentivos estatais, financiados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), e reduções de até 50% nas tarifas referentes ao uso da rede pública. Dada a sua dimensão continental, o país é rico em alternativas de produção de energia. Nos anos seguintes, também financiados por iniciativas estatais, foram elaborados novos estudos do potencial eólico e solar brasileiro, a partir do Atlas Solarimétrico e o Atlas Eólico, e dar início à implementação de novas centrais.

⁷ O acrônimo BRIC foi primeiramente abordado em 2001 pelo banco de investimentos Goldman Sachs, para indicar as potências emergentes que formariam, com os Estados Unidos, as cinco maiores economias do mundo no século XXI. Tendo ainda lugar nos encontros anuais de chefes de Estado e de Governo.

A título de comparação, a seguir é ilustrado a evolução das diferentes ofertas de energia nas últimas décadas, consoante os incentivos estatais e as demais fontes convencionais presentes na matriz.

Figura 16 - Evolução da matriz energética brasileira, de 1990 a 2017



Fonte: IEA, 2019.

Como se pode notar, a matriz energética brasileira sempre foi predominantemente composta pelas centrais hidrelétricas. Como consequência das iniciativas da década de 70, a partir de 2000 é possível notar o uma diversidade mais expressiva da matriz. Além disso, apesar de não apresentar uma participação muito significativa na geração de energia, o consumo do petróleo como combustível no setor de transportes, sempre esteve presente ao longo dos anos. Com a crise e o aumento dos preços dos barris em 73, foram desencadeadas várias iniciativas à reestruturação da oferta interna também neste setor.

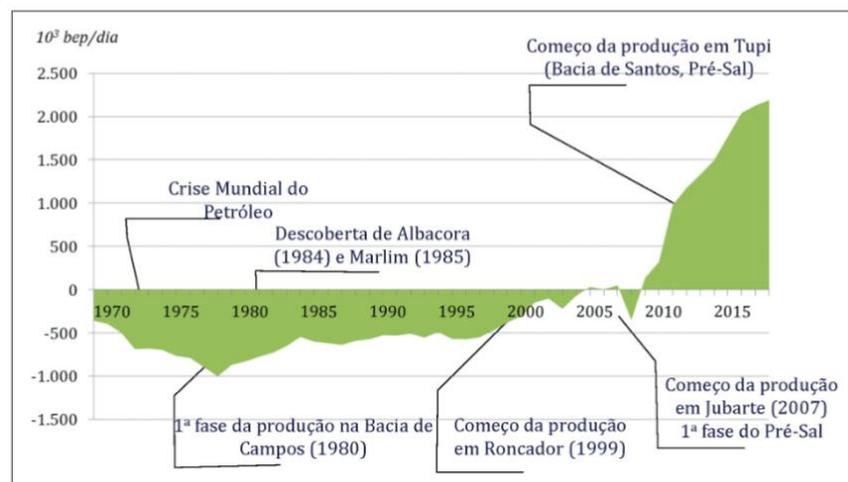
Conforme individualmente explicado nas sessões a seguir, a crise do petróleo foi um marco histórico na matriz energética e, no contexto brasileiro, resultou na evolução da exploração do petróleo nacional, no desenvolvimento de combustíveis e fontes alternativas de energia, como o etanol e a eólica, e na diversidade da matriz energética e as principais diretrizes atuais do setor. [45]

3.2.1 Avanços na exploração petrolífera

Historicamente, sendo o Brasil um país colonizado, o seu desenvolvimento económico está ligado às atividades de exploração de recursos minerais. Os primeiros registos da utilização de petróleo, ocorreu no contexto da lavra do carvão e folhelhos betuminosos, em 1858. Com o seu desenvolvimento e exploração progressiva nas décadas seguintes, o ex-presidente Getúlio Vargas estabeleceu o monopólio estatal sobre o petróleo e fundou a Petrobrás, em 1953. Foi neste contexto que, influenciado politicamente, a indústria automobilística nacional também aumentou os investimentos em viaturas que utilizavam os derivados do petróleo como principal combustível. [46]

Com a crise do petróleo e o aumento dos preços de importação nos anos 70, para converter a situação e suprir o déficit de energia, o Estado brasileiro privatiza grande parte da Petrobrás e possibilita a entrada de novos capitais para o financiamento de novas tecnologias para a exploração nacional. Estes novos investimentos permitiram um grande desenvolvimento e descobertas de novas reservas no país, alterando assim o balanço do petróleo nos últimos anos, como ilustrado a seguir.

Figura 17 - Evolução da oferta de petróleo no Brasil



Fonte: Bacoccoli, G.A., 3º Congresso Brasileiro de Petróleo, 2019

O primeiro marco após as privatizações da Petrobrás ocorreu em 2006, quando a produção interna supriu a demanda nacional, caracterizando a autossuficiência do país pela primeira vez. Entre as reservas encontradas no território nacional, merece grande destaque a descoberta na camada de pré-sal em 2007, que classificava o Brasil como um dos maiores detentores mundiais de petróleo. [48]

Entretanto, além do evidente impacto ambiental, a exploração e o transporte do petróleo são processos perigosos e, por maiores que sejam os avanços tecnológicos, os riscos de acidentes são bastante elevados. Logo, com a tecnologia brasileira ainda imatura para a exploração do petróleo à essa profundidade, em conjunto com os impactos ambientais indesejados, nos dias atuais têm sido realizado leilões, conhecidos como *contrato de cessão onerosa*, onde o direito de extração de parte da reserva é partilhado com empresas estrangeiras, e o capital gerado a partir destes, redirecionado a outros setores, como a educação. [49]

3.2.2 Energias Renováveis e os Incentivos fiscais

Após os incentivos desencadeados pelos choques petrolíferos da década de 70 e a recuperação do setor energético na crise económica da década de 90, em 2002 foi criado o programa de maior impacto na inclusão de energias renováveis no Brasil - O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Eletrobrás, este programa permaneceu em vigor até 2011. [44]

Influenciado pela tendência dos mecanismos da tarifa *feed-in*, adotados por outros países do contexto europeu, o PROINFA também se baseava no mesmo mecanismo. Durante os anos que esteve em vigor, foram celebrados contratos com as centrais eólicas, de biomassa e de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), por um prazo de até 20 anos. Além das taxas de subsídios, foram criadas também linhas de financiamento pelo BNDES e, exigido pelo Estado um índice de 60% de nacionalização dos equipamentos. Por causa disso, foram criados empregos e estimulado o desenvolvimento da tecnologia nacional.

A título de comparação, a seguir é ilustrado as taxas de subsídio exercidas. Note que, para este propósito, a taxa de conversão referente adotada foi a do referente ao ano de efetividade dos subsídios, 2006 (€ = R\$ 2,60).

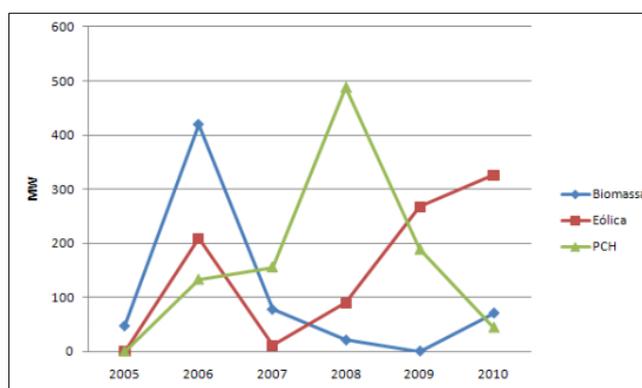
Tabela 2 - Subsídios de *feed-in* PROINFA

Fonte	Taxa R\$/MWh	Taxa €/MWh
Bagaço de cana	106,19	40,85
Biogás a partir de aterro sanitário	191,47	73,64
PCH	132,52	50,97
Eólica	204,04 - 231,40	78,48 - 89

Fonte: Eletrobrás, 2006.

Como resultado desta primeira etapa, conforme ilustrado abaixo, entre o primeiro edital do final de 2004 e 2010, 144 projetos foram financiados e uma potência total instalada de 3,3 GW distribuídas entre eólicas, biomassa e PCH, de acordo com a seguinte perspectiva: [44]

Figura 18 - Evolução das fontes renováveis - 1ª fase PROINFA



Fonte: Eletrobrás, 2020.

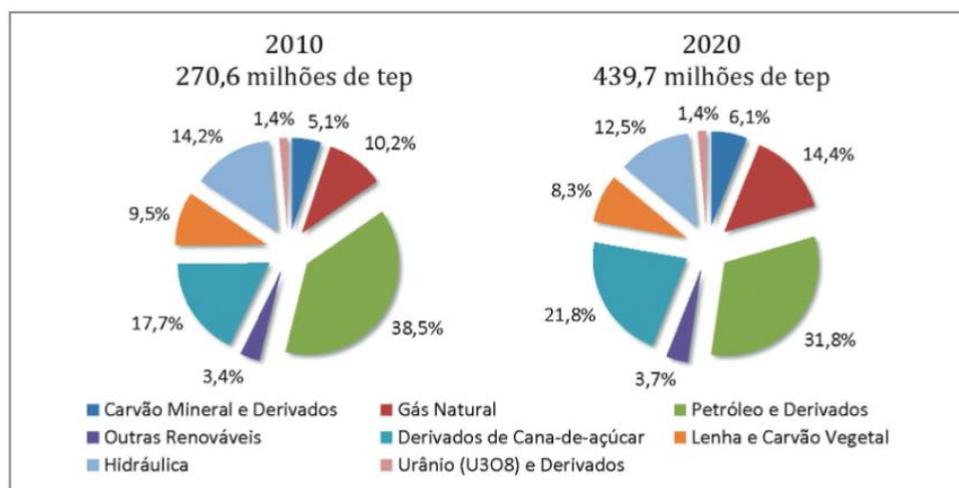
Etanol e Biomassa

Assim como a privatização da Petrobrás e o desenvolvimento na exploração de petróleo no Brasil, com o objetivo de substituir em larga escala o uso dos derivados de petróleo e diminuir a sua dependência externa no setor energético e de transportes, em 1975 foi criado o Programa Nacional do Alcool (Proálcool).

Com as excelentes condições para o desenvolvimento da agroenergia no país, aliada a experiência histórica do plantio e do uso da cana-de-açúcar em diferentes contextos econômicos anteriores, o programa foi muito bem-sucedido. No setor de transportes, o combustível a partir do etanol teve um impacto em grande parte da frota dos veículos nacionais. Muito bem aceito pelo consumidor brasileiro e pela indústria, este combustível alternativo está atualmente presente em 78% das viaturas. No setor energético, o etanol também é caracterizado por uma taxa de aceitação elevada. As centrais (usinas) de cogeração passaram a utilizar o produto da cana-de-açúcar como combustível e, em 2010, esta já representava cerca de 17% da oferta total interna.

Devido ao desenvolvimento e a consolidação do etanol ao longo dos anos em ambos setores, os estudos realizados no plano decenal PDE 2020 ilustrado a seguir, apresentam uma estimativa da sua participação na oferta de energia nacional superior a 20%. [47]

Figura 19 - Plano de expansão de energia - PDE 2020



Fonte: ANEEL, PDE 2020

De uma perspectiva ambiental, a produção de etanol a partir da cana-de-açúcar apresentava também algumas vantagens: O seu plantio não implica na redução significativa da área destinada à produção de alimento, nem no aumento nas taxas de desmatamento florestal, já crítico no país.

Mais de trinta anos depois do início do Proálcool, a plantação canavial no Brasil ainda esta em grande expansão. Com base em uma tecnologia atualmente muito bem desenvolvida o país se encontra em uma posição favorável no setor sucro-energético e, com isso, a liderança mundial no mercado de biocombustíveis. [50]

Recursos Hídricos

Em países de desenvolvimento industrial tardio e de economia baseada em exportação de produtos primários, como Commodities minerais e agrícolas, é comum a implementação de grandes centrais de geração de energia. No caso do Brasil, devido às suas características geográficas e o grande potencial hidráulico, a energia gerada a partir das centrais hidrelétricas é predominante na sua matriz energética já há muitas décadas. A título de referência, como ilustrado na tabela a seguir, o país detém 8,2% do potencial hidráulico técnico do mundo.

Tabela 3 - Potencial Hídrico mundial

Países	km ³ /ano
Brasil	8,2
Rússia	4,5
Canadá	2,9
Indonésia	2,8
China	2,8
EUA	2,0
Peru	1,9

Fonte: FAO, ONU, 2003.

Fonte: FAO, ONU (2003)

O início do setor hidrelétrico é marcado pela promulgação do Código de Águas, em 1934, onde foi definida a gestão energética e o direito à sua exploração, sujeita a autorização do Estado. Posteriormente, em paralelo aos avanços na prospeção do petróleo e o do desenvolvimento da biomassa, no contexto hidrelétrico houve o II Plano Nacional de Desenvolvimento. Lançado pelo governo militar em 1974, neste plano foi estabelecido como prioridade a implantação de novas centrais hidrelétricas de grande porte, como a Itaipu.

No mesmo período, também foram construídas outras centrais (usinas) em terrenos mais planos, que afetam diretamente a relação da potência instalada e a dimensão do reservatório de água. Considerando isto, as construções destas causaram a desapropriação de várias famílias e tiveram um grande impacto ambiental. Por causa disso, após as crescentes manifestações da comunidade ambiental, e com o propósito de definir as zonas de preservação e ceder licenciamentos, foi criada a Política Nacional do Meio, em 1981. [51]

Na década seguinte, como resultado da inflação monetária e da dívida externa que o país foi submetido, aliada ainda às novas políticas ambientais mais restritas em vigor, sem financiamento significativo por parte do Estado, houve poucas construções hídricas neste período.

Com a retoma dos investimentos na produção industrial após a crise econômica, o país rapidamente aumentou a sua demanda de energia. Como a matriz era composta predominantemente pelas hidrelétricas, sem capacidade de atender prontamente esta demanda, o Brasil enfrentou uma grande crise energética em 2001. Neste cenário, o governo foi forçado a fazer cortes pontuais de energia no país, e estes fenômenos ficaram usualmente conhecidos como os “apagões”.

Neste contexto de crise energética, responsável por elaborar o planeamento da evolução do setor energético, em 2005 foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Através desta, e buscando o equilíbrio entre as oportunidades do aproveitamento do potencial hidrelétrico naturalmente disponível e as restrições ambientais, os planos de expansão energética entre 2011 a 2020 são caracterizados pelas construções de grandes centrais hidrelétricas em regiões de menor impacto civil, como a Amazônica, e de médio e pequeno porte, beneficiadas pelo PROINFA, em outras regiões do país. Além dos arredores das centrais (usinas) se tornaram zona de preservação natural, a partir da maior implementação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), sendo estas caracterizadas por uma potência instalada menor do que 30MW, este segmento passa a ser caracterizado por uma geração mais distribuída. [52]

Entretanto, mesmo caracterizado pela maior inclusão de PCHs, as quais tem parte da sua receita garantida através do PROINFA, foi precisamente a matriz energética composta maioritariamente por centrais hidrelétricas, seja de médio ou grande porte, que permitiram a crise energética em 2001. Uma vez que esta fonte é suscetível às secas sazonais, mesmo com o setor energético mais bem financiado, as centrais hidrelétricas representando a maior parte da oferta interna trazia um risco para a segurança de abastecimento da rede pública. Segundo o relatório da Agência Nacional de Águas (ANA) de 2017, entre 2003 e 2016 cerca de 2700 municípios decretaram estado de emergência, até mesmo de calamidade, por conta dos longos períodos de estiagem que afetam não só os reservatórios das centrais hidrelétricas, como também as atividades económicas ligadas a irrigação, produção industrial e navegação. [53]

Como não poderia correr o risco de novas crises energéticas depois dos “apagões” da década anterior, para recuperar e garantir a estabilidade do sistema elétrico, o Estado continuou a apostar em fontes alternativas complementares. Neste contexto, pelo facto de os períodos de seca coincidirem com os períodos de maior intensidade dos ventos no país, de acordo com o estudo Atlas Eólico, a energia eólica passou a ser o foco de investidores nos anos posteriores à crise, tendo como resultado sua maior participação na matriz a partir de 2014.

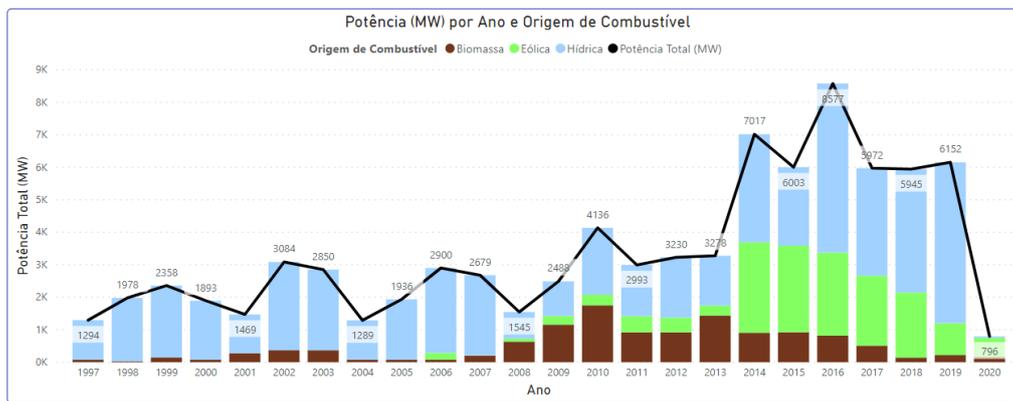
Energia Eólica

De acordo com o relatório do Painel Inter-Governamental para mudanças Climáticas (IPCC), divulgado em fevereiro de 2007, a energia eólica tem sido explorada com grande êxito em outros países devido à sua característica sustentável, de baixa manutenção e de cada vez menor custo de implementação, dada as tecnologias em pleno desenvolvimento. [54]

No caso do Brasil, os períodos de estiagem não só afetam a geração a partir das centrais hidrelétricas, como também as térmicas relacionadas à biomassa. Com o grande potencial eólico disponível no território nacional, as políticas de incentivos a partir do PROINFA começaram a produzir os primeiros resultados a partir de 2006. Além de ter parte da sua receita garantida, a sua rápida inclusão ocorreu devido à prioridade de consumo da energia gerada a partir de fontes renováveis na rede pública [55].

Para uma melhor perspectiva, a seguir é ilustrado a evolução da geração da energia eólica, face a variabilidade da geração a partir biomassa e das centras hídricas, nos últimos anos.

Figura 20 - Evolução da geração eólica - complementar à hídrica e térmica (biomassa)



Fonte: ANEEL, 2020.

A evolução da geração de energia eólica no Brasil só foi possível após os estudos e coletas de dados financiados pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA). A título de comparação, o país contava com um pouco mais de 1 GW de potência eólica instalada, em 2001. Atualmente, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o país conta com mais de 15 GW, representando cerca de 10% da oferta interna total de energia. Adicionalmente, devido aos leilões de energia realizados no mercado regulado e direcionados à construção de novas centrais (usinas), já há novos projetos formalizados para os próximos anos, totalizando uma potência total instalada de 20 GW, até 2023. [56]

Desta forma, é possível concluir que a continuidade do aproveitamento do potencial hidrelétrico associada à expansão de outras fontes renováveis, como os parques eólicos e a bioenergia, são elementos que permitem o Brasil preservar a segurança de abastecimento de energia e a sustentabilidade no mercado, através das contratações via leilões ou contratos bilaterais, como melhor abordado à seguir, no capítulo dos ambientes de contratação de energia.

3.3 FORMULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ATUAL

A primeira abordagem da gestão energética brasileira foi feita na criação do Código de Águas, em 1934, devido à necessidade que implicava o início da exploração do potencial hidrelétrico em maior escala. Com o desenvolvimento da economia e o aumento da demanda de energia nos anos seguintes, são construídas as primeiras grandes centrais hidrelétricas e a necessidade de uma gestão mais elaborada, surgindo em 1962, empresa estatal idealizada pelo presidente Getúlio Vargas e também responsável pela gestão do PROINFA – A Eletrobrás. Neste período, baseada na estimativa de crescimento do PIB e do consumo de energia em uma escala de 10% ao ano, até 1990, a recente estatal criada tinha como objetivo a expansão do setor energético através das iniciativas estatais.

Entretanto, como resultado da dívida externa iniciada durante o governo militar da década de 80, em conjunto ainda com a inflação monetária e as consequentes crises económicas que o país foi submetido, os incentivos da expansão do setor perderam grande parte do apoio estatal. A má gestão das entidades responsáveis durante este período, face à crescente demanda de energia logo após a recuperação da economia na década seguinte, levou o Brasil à uma situação crítica energética caracterizada por colapsos da oferta de energia nacional. [57] Um exemplo já contextualizado foi a crise de 2001, que evidenciou a necessidade da sua reestruturação política e a criação de novas e mais presentes entidades públicas. Como particular consequência desta crise, foi criado em 2004 o modelo ainda em vigor e distinto dos anteriores da seguinte forma:

Tabela 4 - Evolução do setor energético Brasileiro

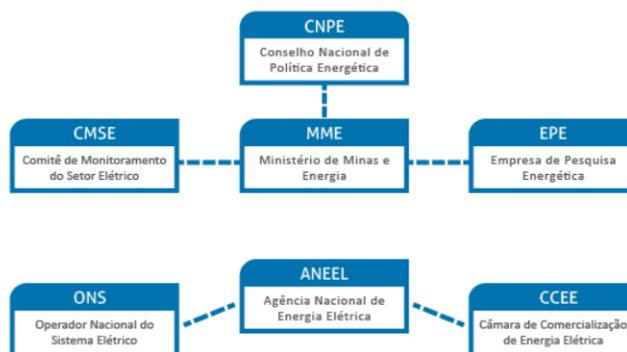
Características	Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento	Recursos públicos	Recursos públicos e privados	Recursos públicos e privados
Estrutura das empresas	Verticalizadas	Geração, transmissão, distribuição e comercialização	Geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Relação público versus privado	Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Estrutura de mercado	Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores	Cativos	Livres e Cativos	Livres e Cativos
Estrutura tarifária	Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	Ambiente de contratação livre e regulada
Mercado	Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Livre e Regulado
Planejamento da expansão	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação	Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85% do mercado (até 08/2003) e 95% (até 12/2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético	Rateados entre compradores	Liquidados no MAE	Liquidados na CCEE.

Fonte: CCEE (2020)

Como ilustrado anteriormente, o modelo antigo da gestão do setor energético tinha a sua estrutura verticalizada, financiada exclusivamente por recursos públicos e uma competição inexistente no mercado de energia, até 1995. Com a expansão e privatização do setor, e as crises energéticas em 2001, ficou evidente a necessidade de uma reforma do modelo antigo.

Com a criação do novo modelo em 2004, também foi definido um conjunto de entidades estatais para garantir a gestão e a fiscalização do setor energético, atribuindo diferentes funções e respeitando a seguinte ordem hierárquica, como ilustrado a seguir:

Figura 21 - Entidades do setor energético brasileiro



Fonte: CCEE (2020)

No setor energético, o governo federal é representado através das seguintes entidades e suas atribuições:

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – Órgão responsável pela formulação de políticas e diretrizes do setor energético no país, de assistência à presidência da república.

Ministério de Minas e Energia (MME) – Entidade responsável pela condução das políticas energéticas, fazendo cumprir as políticas estabelecidas pelo CNPE.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – Este órgão é gerido diretamente pelo MME, com o propósito de monitorar o desenvolvimento das atividades ligadas à geração, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica.

A ANEEL é uma agência reguladora autárquica (de domínio público, mas independente do Estado central) e tem o papel de regulação e fiscalização do setor através das seguintes entidades operacionais:

Empresa de Pesquisa e Energia (EPE) – Entidade que realiza estudos e projeções para subsidiar o planejamento da expansão do sistema energético, através dos planos decenais de energia (PDE).

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Instituição dedicada ao monitoramento do Sistema Integrado Nacional (SIN), coordenando o despacho das centrais (usinas) consoante ao local de consumo.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – Esta entidade atua como operadora do mercado de energia, onde promove a viabilização de um ambiente sustentável de negociação através da interlocução entre os agentes do setor e as instâncias que formulam as diretrizes. [58]

De uma perspectiva geral, o sistema elétrico brasileiro é composto pelos seguintes segmentos operacionais:

Figura 22 - Segmentos do setor elétrico brasileiro



Fonte: ANEEL (2020)

O segmento de geração é composto pelas Concessionárias de Serviço Público, sendo estas representadas pelas geradoras de domínio estatal; pelo Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), representado por uma pessoa jurídica ou por empresas privadas com autorização da geração de energia; e pelos auto-produtores, que são as pessoas físicas e pequenas geradoras para consumo próprio.

Os agentes do segmento de transmissão e distribuição são as empresas concessionárias de monopólio público, que atendem a demanda de energia e estão sujeitas às tarifas de utilização da rede, definidas pela ANEEL. No caso dos consumidores de contratação regulada, as distribuidoras também são responsáveis pela compra de energia através de contratos resultantes dos leilões. [59]

Da perspectiva do consumidor final, a negociação e a contratação de energia são realizados através do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou cativo, ou do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Por delegação da ANEEL, os contratos de energia formalizados em ambos os ambientes são geridos e monitorados pela entidade CCEE, a qual também é responsável por calcular mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os efetivamente gerados e consumidos. Com base nesta diferença, os débitos e créditos de energia dos agentes envolvidos são liquidados através do Mercado de Curto Prazo (ou Spot), onde o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado pela CEE, de acordo com o nível dos reservatórios das centrais hidrelétricas. [60]

3.3.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Como o novo modelo do sistema energético herda algumas características do modelo antigo, onde o Estado desempenha um papel ativo, enquanto várias empresas foram privatizadas no setor energético, com o objetivo de regular e direcionar as suas políticas de desenvolvimento, também foram criadas autarquias de caráter público, como o caso da ANEEL. Além disso, as empresas geradoras que outrora atuavam em ambiente competitivo, para poder renovar antecipadamente seus contratos de concessão após a elaboração da Medida Provisória 579⁸, passaram também a ter os seus preços regulados. Por causa disso, é através do mercado regulado que mais de 70% do consumo de energia é atualmente contratada no Brasil. [61]

O ACR é fundamentalmente caracterizado pelos leilões de energia e, sendo um dos primeiros países a adotar este mecanismo em larga escala, foi através deste que o seu sistema tarifário se tornou referência de sustentabilidade e de Supply Adequacy⁹. Composto pelas geradoras, pelos agentes comercializadores e pelas distribuidoras, com base na oferta de menor preço, é através dos leilões que são realizadas as suas ofertas de energia, e formalizados através dos contratos.

Como ilustrado a seguir, visando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores finais, a compra e a venda de energia é formalizada utilizando a menor tarifa como critério de compra.

Figura 23 - Ambiente de Contratação Regulada (ACR)



Fonte: ABRADÉE, 2020.

Atualmente, os consumidores com uma demanda abaixo de 500 kW adquirem energia através das distribuidoras locais obrigatoriamente pelo mercado regulado. A faturação de energia é de responsabilidade da distribuidora e estão sujeitas à reajustes anuais delegados pela ANEEL. Além disso, os consumidores cativos (CC) também estão sujeitos às taxas de utilização da rede pública e aos impostos. [61]

⁸ MP 579 – Medida provisória criada pelo Estado em 2012, formalizada através da Lei 12.783/2013, que permitia às empresas geradoras e transmissoras renovarem com antecedência os seus contratos de concessão, desde os seus preços fosse regulado pela ANEEL.

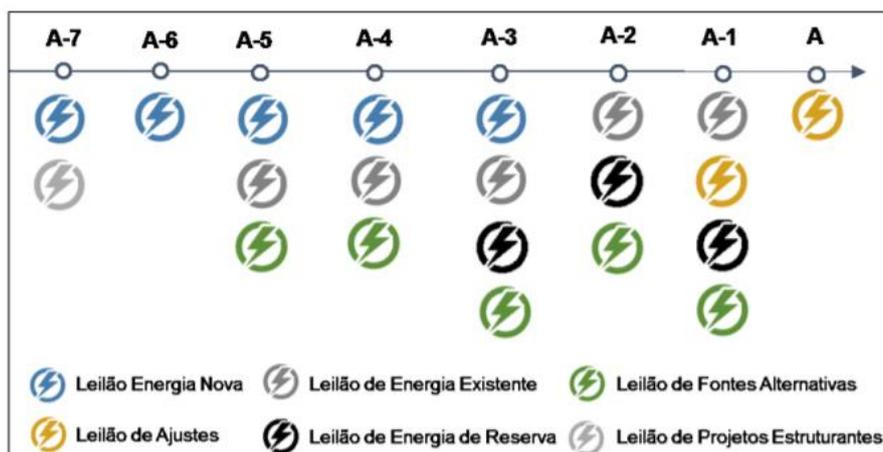
⁹ Supply Adequacy é a capacidade de adaptação da rede pública em atender a demanda de energia em horários de picos, considerando a intermitência das diferentes fontes de energia presentes na matriz nacional.

3.3.1.1 Leilões de energia

Para que os leilões no mercado regulado se desenvolvam conforme as estimativas e as projeções realizadas pelo Estado, as entidades têm um papel fundamental na sua gestão e no direcionamento às diferentes fontes de energia presentes na matriz, consoante à sua disponibilidade pontual e uso estratégico.

Realizadas anualmente pelas distribuidoras e concessionárias locais, a elaboração dos leilões tem início com as estimativas da demanda dos consumidores da sua respetiva área de atuação. Após estas estimativas, a EPE realiza as análises de viabilidade técnica das geradoras candidatas e a entidade CNPE é a responsável por definir as principais diretrizes do leilão a se realizar, considerando as diferentes fontes disponíveis. [62] Posteriormente, é de responsabilidade da ANEEL elaborar o edital formal do leilão, o qual é definido entre as opções ilustradas a seguir, de acordo com as diretrizes e estudos de expansão realizados.

Figura 24 - Leilão de Energia - Overview



Fonte: CCEE, 2020.

Conforme ilustrado, os leilões podem atender diferentes prazos de suprimento de energia e ter diferentes propósitos. Em relação à nomenclatura, toma-se como base a denominação “A”, que faz referência ao ano de início do fornecimento da energia contratada, e “- número de anos”, que representa o intervalo entre o ano da realização do leilão e o ano de início de fornecimento efetivo. Ou seja, um leilão de energia com a nomenclatura “A-1” indica que o leilão foi realizado 1 ano antes do início do fornecimento da energia contratada.

Em relação aos diferentes propósitos que cada tipo de leilão pode assumir e os empreendimentos aos quais podem ser destinados, segue a descrição individual:

Leilão de Energia Existente (LEE): São os leilões onde as distribuidoras formalizam contratos de energia com empreendimentos de geração existentes. Neste caso, os leilões normalmente são realizados para atender uma demanda dentro de um prazo de 1 a 5 anos depois da sua contratação efetiva, e pode assumir um período máximo de suprimento de 15 anos.

Leilão de Energia Nova (LEN): Estes são exclusivamente designados à contratação de empreendimentos de geração, ainda a serem construídos. De acordo com as projeções realizadas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia, o LEN é direcionado às diferentes fontes de energia que estarão em operação dentro de um prazo de 3 a 5 anos. Como os preços acordados com as geradoras novas e existentes são distintos, sendo os preços negociados via LEN superior, existe a garantia da sua construção, da amortização do capital inicial e da sua futura receita dentro do prazo acordado no leilão, que pode variar entre 15 e 30 anos de suprimento. [63]

Leilão de Ajuste (LA): Estes leilões ocorrem no contexto de desvios entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o consumo efetivo no mercado atual. Menos frequente, este tipo de leilão é de caráter de manutenção, onde a ANEEL exige um suprimento mais pontual e imediato. Os contratos formalizados através do LA são caracterizados por ter início no máximo 4 meses após a contratação efetiva, e por um prazo máximo de 2 anos.

Leilão de Energia de Reserva (LER): O LER também têm um papel de manutenção da rede pública através da liquidação da energia reserva contabilizada pela CCEE – denominado PLD. Com o objetivo de atender exclusivamente ao mercado de curto prazo, os contratos de fornecimento neste caso podem assumir um prazo de até 35 anos. [64]

Leilão de Fontes Alternativas (LFA): Através destes leilões as distribuidoras formalizam a contratação de energia com empreendimentos ligados exclusivamente às tecnologias eólicas, biomassa e PCH, sendo de uma central existente ou nova. Neste caso, os prazos de fornecimento de energia, chegam a 30 anos. [65]

Leilão de Projeto Estruturante (LPE): Estes leilões são dedicados às contratações de empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, devido ao caráter estratégico ou de interesse público. Ocorrem por ordem direta da entidade CNPE, com aprovação do presidente, e podem chegar a 30 anos de suprimento.

Para que as partes cumpram o seu compromisso nos termos de contratação realizadas nos leilões, existem também dois tipos de garantias financeiras que as partes devem assumir: A Garantia de Participação (*Bid Bond*); e a Garantia de Fiel Cumprimento (*Performance Bond*).

Nos leilões designados às novas geradoras, para ter direito à participação, estas estão sujeitas a depositar 1% do valor total de investimento como garantia, denominado *Bid Bond*. No caso de não realização de contrato de energia, a garantia é devolvida. Caso contrário, esta garantia é retida até que se realize o contrato efetivo e um incremento de mais 4%, se tornando a garantia de *Performance Bond*. Neste caso, como incentivo às novas centrais (usinas) eólicas e fotovoltaicas, estas estão isentas do *Bid Bond*.

Nos leilões designados aos empreendimentos existentes, a garantia de participação do leilão é um valor fixo pré-estabelecido pela ANEEL. O mesmo ocorre para as distribuidoras que, para ter direito à compra, também estão sujeitas a pagar um valor pré-estabelecido pela ANEEL como garantia, o qual é liberado ou retido proporcionalmente às contratações realizadas. [65]

Adicionalmente, apesar de não ser contratada através dos leilões, a energia gerada pela hidrelétrica de Itaipu ou pelas geradoras privilegiadas pelo programa de incentivo PROINFA também se enquadram no ambiente regulado, uma vez que suas tarifas também são pré-estabelecidas pela ANEEL. [44]

3.3.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Diferentemente do mercado regulado, onde a energia é comprada pela distribuidora e regularizada pela ANEEL, no ambiente de contratação livre os consumidores negociam diretamente com as geradoras e agentes comercializadores de energia. Como ilustrado a seguir, este ambiente de contratação é composto pelas geradoras, pelos agentes comercializadores representados pela CCEE, e pelos consumidores livres. Neste ambiente, os agentes têm a liberdade para negociar a compra e a venda de energia, estabelecendo o volume, os preços e prazos de fornecimento, conforme o seu perfil.

Figura 25 - Ambiente de Contratação Livre (ACL)



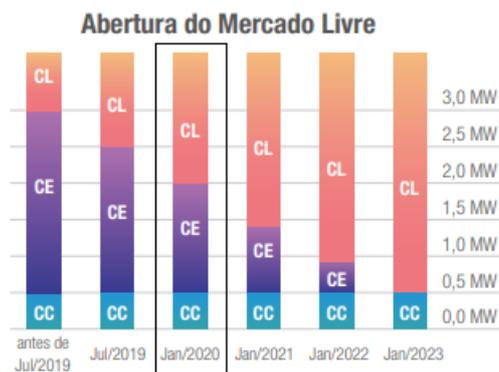
Fonte: ABRADÉE, 2020.

Como especialistas, os representantes da CCEE também auxiliam os consumidores cativos com uma demanda superior a 0,5MW, que queiram migrar para o mercado livre, com o objetivo de reduzir os seus custos e pela possibilidade de negociação livre dos termos contratuais. [60]

Uma vez no ambiente livre, a escolha do consumidor entre a contratação de energia das fontes convencionais e das renováveis, também é condicionada à sua demanda. Ou seja, um consumidor com uma demanda superior a 0,5MW e inferior a 2MW são denominados Consumidores Especiais (CE), e a sua contratação de energia é feita de forma exclusiva com as fontes renováveis. Os consumidores com uma demanda superior a 2MW são os Consumidores Livres (CL), e estes podem escolher livremente o seu fornecedor.

De acordo com a empresa ENGIE, o objetivo é aumentar a competitividade através da livre escolha de todos consumidores, uma vez no mercado livre, conforme a tendência ilustrada a seguir.

Figura 26 - Tendência da abertura do Mercado Livre



Fonte: ENGIE, 2019

4 CONFRONTO DOS CASOS DE ESTUDO

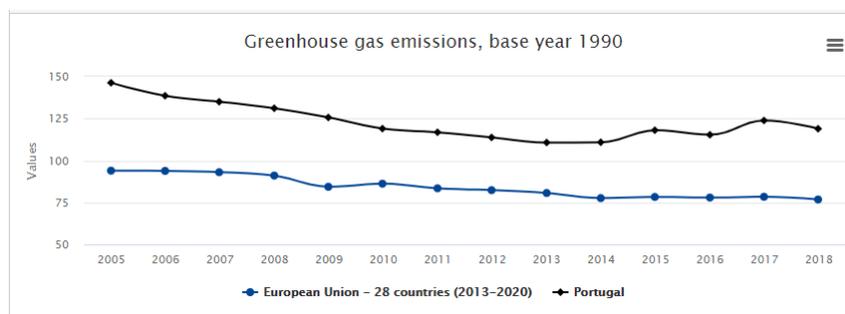
Após a análise do desenvolvimento das políticas ambientais de ambos sistemas elétricos, da evolução do balanço energético individual e do contexto da formulação do seu respetivo mercado de energia, este capítulo é dedicado ao confronto dos resultados das suas metas ambientais, dos principais mecanismos de subsídios adotados e o seu impacto no ambiente de contratação de energia atual. Desta forma, é possível obter uma perspetiva com fundamento do cenário atual de ambos e, com base nos argumentos apresentados, avaliar a sugestão do sistema brasileiro como referente solução.

4.1 RESULTADOS DAS METAS AMBIENTAIS

Embora a península Ibérica e o Brasil sejam caracterizados por contextos políticos bastante distintos no desenvolvimento do setor energético, devido às evidências das mudanças climáticas e o crescente comprometimento dos países a médio e longo prazo, conforme mencionado nos capítulos anteriores, este tema tem tomado uma maior proporção e as suas metas estabelecidas nas conferências internacionais, adotam a mesma estratégia.

No contexto europeu, entre as metas mais recentes estipuladas para este ano, se destaca o Pacote clima-energia com o Objetivo 20/20/20. Através destas, foram estipuladas as metas de 20% de redução de GEE, 20% de aumento da participação das fontes renováveis na matriz e 20% da melhora da eficiência energética, em relação aos dados dos anos 90. De acordo com os recentes balanços energéticos da DGEG, de acordo com a razão dos valores atuais pelos valores de 1990, ilustrado na figura 27, as estratégias das políticas ambientais foram eficientes em Portugal, tendo como resultado uma redução na escala de 23% de emissão de GEE, entre 1990 e 2018. Enquanto no mesmo período, houve um aumento económico europeu de 61%. Assim como a eficiência energética e a participação de renováveis na matriz também ultrapassaram as metas estabelecidas de 20%, de acordo com a APREN. [66] O principal fator para tornar esses objetivos possíveis, são as inovações tecnológicas e a redução de capital inicial para implementações de novas energias alternativas. [67]

Figura 27 - Redução da emissão de GEE entre 2005 e 2017



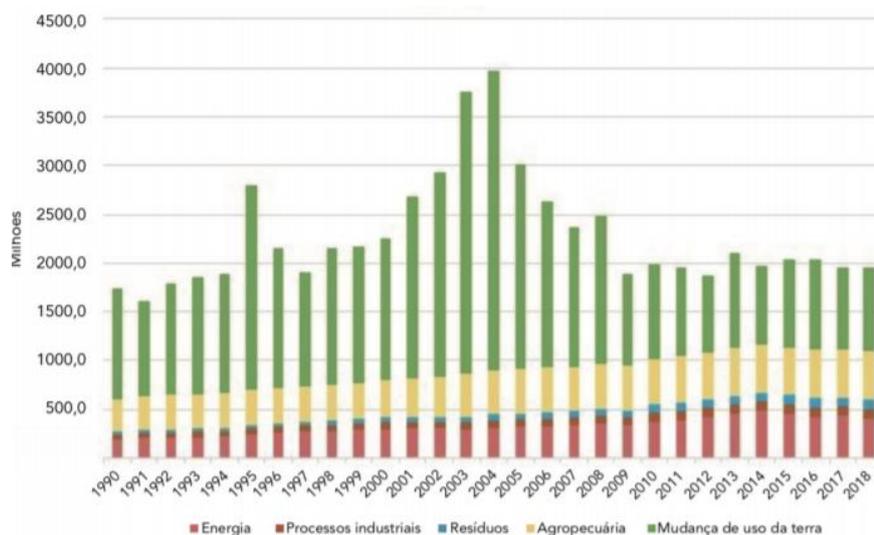
Fonte: European Commission, 2020.

Adicionalmente, por conta do Covid-19, a estimativa é que se diminua mais 6% em relação ao ano passado devido às baixas dos transportes, das indústrias e da produção de energia a partir do carvão.

No contexto brasileiro, destacam-se os compromissos de redução de GEE e do aumento da eficiência energética assumidos voluntariamente pelo país, na conferência ambiental COP-15. O seu objetivo era de reduzir 36 a 39% das emissões de GEE em comparação a 2005, e ainda otimizar a sua eficiência energética em 30% até 2030.

De acordo com o Ministério do Meio Ambiente, a redução de GEE no Brasil já era de 35% em 2015 em comparação às taxas de 2005, e a taxa de redução tem se mantido constante nos últimos anos. A Figura 28 ilustra os dados disponíveis mais recentes, medidos em gás carbônico equivalente (CO₂e)

Figura 28 - Evolução de GEE no Brasil - 1990 a 2018



Fonte: SEEG, 2020.

Embora a taxa de emissão de GEE no setor de energia tenha se mantido constante, segundo os relatórios apresentados recentemente pelo Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG), mais de 70% desta emissão tem sido de origem dos desmatamentos florestais nos meses mais recentes. De acordo com o próprio diretor executivo da educação ambiental, o país tem uma história de extrativismo irresponsável há muitos anos e esta característica não tem previsões mais otimistas tão cedo. [68] Em relação à eficiência energética, segundo a EPE, houve um aumento de 14% entre 2005 e 2018. Para se alcançar a meta de 30% até 2030 ainda há muitos aspetos a se otimizar tanto na evolução do PIB quanto na substituição por equipamentos mais eficientes, como tem sido feito no ambiente residencial durante o racionamento de energia, mencionado na crise de 2001. [69]

A título de uma comparação proporcional e recapitulando o termo de *intensidade energética* (3.2), o consumo anual per capita no Brasil é de 2.5MWh e em Portugal 5.1MWh, enquanto o PIB per capita é de 7.5€ e 20.6€, respetivamente. [69].

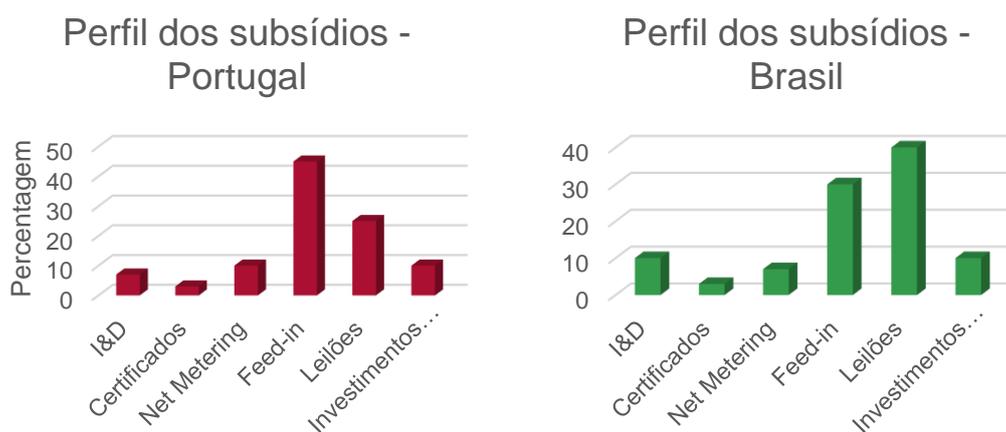
Adicionalmente, em relação a 2018, enquanto Portugal apresenta uma estimativa de pelo menos 6% de redução de GEE durante este período de recessão, no Brasil a estimativa é de um aumento de 20% no mesmo período. Isso ocorre devido ao aumento dos desmatamentos florestais durante o governo atual, a ponto de compensar a redução dos outros setores como transportes e indústrias, se tornando uma ameaça ao Acordo de Paris. [67] Portanto, o Brasil se difere de Portugal por apresentar um cenário ambiental longe do ideal, sendo um desafio às futuras conferencias ambientais.

4.2 INCENTIVOS FISCAIS E CENÁRIOS ATUAIS

A composição atual da matriz energética de ambos os casos esta intrinsecamente ligada às suas metas ambientais e às iniciativas estatais elaboradas de acordo com as estratégias para alcançar tais metas. Neste contexto, os mecanismos de maior impacto em ambos os sistemas elétricos foram adotados por influência política dos países europeus, e apresentavam um perfil de tarifa *feed-in*.

A título de comparação, a Figura 29 ilustra os perfis dos principais métodos abordados de ambos os casos.

Figura 29 - Perfil dos subsídios em Portugal e Brasil



Fonte: Elaboração própria

A política de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) é caracterizada pela primeira abordagem de incentivo a tecnologia candidata a partir de pesquisas e análises da viabilidade de desenvolvimento para implementação. Financiadas pelo Estado, estas políticas foram implementadas em ambos casos de estudo.

Através dos Certificados de Energia Renovável o Estado fornece às fontes alternativas um “certificado verde” com base na sua geração, como representação dos benefícios ambientais e sociais que estas representam. Os produtores adquirem efetivamente uma receita através da transação destes certificados em um mercado à parte, com o objetivo de cobrir a diferença entre os custos de operação e a receita da venda de energia no mercado comum. [71] Também presente em ambos os casos, mas de uma forma menos significativa.

O mecanismo de Net Metering é aplicado no contexto de auto produtores e mais comum na geração de energia a partir dos painéis fotovoltaicos. Ou seja, através da compensação de energia, o consumidor final dotado de uma unidade geradora tem a oportunidade de utilizar um crédito nas faturas seguinte, quando a geração for superior à energia consumida. Este mecanismo foi recentemente aprovado em Portugal e no Brasil, e se encontra em fase de amadurecimento em ambos os casos. Em outros países como a Alemanha, por exemplo, é um dos principais mecanismos nos incentivos à implementação da fonte fotovoltaica. [72]

Os investimentos e financiamentos públicos são uma ferramenta comum e ocorre através de linhas de crédito destinadas a implementação de novas centrais (usinas), sob condições especiais de juros. Em Portugal foi principalmente realizado através do Banco Central Europeu (BCE), como o programa comunitário EC VALOREN; e no Brasil foi feito principalmente através do BNDES no contexto do PROINFA, o qual financiava até 80% do empreendimento em um prazo de amortização de até 20 anos.

No mecanismo de *Feed-in*, as concessionárias compram a energia gerada a partir das centrais subsidiadas a um preço mínimo, acordado previamente com o Estado através da formulação deste mecanismo. Portanto, os preços de remuneração são fixos pelo governo, enquanto o montante de energia contratada é naturalmente definido de acordo com o modelo do mercado.

Mesmo sendo um mecanismo de rápido retorno e utilizado não só em ambos os casos de estudos do presente trabalho, mas especialmente em países como Alemanha e Dinamarca, as tarifas de *feed-in* são celebrada por contratos de longo prazo e têm sido alvo de crítica. Isso ocorre devido ao efeito de desequilíbrio que a sua inserção indiscriminada causa no mercado de energia e o substancial aumento do déficit tarifário que é dividido entre os consumidores através das taxas de reajustes que compõem a fatura de energia. De forma a atenuar estes impactos, este mecanismo de *feed-in* já não se aplica às novas centrais, desde o término da FIT em 2012, em Portugal, e da primeira fase do PROINFA em 2011, no Brasil. Atualmente ainda existem as taxas de subsídios através dos contratos celebrados anteriormente e ainda em vigor. [73]

O mecanismo de leilões é considerado atualmente o mecanismo mais competitivo nos ambientes de contratação de energia. As entidades é que definem quais as diferentes fontes de energia que participarão do leilão e o seu preço máximo por kWh, de acordo com a tecnologia respetiva. A formulação e operação dos leilões são realizadas por entidades estatais, e os agentes licenciados, sejam agentes comercializadores ou consumidores finais, fazem os seus lances de compra.

Diferentemente do *feed-in*, onde os preços são pré-estabelecidos, neste mecanismo os preços são ajustados consoante a consolidação das tecnologias, através da competição das geradoras entre si. Desta forma, embora a margem de lucro seja reduzida, os fornecedores são estimulados a alcançar um desenvolvimento tecnológico mais elevado.

Em Portugal, os leilões atualmente representam uma parcela pouco significativa da contratação de energia, onde ocorre principalmente no contexto de negociação da energia remanescente através do mercado Intradiário. No Brasil, os leilões tiveram início com a implementação do novo modelo do setor energético, em 2005, e desde então têm demonstrado ao longo dos anos ser a mais adequada ferramenta para o fomento das fontes alternativas. É através dos leilões realizados no mercado regulado que mais de 70% da energia é contratada. [60]

A Figura 30 mostra que, de uma forma geral, as fontes alternativas possuem fases distintas até a consolidação da sua tecnologia na matriz energética. Até alcançar o estágio de competição sustentável no mercado, os subsídios devem se adequar às diferentes fases de amadurecimento da forma indicada na Figura 30.

Figura 30 - Modelo do desenvolvimento dos subsídios

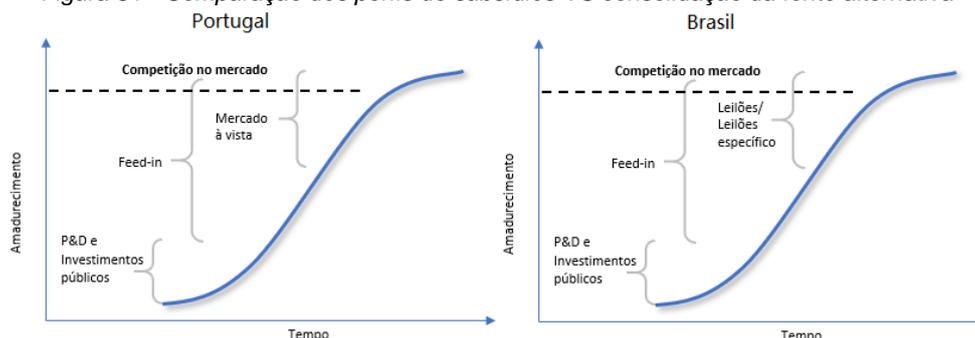


Fonte: Adaptação de [70]

Em uma primeira fase, com a tecnologia ainda embrionária, o incentivo ocorre através de investimentos públicos onde o Estado financia as políticas de I&D (P&D). Posteriormente, considerando o seu capital inicial ainda alto e, uma vez em operação, que não há garantia de receita, a tecnologia depende dos mecanismos de *feed-in* ou dos leilões específicos para a sua implementação no mercado. Na terceira e última fase, antes de estar consolidada no mercado, o nível de amadurecimento da tecnologia já permite uma competição com as demais fontes alternativas através dos leilões envolvendo as demais fontes alternativas ou através das transações de certificados. [70]

Com base no modelo ilustrado na Figura 30 e na evolução das fontes renováveis consoante os seus respectivos principais subsídios e atual mercado de energia, abordado nos capítulos 2 e 3, a Figura 31 mostra a comparação das perspectivas de Portugal e do Brasil.

Figura 31 - Comparação dos perfis de subsídios VS consolidação da fonte alternativa



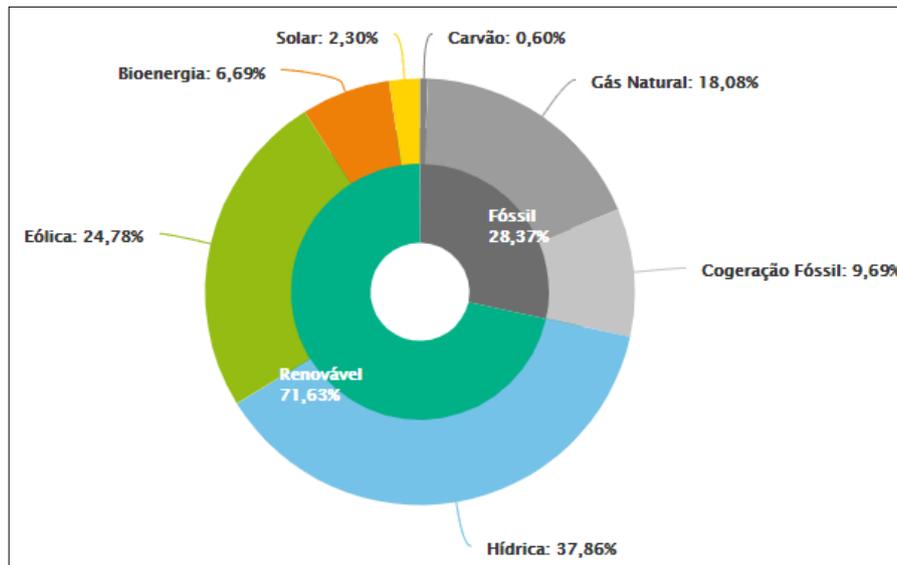
Fonte: Elaboração própria com base em [70]

Conforme ilustrado, nas primeiras fases de consolidação da fonte, ambos os setores adotaram os principais modelos conforme na Figura 30. Já em uma fase intermediária tanto Portugal quanto o Brasil mantiveram a tarifa *feed-in*. Entretanto a principal diferença se encontra na abordagem do Estado com os contratos de subsidio ainda em vigor. Enquanto em Portugal a energia gerada a partir destas está sujeito às definições do mercado, no Brasil os preços das centrais privilegiadas sofrem ajustes anuais e a sua energia negociada em um ambiente de contratação exclusivo.

4.2.1 Cenário atual Português

No cenário atual português, de acordo com a APREN, em junho de 2020 o balanço da produção de eletricidade ilustrado na Figura 32 é composto por mais de 70% de fontes renováveis. [74]

Figura 32 - Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental



Fonte: APREN (2020)

Embora de caráter individual de intermitência, com a consolidação das fontes renováveis complementares entre si, a próxima década deverá ser marcada pelo encerramento das centrais a carvão de Sines e do Pego, que, em conjunto com as termoelétricas alimentadas a gás natural, são alicerces essenciais da segurança do abastecimento elétrico do país.

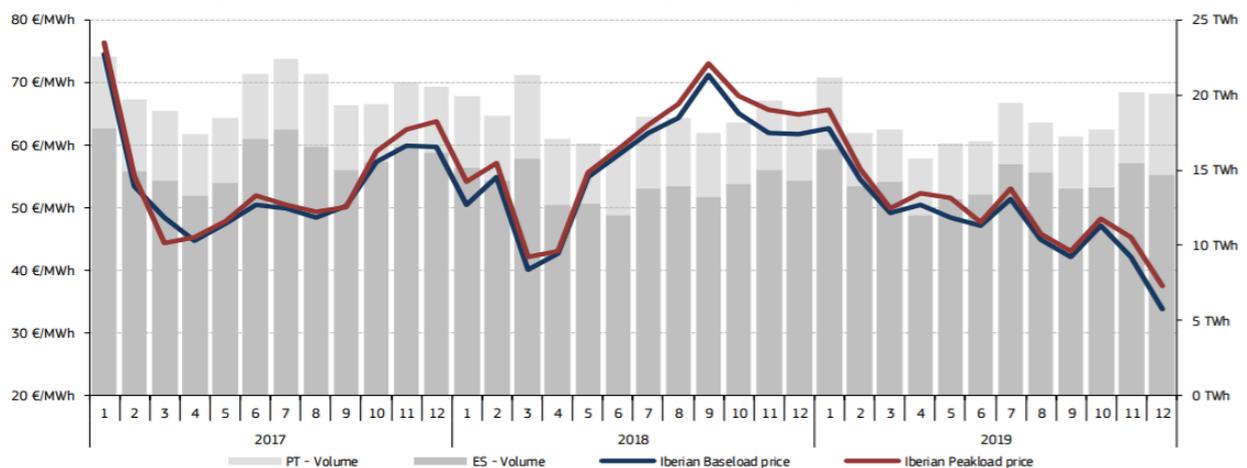
De acordo com a REN, o primeiro marco histórico da contribuição das fontes renováveis em Portugal, foi em março de 2018 quando a geração de eletricidade foi feita exclusivamente a partir destas por 3 dias consecutivos. [75] Atualmente, representando mais de 70% do balanço energético, a sua geração efetiva de eletricidade nos cinco primeiros meses deste ano foi o correspondente a 14 387GWh. Enquanto, no mesmo período, a geração de eletricidade a partir dos centros térmicos fósseis foi de 5 695GWh. [76]

Os principais fatores responsáveis por este marco foram as iniciativas estatais alinhadas ao plano de expansão anunciados nas Estratégias Nacionais para a Energia (ENE). Neste cenário, com a nacionalização das tecnologias, houve também a criação de muitos empregos no país e a maior participação da indústria nacional na fabricação e exportação de equipamentos aerogeradores, painéis fotovoltaicos e componentes eletrónicos.

Como já mencionado no capítulo anterior, 2.3.2, atualmente coexistem dois mercados de energia em Portugal. O mercado regulado, caracterizado por uma fase de extinção e composto pelos consumidores sujeitos às taxas de transição. E o Mercado Livre, o qual é integrado com Espanha através do MIBEL e é representado principalmente pelo mercado à vista. É atualmente neste mercado que a maior parte das transações de energia são atualmente realizadas em Portugal.

Este design de carácter imparcial do mercado de energia atual entre 1990 e 2010 foi capaz de proporcionar um ambiente sustentável para as centrais com um perfil de baixo capital inicial e altos custos de operação, quando comparados às recentes fontes renováveis. Por sua vez, com o custo de implementação alto e com a tecnologia inicialmente imatura, a introdução destas dependia de apoio estatal. Com o decorrer dos anos, estes mesmos mecanismos de subsídio que proporcionaram a sua maior inclusão na matriz, também foram os responsáveis pela volatilidade dos preços no mercado diário de energia, conforme ilustrado a seguir, na Figura 33. [73]

Figura 33 - Preço mensal médio da contratação de energia no mercado diário



Fonte: OMIE, 2020.

Conforme as tecnologias das fontes renováveis se tornaram mais maduras ao longo dos anos, as tarifas de subsídios se mantiveram e proporcionam uma posição de vantagem no mercado de energia. As geradoras fazem a sua oferta a preços não-competitivos e, em conjunto com efeito merit-order, pelo qual se beneficiam pela prioridade de despacho, a sua inclusão no mercado de energia afetou não só os preços médios praticados mas também a diminuição do suprimento a partir das centrais convencionais, afetando a sua receita e comprometendo a sua rentabilidade a longo prazo.[73]

Além disso, este modelo do mercado diário de energia é caracterizado pelo preço único marginal. Ou seja, o preço estipulado entre os encontros das curvas de oferta e demanda para uma hora específica será o preço pago a todas as fontes que compuseram aquela específica oferta, favorecendo as geradoras de menor custo de operação.

Sujeito ainda às diferentes disponibilidades pontuais das diferentes fontes presentes no sistema interligado, a curva de oferta e os preços estipulados ao longo do dia são compostos por preços bastante variável, como ilustrado nos Apêndice 1 e Apêndice 2, referentes ao mercado diário de 20/08/2020.

A abordagem para verificar a sustentabilidade tarifária dos casos de estudo neste trabalho foi comparar os preços médios dos respetivos mercados que representa o maior número de contratações de energia com o custo operacional das principais fontes que compõem a matriz energética. A partir do índice de Levelized Cost Of Energy (LCOE) é possível determinar o preço mínimo, por unidade de produção, a qual a energia deve ser vendida ao longo da vida útil da geradora para que seja considerável rentável. [77] Levando em consideração o capital inicial, os custos de operação e manutenção, e os custos de investimentos distribuídos durante os anos de operação com as devidas correções anuais proporcionais, com base no discount rate.

A seguir é ilustrado os custos de operação, de acordo com a IEA. [78]

Tabela 5 - Custo de operação por tecnologia em Portugal

Tecnologia	LCOE €/MWh		
	Discount rate – 3%	Discount rate – 7%	Discount rate – 10%
CCGT	89,27	93,15	96,60
Fotovoltaica - Residencial	87	119,13	146,83
Fotovoltaica – Escala comercial	68,02	91,82	112,36
Eólica	55,23	73,61	89,56
Hídrica	81,03	170,33	256,86

Fonte: International Energy Agency, 2015.

Tomando como base o *Discount rate* entre os valores 6 e 7%, sendo o mais comum para este propósito, de acordo com o Instituto Português de Energia Solar (IPES), a partir da comparação dos custos de operação ilustrados acima e os preços praticados no mercado diário, variando entre 32 a 78€/MWh, conforme a figura 32, é possível concluir que a consolidação das fontes renováveis ainda dependem dos mecanismos de subsídios.

Por causa disso, o mercado hoje se encontra hoje em um impasse onde as energias renováveis dependem de subsídios e, ao mesmo tempo, a sua implementação no mercado cria um ambiente não competitivo em relação às convencionais, tornando o setor pouco atrativo para investimentos na implementação de novas centrais. [63] Como exemplo, houve situações críticas do atual modelo do mercado diário, com pontuais transações negociadas a preço zero, ocorrido em dez/2019, como ilustrado no Apêndice 3.

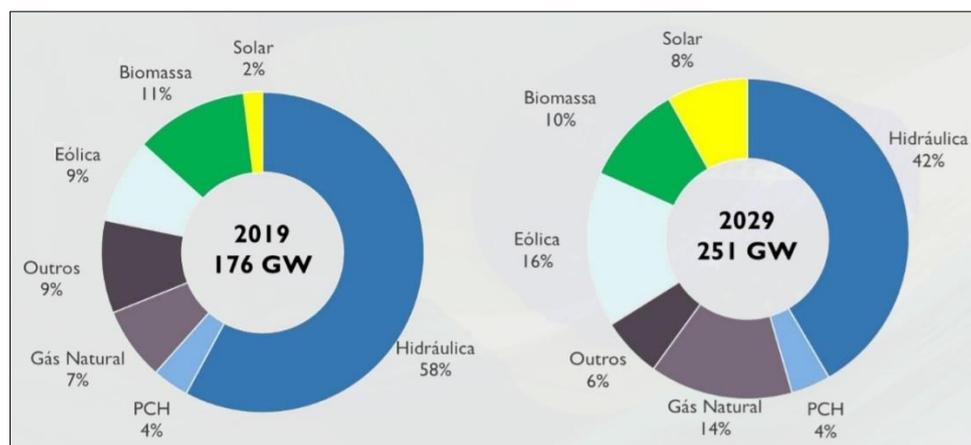
Portanto, para atender simultaneamente os objetivos estabelecidos de redução de GEE, garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores e, ainda, atingir preços estáveis e atrativos no mercado de energia, o design atual do mercado deve ser reconsiderado e as taxas de subsídios ajustadas através de graduais reduções.

Neste impasse, o sistema elétrico da península Ibérica conta também com uma maior interconexão da transmissão da rede, que tem um papel também fundamental para a estabilidade dos preços. Ainda a longo prazo, com a inserção da Smartgrid, a participação de consumidores ativos e a maior interconexão entre as redes, são fatores que ajudarão na sustentabilidade do setor.

4.2.2 Cenário atual Brasileiro

No contexto brasileiro, segundo o mais recente plano de desenvolvimento da matriz energética, PDE 2029, o balanço energético e as suas projeções são compostos conforme a Figura 34 a seguir:

Figura 34 - Balanço energético brasileiro 2019-2029



Fonte: ANEEL, 2020

Como resultado da tradicional exploração das centrais hidrelétricas de grande porte, dos incentivos fiscais nas últimas décadas e da competição sustentável que o mercado de energia proporciona, atualmente 83% do balanço energético nacional é composto por fontes renováveis. Mesmo com o efeito de economia de escala que favorece centrais de maior potência instalada, as projeções do PDE para 2029 apostam nas geradoras de menor potência instalada, caracterizando uma geração mais distribuída. [79]

Neste contexto, a ampliação dos parques eólicos tem se destacado desde 2014, com um aumento da sua potência instalada prevista de 24 GW, até 2029, e representando 16% da oferta total de energia. Assim como a energia solar, inicialmente caracterizada somente no contexto de mini produção e autoconsumo à base de créditos energéticos, em 2012, e atualmente tem a sua tecnologia em fase de desenvolvimento através dos preços competitivos nos leilões de energia. [80]

De acordo com o PDE 2029, ambas as tecnologias, eólica e solar, têm se consolidado na matriz através dos leilões direcionados à implementação de novas centrais e, através de contratos já formalizados, a ANEEL estima uma instalação de até 22GW nos próximos anos, conforme ilustrado no Apêndice 4.

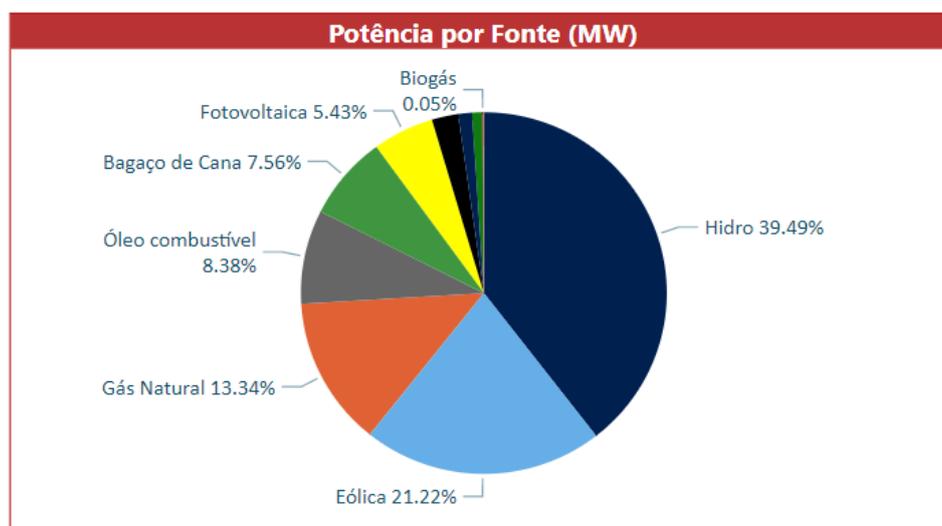
Portanto, os leilões realizados no mercado regulado desde a criação do novo modelo, em 2004, demonstraram ao longo dos anos ser o mecanismo mais adequado para a consolidação das fontes alternativas na matriz. Desta forma, as geradoras mais recentes têm a sua energia contratada através dos leilões e os empreendimentos subsidiados pela primeira fase do PROINFA, com contrato ainda em vigor, têm as suas tarifas reguladas anualmente pela ANEEL e a sua energia contratada exclusivamente no ambiente regulado. [81]

As principais vantagens e desvantagens do mercado regulado e livre no Brasil estão ligados diretamente ao quão bem estruturada está a sua gestão. Por mais atrativo que o mercado livre inicialmente pareça, devido à liberdade de negociação dos seus termos contratuais, os consumidores estão sujeitos a formalizar contratos com estimativas da demanda de energia não coerentes com o seu consumo efetivo. Muitas vezes, estas implicam uma análise complexa e estão sujeitas a penalidades ou perdas, baseadas na diferença do valor pago na contratação efetiva e no valor estabelecido no mercado de curto prazo, através do PLD.

No mercado regulado por sua vez, como melhor detalhado no capítulo anterior, 3.3.1.1, entre a formulação do leilão e a contratação efetiva de energia, para garantir o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia, existem várias etapas representadas por diferentes entidades. São realizadas as estimativas de consumo, por parte das distribuidoras locais, e os estudos técnicos e projeções, por parte da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia para atender esta demanda. Por causa disso, é neste ambiente que atualmente é contratada mais de 70% da energia consumida no país, e através deste mecanismo que o sistema tarifário brasileiro é considerado sustentável. [63]

Além disso, como mencionado no contexto do fim da primeira fase do PROINFA, também há outros pontos positivos que os leilões realizados desde 2005 proporcionaram, como a capacidade de expansão do setor e a consolidação das recentes fontes de forma competitiva no mercado. Em outras palavras, em sintonia com os planos decenais realizados pela EPE, os leilões são destinados exclusivamente à construção de novos empreendimentos, de acordo com a sua fonte e os planos decenais de expansão. Os seus contratos são formalizados antes do ano de início de operação e, por se tratar de leilões distintos dos destinados aos empreendimentos existentes ou convencionais, as taxas de aquisição negociadas também são privilegiadas, de modo a amortizar o seu investimento e garantir a sua futura receita. Deste modo, a expansão do setor através destes leilões designados à novos empreendimentos (LEN), teve um acréscimo de 90GW dividida conforme ilustrado na Figura 35:

Figura 35 - Expansão do setor elétrico brasileiro via leilões LEN

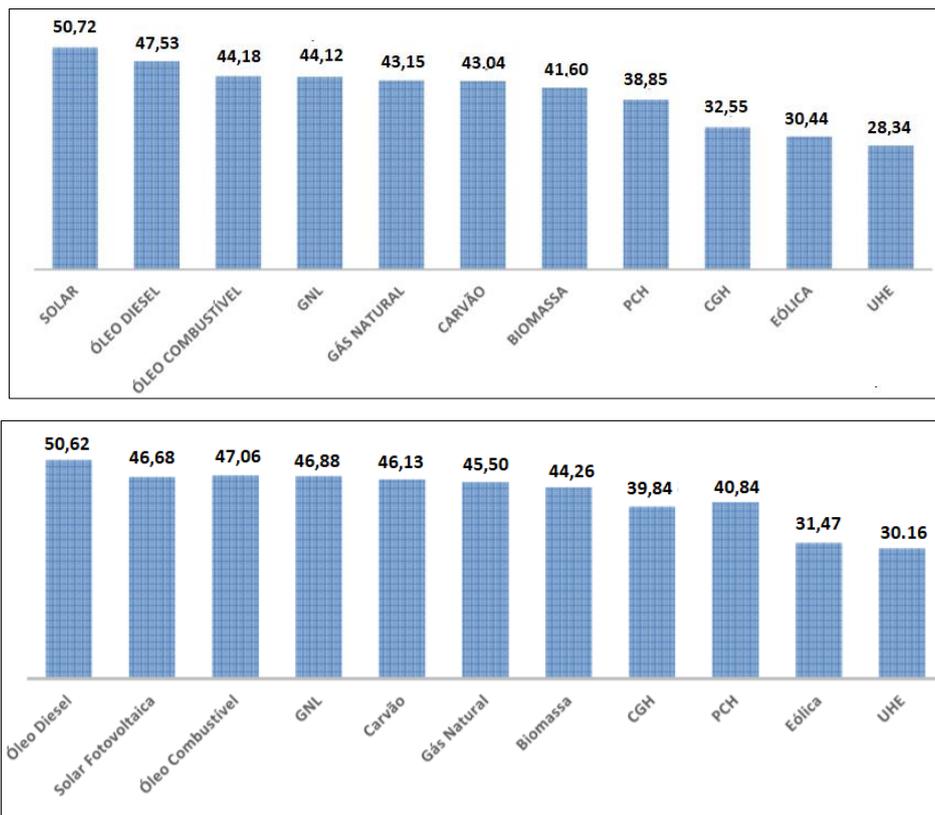


Fonte: CCEE, 2020

Diferentemente do preço de marginal único que o mercado diário de energia se caracteriza no contexto Ibérico, no contexto brasileiro os preços de aquisição de energia são definidos consoantes os diferentes leilões realizados e as diferentes fontes às quais os leilões são destinados.

Através da plataforma de monitoramento da ANEEL, é possível ter uma perspectiva geral no dos leilões realizados desde 2005 no Apêndice 5. A Figura 36 mostra os preços médios, em €/MWh, praticados através dos leilões, em 2018 e 2019.

Figura 36 - Preço médio dos leilões por fonte, em 2018 e 2019



Fonte: CCEE, 2020.

Como ilustrado, os preços praticados no mercado de energia são estipulados de acordo com os leilões específicos e as diferentes tecnologias designadas. Este mecanismo, portanto, permite a coexistência e a rentabilidade de empreendimentos com diferentes custos de operação.

A abordagem do Estado com os contratos beneficiados pelos subsídios *feed-in* ainda em vigor, de forma a realizar ajustes anuais e efetuar a sua contratação de energia de forma exclusivamente regulada, aliada ainda à esta individualidade dos preços consoante os diferentes leilões praticados no mercado regulado, são os principais fatores que tornaram o sistema tarifário brasileiro sustentável e, assim, referência para ao impasse em que o sistema tarifário português se encontra.

5 CONCLUSÕES

Conforme proposto na introdução, a abordagem do termo de sustentabilidade dentro de cada contexto dos sistemas elétricos português e brasileiro, dividindo-a de acordo com as perspetivas ambientais, energéticas e económicas, proporcionou uma visão mais ampla de ambos os cenários e a possibilidade de uma comparação com fundamento.

Uma vez que as políticas de incentivos à implementação de fontes alternativas na matriz energética estão intrinsecamente ligadas às metas e políticas ambientais, a sua breve análise na primeira sessão dos capítulos 2 e 3 foi importante para perceber qual a expectativa dos impactos dos subsídios na matriz e quais os seus principais objetivos para os próximos anos.

Os choques petrolíferos da década de 70 e a pressão crescente das metas ambientais, fizeram com que os incentivos estatais de ambos os países buscassem resultados a curto prazo. A partir da análise da evolução das matrizes individuais, na segunda sessão dos capítulos 2 e 3, é possível notar que em ambos os casos as iniciativas tomadas se sobrepuseram ou tiveram seus cálculos de subsídios superestimados, como o caso dos modelos de *feed-in*. No cenário português, antes da sua entrada na União Europeia em 1986, as suas iniciativas eram voltadas à independência da geração de energia a partir do petróleo. Como resultado, mesmo sem grande financiamento inicialmente disponível, as fontes de energia a partir da biomassa e do biogás começaram a ter uma maior participação na matriz. Depois de se tornar membro da UE, as iniciativas foram mais bem financiadas e, sob influência política, os novos subsídios tiveram como objetivo alcançar as metas ambientais estipuladas, e cada vez mais rigorosas. Foi neste contexto que foram criados os programas de subsídios de maior impacto em Portugal, com destaque à FIT. Como resultado, grande parte das metas ambientais foram alcançadas e o seu balanço energético é atualmente composto pelas fontes renováveis eólica e fotovoltaica, como apresentado no capítulo 4.

No cenário brasileiro, o consumo do petróleo como fonte primária de energia estava vinculada às políticas de desenvolvimento não só no setor elétrico, mas também de transportes. As fontes alternativas só começaram a se desenvolver de forma mais expressiva a partir das iniciativas estatais desencadeadas pelos choques petrolíferos, na década 70. Através do incentivo Próalcool, em 1975, devido à experiência do seu plantio e da utilização em outros contextos económicos, a geração de eletricidade a partir da cana-de-açúcar foi uma das primeiras fontes alternativas a se desenvolver e complementar em grande parte o uso do petróleo, principalmente no setor de transportes.

Entretanto, caracterizado pela ditadura, pela exponencial dívida externa e pelas crises económicas, os anos seguintes no Brasil foram marcados por grande instabilidade. No mesmo período, as iniciativas de subsídios no setor energético deixaram de ter apoio do Estado, estagnando o seu desenvolvimento. Posteriormente, com o retorno da indústria a partir de 2001, houve a crise energética. Foi neste contexto que foram criadas as principais entidades de planeamento do setor elétrico e o programa de incentivo de maior impacto no país – PROINFA. Como resultado, o seu balanço energético atual também é composto maioritariamente por fontes renováveis. Já em relação aos índices de emissão de GEE em 2020, por conta do aumento de 30% das queimadas, e este representando 80% da emissão total do país, as metas ambientais estipuladas para este ano foram comprometidas.

Influenciados pela tendência internacional das tarifas de *feed-in*, os programas de incentivos de maior impacto nos sistemas elétricos brasileiro e português, PROINFA e FIT respectivamente, aderiram o mesmo mecanismo de subsídio e ainda formalizaram contratos a longo prazo de subsídios. Como contextualizado no presente trabalho, as tarifas *feed-in* são caracterizadas pelo rápido resultado, mas também têm a tendência de superestimar os cálculos das tarifas, se não ajustados, e por si só não são capazes de proporcionar um ambiente de competitividade entre as demais.

Conforme explicado no capítulo 4 e ilustrado no modelo de adaptação dos subsídios face o amadurecimento da tecnologia, os critérios para escolher e ajustar os mecanismos de subsídio, com base na curva de aprendizado de cada tecnologia, são tão importantes quanto o próprio propósito dos incentivos às fontes alternativas. Enquanto os outros países tiveram um controle melhor das tarifas de *feed-in* através de mecanismos de redução das taxas orientada pelo mercado, Portugal se encontrava em uma situação delicada e sobrecarregado de empreendimentos renováveis com contratos contemplados pelo subsídio que não estavam de acordo com o perfil do ambiente de contratação de energia atual. O Brasil por sua vez, além de ajustar anualmente as taxas de subsídio através da ANEEL, as contratações da energia dos empreendimentos ainda subsidiados pelo PROINFA são realizadas exclusivamente no mercado regulado, de forma a não impactar no ambiente competitivo dos demais.

Considerando os contratos contemplados pelo mecanismo *feed-in* ainda em vigor, os contextos individuais do desenvolvimento e a formulação dos ambientes de contratação de energia a partir dos anos 2000, estes fatores foram decisivos para proporcionar a consolidação das fontes renováveis em harmonia com as demais fontes convencionais, e ainda garantir a sustentabilidade do sistema.

No cenário de Portugal, a regulamentação e liberalização do mercado foram influenciadas pelo contexto europeu, e a posterior unificação com Espanha através da criação do MIBEL, foi um processo lento e de difícil integração entre as infraestruturas dos dois sistemas elétricos. Além disso, o “arranque” deste processo e a inserção das recentes fontes renováveis no mercado, contribuíram para a volatilidade dos preços, conforme explicado no capítulo 4. Este facto, aliado às fontes renováveis ainda serem subsidiadas, agravaram a sua dependência de subsídios, e, por causa do efeito merit-order, diminuíram ainda mais a receita das centrais convencionais, comprometendo a sua rentabilidade a longo prazo e tornando o setor menos atrativo aos investimentos para novas centrais.

No cenário brasileiro, a revisão do modelo do setor elétrico e a sua nova regulamentação foram realizados após as falhas de gestão estatal do setor e as crises energéticas, em 2001. Pela forma com que o país tem gerido as antigas centrais, com contratos de subsídios *feed-in* ainda em vigor, aliada à criação de novas entidades para a gestão do mercado e o seu perfil de leilões, onde as geradoras de custos operacionais diferentes estão sujeitas à preços celebrados através leilões diferentes, resultaram em um sistema tarifário sustentável e de referência. Com base nesses argumentos, o sistema tarifário português deve ser redesenhado de forma a tornar rentável a coexistência de geradoras de diferentes custos operacionais e, ao mesmo tempo, suportar as centrais com contratos antigos de subsídio *feed-in* ainda em vigor da mesma forma que o Brasil o fez – Com reajustes regulados e a sua contratação em um ambiente à parte. Essas alterações contam com a flexibilidade política do Estado e das geradoras, além de uma inevitável mudança drástica, e talvez independente, no mecanismo atual de contratação de energia, pelo menos até a consolidação efetiva das fontes renováveis.

6 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] (i) Asian Clean Energy Forum, 2017, Manila - Filipinas; (ii) Bloomberg The Future of Energy Summit 2017 e 2016, New York - EUA (iii) Expo 2017 Future Energy, Astana - Cazaquistão
- [2] Adene & Ineti, "Fórum Energias Renováveis em Portugal – Relatório de Síntese", ISBN, Lisboa 2001. Disponível em: https://escoladaenergia.abae.pt/investiga/docs/pdf/EnergiasRenovaveis_Portugal.pdf, acesso em dez./2019.;
- Comissão Europeia, "Relatório da Comissão ao parlamento europeu e ao conselho", SWD, 2018. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0716&from=EN>, acesso em fev./2019
- [3] Fonseca, R.B., "Ambiente, Ciência e Cidadãos", Esfera do Caos, Lisboa, jan. 2010.
- [4] O. Souza, Maria, "From Kyoto Protocol to Paris Agreement: An Analysis of Global Climate Regime Changes Based on a Study of the Evolution of Green Gases Emissions Profiles", Universidade Federal do Para, 2017.
- [5] European Commission, online portal EU Action > Climate strategies & targets, "2020 climate & energy package", online. Disponível em: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en.
- [6] AAVV, "Relatórios do estado do ambiente e do ordenamento do território em Portugal – 20 anos", Lisboa: Agência Portuguesa do Ambiente/Ministério do Ambiente, 2007.
- [7] International Energy Agency, "Renewable energy - Market & policy trends in IEA countries", OECD/IEA, 2004.
- [8] European Commission, "Commission Staff Working Document", Energy Union Factsheet Portugal, SWD, 2017. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/energy-union-factsheet-portugal_en.pdf, acesso em jun./2019
- [9] M. A. Matos, "Risco e incerteza nas fontes renováveis de produção eléctrica", iOnline, 2012.
- [10] REN, "Relatório Intercalar sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Eletricidade 2009-2020", Lisboa, 2008.
- [11] S. Di Berardino Eugénio, "Produção e utilização de bioenergia em Portugal", Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), Lisboa 2006.
- [12] Schmalensee, R., "Evaluating policies to increase electricity generation from renewable energy", 2012
- [13] Energias endógenas de Portugal (E2P), Base de dados de fontes renováveis de energia, online. Disponível em: <http://e2p.inegi.up.pt/#Tec2>, acesso em jul./2019
- [14] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), "Acesso às redes, às infraestruturas e às interligações", online. Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-gas-natural/acesso-as-redes-as-infraestruturas-e-as-interligacoes/>, acesso em jul./2019.

- [15] Direcção Geral de Energia e Geologia, “Balanço Energético”, online, 2016. Disponível em: <http://www.dgeg.gov.pt/wwwbase/wwwinclude/ficheiro.aspx?access=1&id=15901>, acesso em jul./2019.
- [16] Cunha, L. V., “Segurança Ambiental e Gestão dos Recursos Hídricos”, 4º Congresso da Água, Lisboa, 1998.
- [17] Vivas, E., & Maia, R., “A gestão de escassez e secas enquadrando as alterações climáticas”, Recursos Hídricos, 2010.
- [18] L. M. B. Miguel, “Dissertação em Gestão de Energia Elétrica - Mini-Hídrica”, Coimbra, 2005
- [19] Diário da República, Resolução do Conselho de Ministros n.154/2001 2001, Programa E4, 2001. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/584617>, acesso em ago/2019.
- [20] Diário da República, Decreto-Lei n.º 189/88, N.º 123, online, mai.1988. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/374244>, acesso em ago/2020.
- [21] Mendonca, M., “*Feed-in tariffs: accelerating the deployment of renewable energy*”, Earth Scan, 2007.
- [22] Diário da República, Decreto-Lei n.º 153/2014, 1.ª série, N.º 202, out.2014. Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/58406974>, acesso em ago/2020.
- [23] Diário da República, Decreto-Lei n.º 225/2007, Portaria n.º 865/2009, online, Disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/493489>, acesso em ago/2020.
- [24] Castro, Rui, “Uma introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e mini-hídrica”, IST Press, 3ª Edição, jul./2018.
- [25] APREN, “Estudo do Impacto Macro Económico do Sector das Energias Renováveis em Portugal”, 2008
- [26] ENE, “Resolução do Conselho de Ministros ENE2020 – Plano Novas Energias”, 2010.
- [27] Direcção Geral de Energia e Geologia (DGE), “Key energy statistics”, Ambiente e Transição Energética, março 2019. Disponível em: <http://www.dgeg.gov.pt/wwwbase/wwwinclude/ficheiro.aspx?access=1&id=13983>, acesso em ago/2019.
- [28] Associação Internacional das Comunidades de Expressão Portuguesa (AICEP), “O setor elétrico. Infraestruturas – Eletricidade”, Informação Portugal, ago/2008.
- [29] European Union, “Versões consolidadas do tratado da união europeia e do tratado que institui a comunidade europeia”, Jornal Oficial da União Europeia, 2006.
- [30] Silva, P. P., “O setor da energia elétrica na união europeia: Evolução e perspetivas”, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.
- [31] Redes Energéticas Nacionais (REN), “Quem somos: Contexto regulamentar”, online, 2019. Disponível em: https://www.ren.pt/pt-PT/quem_somos/contexto_regulamentar, acesso em out./2019.

[32] EDP, portal “Setor energético em Portugal”, online. Disponível em: <https://portugal.edp.com/pt-pt/a-edp-em-portugal/setor-energetico-em-portugal#geracao-hidrica-e-termica>, acesso em out/2019.

[33] ERSE, portal “Atividade>Regulação>Tarifas e preços-Eletricidade”, online, 2020. Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>, acesso em fev./20120.

[34] Pepermans, G., Proost, “The liberalisation of the energy setor in the european union”, Working Paper Series no. 2000-3, 2000. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/5020294_The_Liberalisation_of_the_Energy_Setor_in_the_European_Union/link/09e4150bca5b65ed8d000000/download, acesso em jan./2020.

[35] ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020”, dossiê de imprensa, 2019. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/proposta-de-tarifas-e-precos-para-a-energia-eletrica-em-2020--dossier-de-imprensa.pdf>, acesso em fev./2020

[36] ERSE, “Estrutura tarifária do setor elétrico em 2020”, dezembro 2019. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/3hld3udz/estrutura-tarif%C3%A1ria-2020-dez19.pdf>, acesso em ago./2020

[37] ERSE, portal “Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)”, online. Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/>, acesso em ago./2020.

[38] ERSE, “Resumo informativo - Mercado liberalizado Eletricidade”, boletim ERSE, Ago/2019. Disponível em: https://www.erse.pt/media/4cbfppgg/201908_ml_eletricidade.pdf, acesso em ago./2020.

[39] OMIE, “Day-ahead market operation”, Dirección de Operación del Mercado, 2020. Disponível em: <https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/day Ahead Market 0.pdf>, acesso em dez./2019.

[40] ERSE, “Resumo informativo - Mercado liberalizado Eletricidade”, boletim ERSE, Ago/2019. Disponível em: https://www.erse.pt/media/dycnoey/202002_ml_elec.pdf, acesso em ago./2020

[41] Energía Y Sociedad, “Formación de precios en el Mercado Mayorista diario de Eletricidad”, Manual de la energía, online, 2020. Disponível em: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>, acesso em jun./2020.

[42] Jacobi, P. Roberto, “O Brasil depois da Rio+10”, Revista do Departamento de Geografia, 2002. Disponível em: <http://www.revistas.usp.br/rdg/article/download/47293/51029/>, acesso em fev./2020.

[43] Ministério do Meio Ambiente e Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA, “Tomar medidas urgentes para combater a mudança do clima e seus impactos”, Caderno ODS 13, 2019. Disponível em: https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/191014_cadernos_ODS_objetivo_13.pdf, acesso em fev. 2020.

[44] CCEE, “Tratamento da energia do PROINFA na CCEE”, online, Nov.2010. Disponível em: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi13rbSmZ7rAhUpylUKHfgBC0QFjASegQIARAB&url=https%3A%2F%2Fwww.ccee.org.br%2Fdocumentos%2FCCEE_360067&usg=AOvVaw0sO0Y_1mzfoTD5CncyPJ, acesso em dez./2019.

[45] T. Tolmasquim, Maurício, “Matriz Energética brasileiras”, Novos Estudos, novembro 2007. Disponível em: <https://www.scielo.br/pdf/nec/n79/03.pdf>, acesso em fev./2020.

[46] Montalvão, Edmundo; D. Faria., Ivan, “Energia sustentável para todos”, Núcleo de Estudos e Pesquisas, online. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/outras-publicacoes/temas-e-agendas-para-o-desenvolvimento-sustentavel/energia-sustentavel-para-todos>, acesso em jan./2020.

[47] A. HAGE, José, “O poder político na energia e relações internacionais: o difícil equilíbrio entre o direito e a busca de segurança do Estado brasileiro”, Revista brasileira de política internacional, 2019

[48] P. Botacini, Guilherme, “Entre o turismo e o petróleo: população e espaço no litoral norte de São Paulo, no contexto do Pré-Sal” Dissertação Unicamp, 2019. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/334592>, acesso em dez./2019.

[49] Politize, “Pré-sal: como este recurso nacional está sendo aproveitado?”, artigo, online. Disponível em: <https://www.politize.com.br/pre-sal/>, acesso jan./2019

[50] Maluf, Gabriel, Dissertação “A competição entre o etanol de segunda geração e a produção de eletricidade pelo uso do bagaço”, Fundação de Getúlio Vargas, Escola de Economia de São Paulo, 2014. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/11528>, acesso em jan./2020.

[51] Moretto, E. Mateus, “Histórico, tendências e perspectivas no planejamento espacial de centrais (usinas) hidrelétricas brasileiras: a antiga e atual fronteira Amazônica”, Ambiente & Sociedade, vol.15, 2012. Disponível em: https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1414-753X2012000300009&script=sci_arttext&tlng=pt, acesso em fev./2020.

[52] Da Silva, C. Luiz, “Análise de possibilidade de expansão das Pequenas Centrais Hidroelétricas no Brasil: um estudo dos limitantes e potencialidades da cadeia produtiva à luz da sustentabilidade”, DMA, vol 37, Maio/2016. Disponível em: <https://revistas.ufpr.br/made/article/download/44992/28094>, acesso em fev./2020.

[53] Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, “Relatório da ANA apresenta situação das águas do Brasil no contexto de crise hídrica”, online, 2017. Disponível em: <https://www.ana.gov.br/noticias/relatorio-da-ana-apresenta-situacao-das-aguas-do-brasil-no-contexto-de-crise-hidrica>, acesso em abril/2020.

[54] F.R., Martins, “O aproveitamento da energia eólica”, Revista brasileira de ensino de física, ISSN 1806-1117, 2008. Disponível em: https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1806-11172008000100005&script=sci_arttext&tlng=pt, acesso em abril/2020.

[55] O.A.C. do Amarante, M. Brower, J. Zack e A.L. Sá, “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf, acesso em abril/2020.

- [56] ANEEL, “Evolução da energia eólica no Brasil”, online, SCR, 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/c4M6OIoMkLad/content/evolucao-da-energia-eolica-no-brasil?inheritRedirect=false, acesso em abril/2020.
- [57] PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F., “As perspectivas do setor elétrico após o racionamento”, Texto para Discussão nº 97, BNDES, 2002
- [58] T. Tolmasquim, Maurício, “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”, Synergia, 2011. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19891/19891_6.PDF, acesso em jun./2020.
- [59] ANEEL, “Indicadores da distribuição”, online, SRD, 2017. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/indicadores-da-distribuicao>, acesso em fev./2020.
- [60] CCEE, Mudanças no setor elétrico brasileiro, portal online, 2020. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=pkpnkgbbp_199&_afLoop=26250470047580, acesso em jul./2020.
- [61] CCEE, “Regras de comercialização – Contratos”, versão 2020.2.0. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_644664, acesso em jul./2020.
- [62] ABRADÉE, portal Setor elétrico>Leilões de energia, online, 2020. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia/>, acesso em jul./2020.
- [63] CCEE, “Regras de Comercialização”, versão 2009, Resolução Normativa ANEELnº341/2008. Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_DOC_014943, acesso em jul./2020.
- [64] ANEEL, “Regras de Comercialização - Contratação de Energia de Reserva”, versão 2015.1.0. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/056/documento/18_-_contratacao_de_energia_de_reserva_2015_1_0_rev01.pdf, acesso em jul./2020.
- [65] ANEEL, “Manual de instrução”, B3 S.A, edital do leilão nº04/2018. Disponível em; https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/ANEEL_04.2018_MANUAL_2018.11.2_2_final.pdf, acesso em ago/2020.
- [66] European Commission, portal EU Action> Climate strategies & targets, “2020 climate & energy package”, online. Disponível em: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en, acesso em abril/2020.
- [67] OECD, “Policy responses to COVID-19”, online, jun./2020. Disponível em: <http://www.oecd.org/coronavirus/policy-responses/covid-19-and-the-low-carbon-transition-impacts-and-possible-policy-responses-749738fc/>, acesso em ago./2020.

- [68] SEEG, “Relatório Síntese - Análise das emissões brasileiras de GEE”, Observatório do Clima, 2019. Disponível em: http://www.observatoriodoclima.eco.br/wp-content/uploads/2019/11/OC_SEEG_Relatorio_2019pdf.pdf, acesso em ago./2020.
- [69] GOLDEMBERG, “Publicação: Energia e Desenvolvimento no Brasil”, iCS Instituto E+, 2020. Disponível em: http://www.emaisenergia.org/wp-content/uploads/2020/04/EPublicacao_Goldemberg.pdf, acesso em ago./2020.
- [70] Midttun, Atle, “Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry”, Energy Policy, Volume 35, issue 3, Mar/2007. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421506001856>, acesso em ago/2020.
- [71] REN, “Desenvolvimentos, em Portugal, do Sistema RECS – Renewable Energy Certificate System”, online, 2008. Disponível em: <https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoCertificados/InformacaoTrimestral/1%C2%BA%20Trimestre%202006.pdf>, acesso em ago/2020.
- [72] Diário da República, “Ministério do Ambiente, ordenamento do território e energia “, 1ª série, Nº 202, Out/2014. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/58428682>, acesso em ago/2020.
- [73] Chyong, Chi; Pollitt, Michael; Cruise, Reuben, “Can wholesale electricity prices support ‘subsidy-free’ generation investment in Europe”, Cambridge Working Paper in Economics, 2019.
- [74] APREN, portal “Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental (junho 2020)”, online. Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>, acesso em ago./2020.
- [75] APREN, boletim informativo, “março 100 % renovável - primeiro mês com consumo de eletricidade assegurado por fontes renováveis é record de enorme relevância”, online. Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/marco-100-renovavel--primeiro-mes-com-consumo-de-eletricidade-assegurado-por-fontes-renovaveis-e-record-de-enorme-relevancia>, acesso em ago./2020
- [76] APREN, publicação “Anuário APREN 2019”, online, 2020. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/anuario-2019-aprenebook-v2.pdf>, acesso em ago/2020.
- [77] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Power Generation Costs in 2019”, online, 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf, acesso em ago. 2020.
- [78] IEA, “Projected Costs of Generating Electricity”, 2015 Edition, NEA, 2015. Disponível em: <https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf>, acesso em ago/2020.

[79] ANEEL, “Balanço energético nacional”, EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>, acesso em fev./2020.

[80] Ministério de Minas e Energia, “Plano Decenal de Expansão de energia 2019 - 2029”, EPE Governo Federal, fevereiro de 2020. Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/documents/78404/0/Apresenta%C3%A7%C3%A3o+PDE+2029+-+REIVE+BARROS/e6df4e97-f42f-9214-e24f-e122b4e0863d>, acesso em ago./2020.

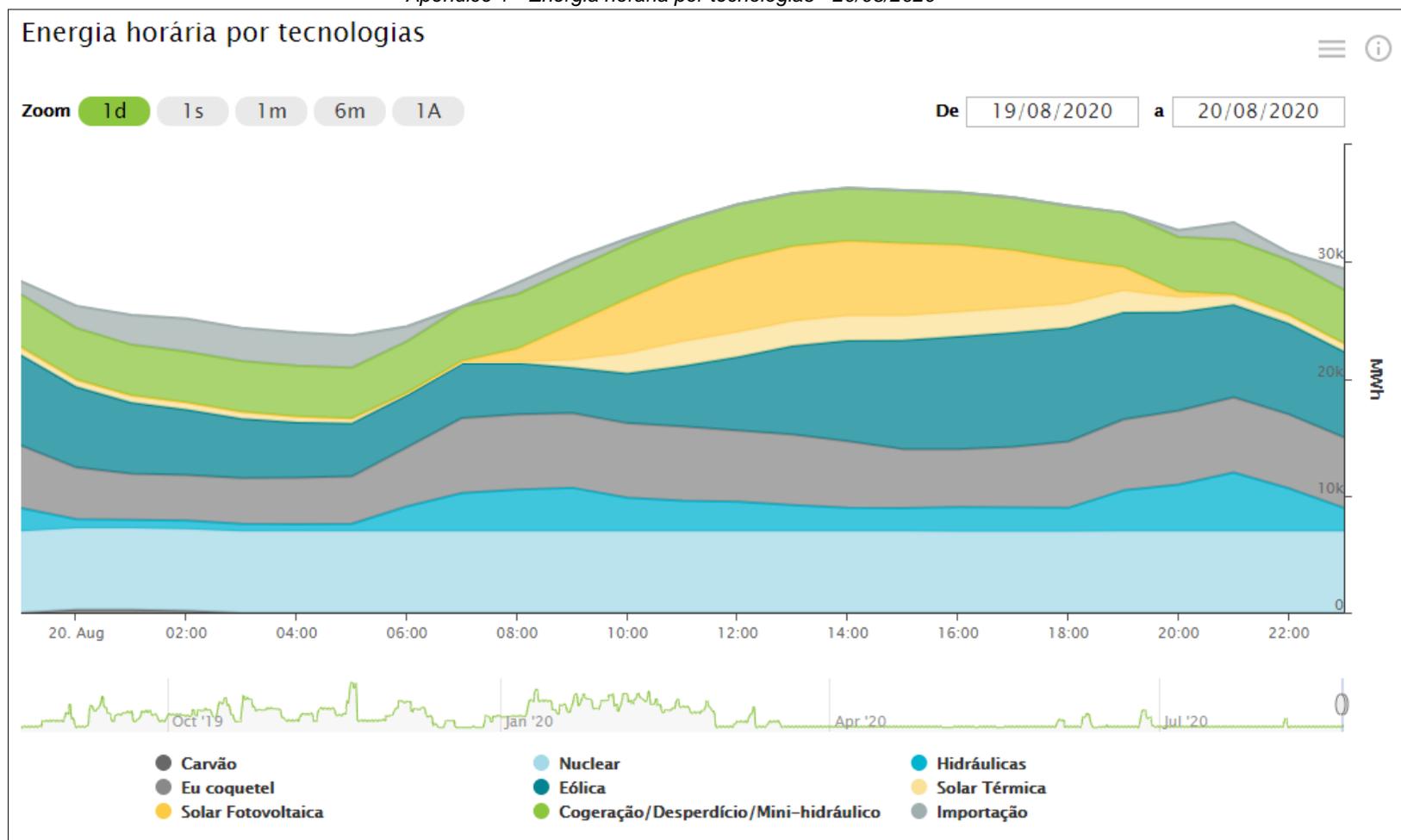
[81] Dutra, M. Ricardo; Szklo, S. Alexandre, “A energia eólica no Brasil: PROINFA e o Novo Modelo do Setor Elétrico”, artigo Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/CBE_XI-Artigo2.pdf, acesso em ago/2020.

[82] SEEG, “Nota técnica: Impacto da pandemia de COVID-19 nas emissões de gases de efeito estufa no Brasil”, Observatório do Clima, maio/2020. Disponível em: http://www.observatoriodoclima.eco.br/wp-content/uploads/2020/05/SEEG-OC_Nota_Tecnica_Covid19_Final.pdf, acesso em ago./2020.

7 APÊNDICES

Apêndice 1 - Energia horária por tecnologias - 20/08/2020



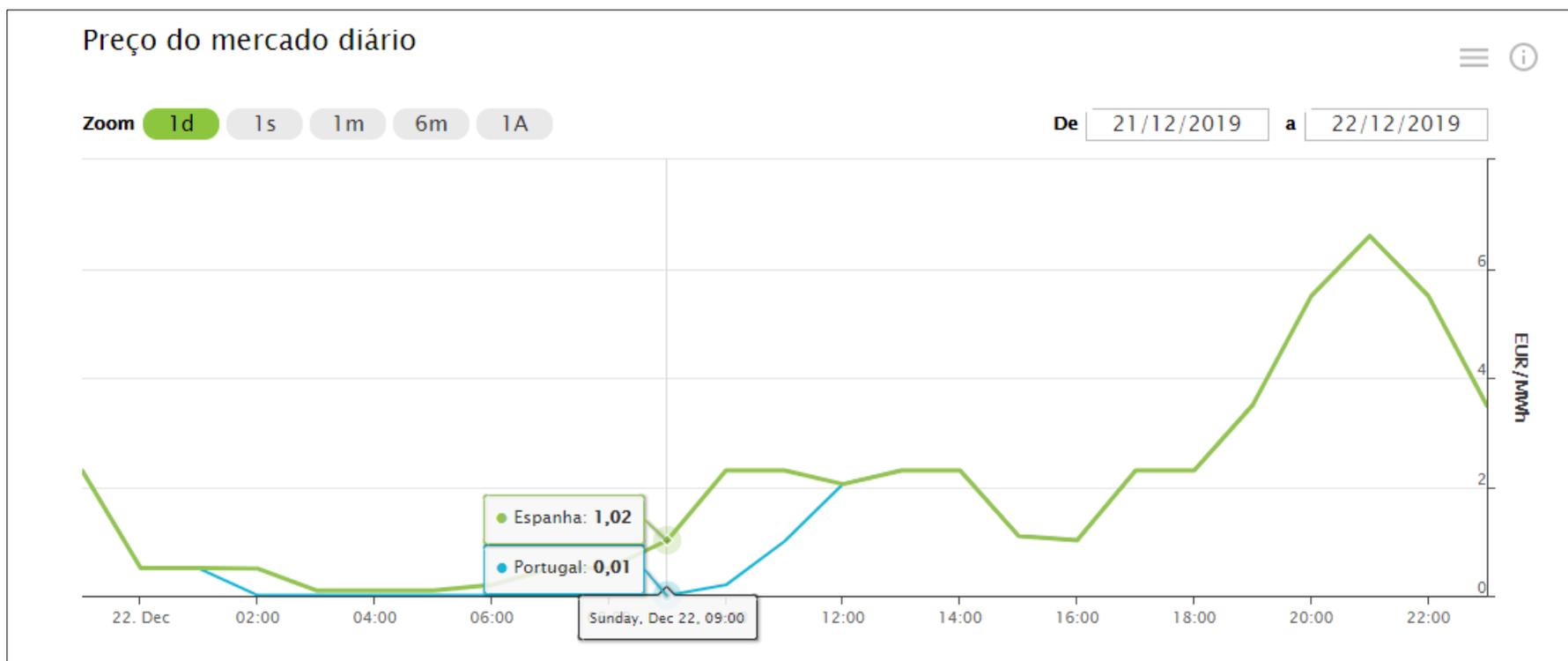
Fonte: OMIE, 2020.

Apêndice 2 - Preço horário do mercado diário 20/08/2020



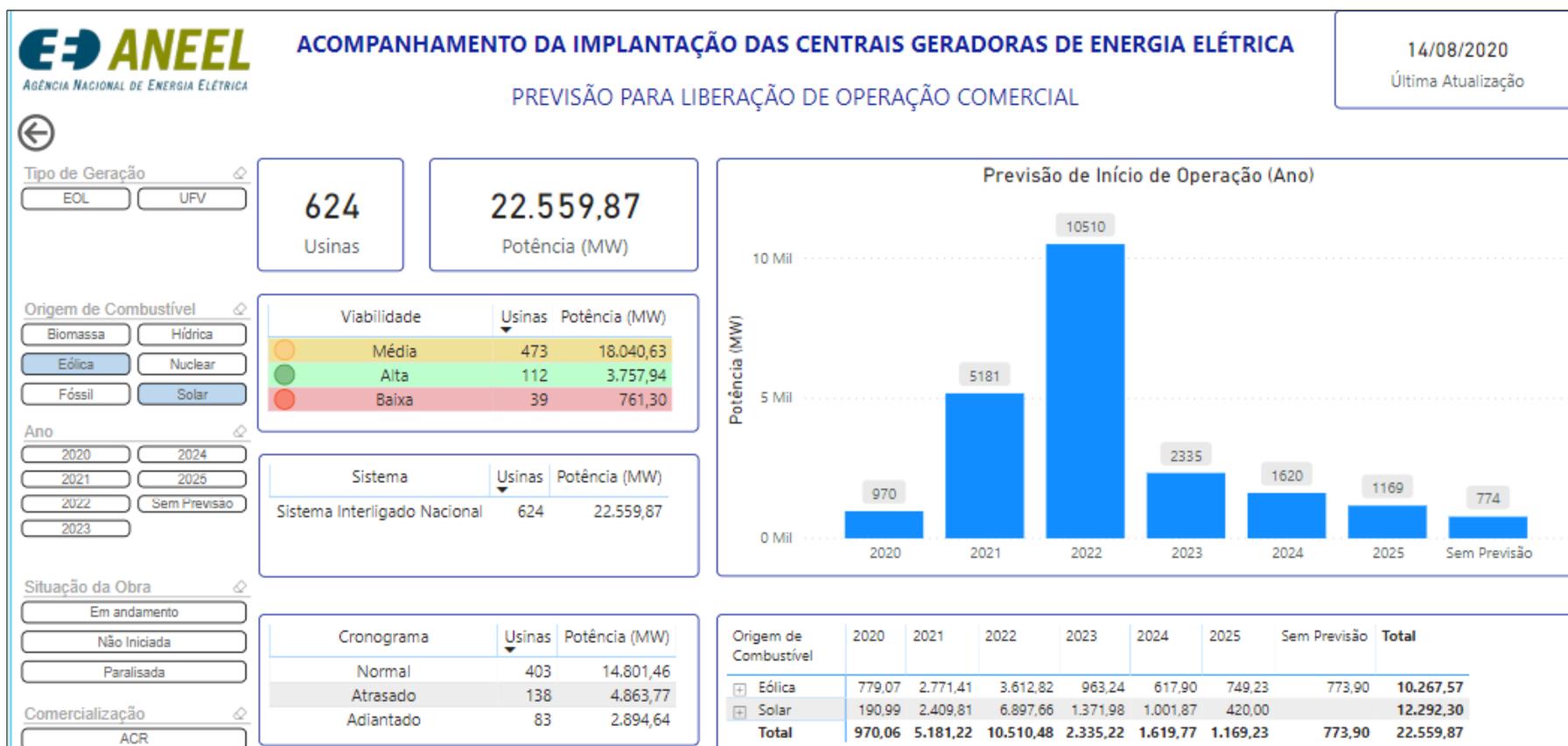
Fonte: OMIE, 2020

Apêndice 3 - Preços negociados a preço zero, em dez/2019



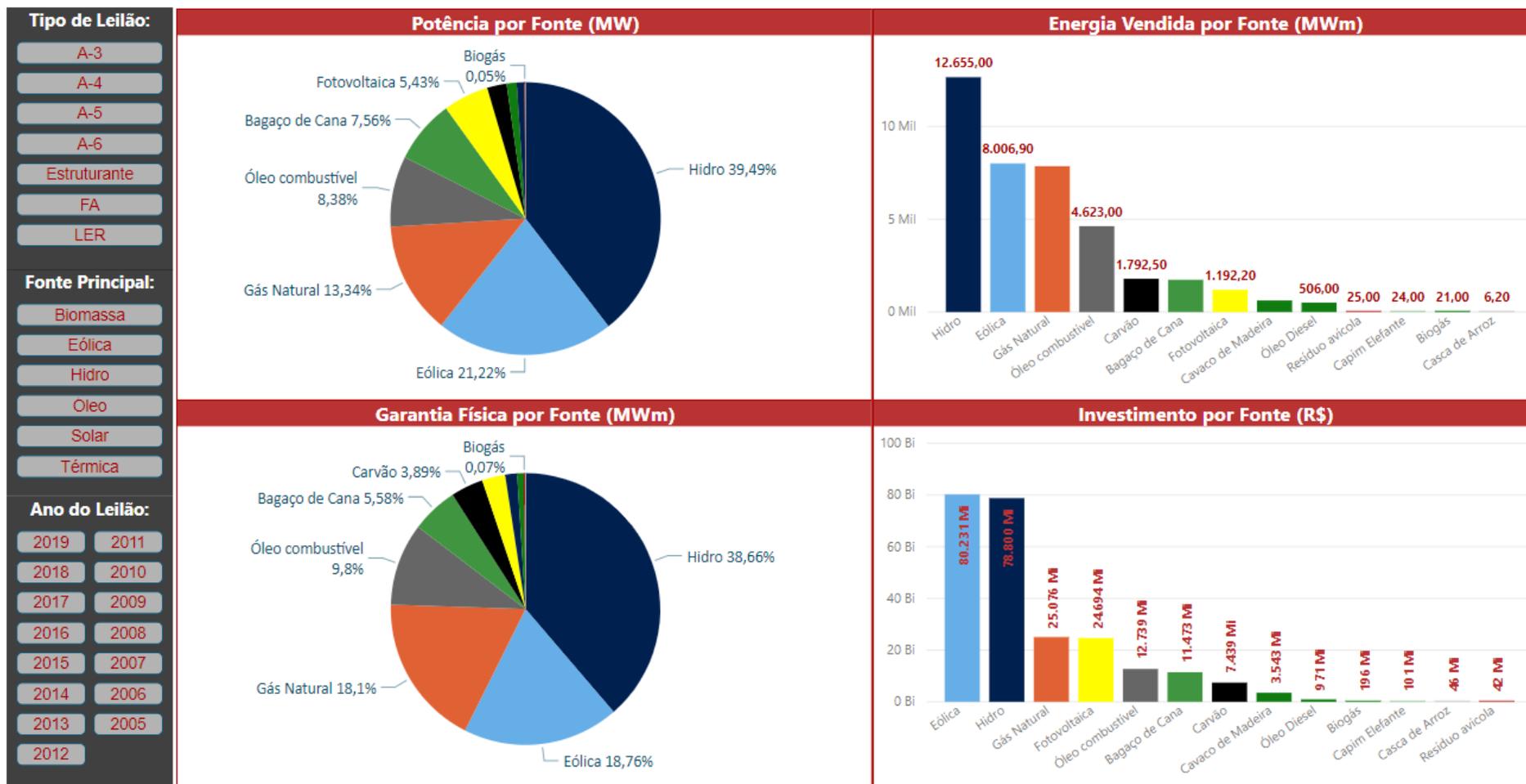
Fonte: OMIE, 2020.

Apêndice 4 – Perspetiva da expansão das tecnologias eólicas e fotovoltaicas, via LEN



Fonte: ANEEL, 2020.

Resultados dos Leilões por Fonte



Fonte: ANEEL, 2020.

