



apa agência portuguesa
do ambiente



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO
MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

RETOS ACTUALES Y A MEDIO PLAZO RESPECTO A LAS NECESIDADES DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA, EN EL CONTEXTO DEL MIBEL Y DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

DESAFIOS ATUAIS E DE MÉDIO PRAZO PARA AS NECESSIDADES DE PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO ÂMBITO DO MIBEL E DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

**Grupo de Trabajo Agua y Energía –
Convenio de Albufeira
Octubre 2023**

**Grupo Trabalho Água e Energia –
Convenção de Albufeira
Outubro 2023**

ÍNDICE		ÍNDICE	
1. RESUMEN EJECUTIVO	4	1. SUMÁRIO EXECUTIVO	4
2. CONTEXTO	6	2. ENQUADRAMENTO	6
3. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA PENÍNSULA IBÉRICA	12	3. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NA PENÍNSULA IBÉRICA	12
3.1. SISTEMA ELÉCTRICO EN PORTUGAL Y EN ESPAÑA	12	3.1. SISTEMA ELÉTRICO EM PORTUGAL E EM ESPANHA	12
3.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÉS	12	3.1.1 SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS	12
3.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO EN ESPANHA	16	3.1.2 SISTEMA ELÉTRICO EM ESPANHA	16
3.2. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ÚNICO - MIBEL	25	3.2. FUNCIONAMENTO DO MERCADO ÚNICO - MIBEL	25
4. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	34	4. PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	34
4.1.MIX DE FUENTES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.	34	4.1. MIX DE FONTES NA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	34
4.1.1 PORTUGAL	34	4.1.1 PORTUGAL	34
4.1.2 ESPANHA	36	4.1.2 ESPANHA	36
4.2.GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	38	4.2.PRODUÇÃO HIDROELÉTRICA	38
4.2.1 PORTUGAL	38	4.2.1 PORTUGAL	38
4.2.2 ESPANHA	43	4.2.2 ESPANHA	43
4.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE NO GESTIONABLE (SOLAR, EÓLICA...) EXISTENTE Y PREVISTA	49	4.3 PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL VARIÁVEL (SOLAR, EÓLICA,...) EXISTENTE E PREVISTA	49
4.3.1 PORTUGAL	49	4.3.1 PORTUGAL	49
4.3.2 ESPANHA	51	4.3.2 ESPANHA	51
4.4 SISTEMA HÍBRIDOS (SOLAR, EÓLICO, ...) ASOCIADOS A CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	56	4.4 SISTEMA HÍBRIDOS (SOLAR, EÓLICO, ...) ASSOCIADOS ÀS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS	56
4.4.1 PORTUGAL	58	4.4.1 PORTUGAL	58
4.4.2 ESPANHA	58	4.4.2 ESPANHA	58
4.5 PREVISIONES FUTURAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL MIX ENERGÉTICO	60	4.5 PREVISÕES FUTURAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO MIX ENERGÉTICO	60

4.5.1 PORTUGAL	60	4.5.1 PORTUGAL	60
4.5.2 - ESPANHA	62	4.5.2 ESPANHA	62
5.ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO EXISTENTE Y EVOLUCIÓN PREVISTA	64	5. ARMAZENAMENTO HÍDRICO EXISTENTE E PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO	64
5.1 GESTIÓN DEL ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO EXISTENTE, E INFLUENCIA DE LA CARACTERIZACIÓN DEL AÑO HIDROLÓGICO (SECO, MEDIO O HÚMEDO) EN UNA PERSPECTIVA ANUAL E HIPERANUAL	64	5.1 GESTÃO DO ARMAZENAMENTO HÍDRICO EXISTENTE E INFLUÊNCIA DAS CARACTERÍSTICAS DO ANO HIDROLÓGICO (SECO, MÉDIO, HÚMIDO), NUMA PERSPETIVA ANUAL E INTERANUAL	64
5.1.1 PORTUGAL	67	5.1.1 PORTUGAL	67
5.1.2 ESPANHA	72	5.1.2 ESPANHA	72
5.2 ENCAJE CON USOS EXISTENTES, PRIORITARIOS Y CON CONDICIONANTES AMBIENTALES	76	5.2 ARTICULAÇÃO COM USOS PRIORITÁRIOS E CONDICIONANTES AMBIENTAIS	76
5.2.1 PORTUGAL	76	5.2.1 PORTUGAL	76
5.2.2 ESPANHA	76	5.2.2 ESPANHA	76
5.3 EVOLUCIÓN PREVISTA DE LA CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO HIDRAULICO Y FUNCIONALIDAD A DESEMPEÑAR	78	5.3 EVOLUÇÃO PREVISTA DA CAPACIDADE DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO HÍDRICO E PAPEL A DESEMPENHAR	78
5.4 PRINCIPALES RESTOS ACTUALES Y A MEDIO PLAZO	84	5.4 PRINCIPAIS DESAFIOS ATUAIS E NO MÉDIO PRAZO	84
5.5 RELACIÓN CON LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EL CAMBIO CLIMÁTICO. VALOR APORTADO POR EL ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO	85	5.5 RELAÇÃO COM A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E TRANSIÇÃO CLIMÁTICA. IMPORTÂNCIA DO ARMAZENAMENTO HÍDRICO	85
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	88	6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	88

1. RESUMEN EJECUTIVO

En un contexto cada vez más exigente y desafiante, que reclama un mayor compromiso con las energías renovables, con vistas a descarbonizar el sector y los sistemas eléctricos, así como a garantizar una independencia energética cada vez mayor para la UE y sus Estados miembros, es importante analizar los principales retos a los que se enfrentan los sistemas y mercados energéticos, en particular los sistemas y mercados eléctricos, y evaluar la contribución del nexo agua/energía en este contexto.

Una mayor ambición, por ejemplo en el caso de las energías renovables, con la aplicación de iniciativas legislativas de la UE como "fit-for-55" o "REPowerEU", supondrá también examinar más de cerca la producción de electricidad a partir de fuentes hidroeléctricas, relacionándola también con otros fenómenos como la adaptación al cambio climático y los fenómenos meteorológicos extremos.

En el marco de la XXXIII Cumbre Luso-Española, celebrada el 4 de noviembre de 2022, se asumió el compromiso de crear un grupo de trabajo sobre agua y energía para contribuir a abordar conjuntamente el papel del agua como fuente de energía y explorar oportunidades de almacenamiento energético. Siguiendo este compromiso, la Reunión Plenaria de la Comisión para la Aplicación y el Desarrollo del Convenio de Albufeira (CADC) del 15 de diciembre de 2022 concretó la creación del Grupo de Trabajo Agua y Energía, cuyo mandato fue aprobado y firmado el 15 de febrero de 2023 por los Presidentes portugués y español de CADC.

La creación de este grupo de trabajo pretende ayudar a afrontar el reto de utilizar el agua para la producción y el almacenamiento de energía, especialmente en el contexto transfronterizo.

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Numa conjuntura cada vez mais exigente e desafiante e que implica uma maior aposta em matéria de energias renováveis, com vista à descarbonização do setor e sistemas elétricos, bem como a ser garantida uma cada vez maior independência energética da União Europeia (eu) e dos seus Estados-Membros (EM), é importante analisar os principais desafios que se colocam aos sistemas e mercados de energia, em particular aos sistemas e mercados de eletricidade e avaliar o contributo do nexus água/energia nesse contexto.

Uma maior ambição, por exemplo para as energias de fonte renovável, com a aplicação de iniciativas legislativas comunitárias como o "Fit-for-55" ou o "REPowerEU" implicará igualmente olhar-se com especial atenção para a produção de eletricidade de origem hídrica, relacionando-a igualmente com outros fenómenos como a adaptação às alterações climáticas e os fenómenos climatéricos extremos.

No âmbito da XXXIII Cimeira Luso-Espanhola, realizada a 4 de novembro de 2022, foi estabelecido o compromisso de criação de um grupo de trabalho sobre água e energia com vista a contribuir para abordar conjuntamente o papel da água como fonte de energia e explorar as oportunidades de armazenamento energético. Na sequência deste compromisso, a Reunião Plenária da Comissão para a Aplicação e Desenvolvimento da Convenção (CADC) de 15 de dezembro 2022, concretizou a criação do Grupo de Trabalho Água e Energia, cujo mandato foi aprovado e assinado a 15 de fevereiro 2023 pelos Presidentes português e espanhol da CADC.

Com a criação deste grupo de trabalho pretende-se contribuir para enfrentar o desafio da utilização da água na produção e armazenamento

El objetivo de este informe es presentar un diagnóstico del sistema de generación eléctrica de la Península Ibérica, abarcando todas las fuentes de energía, con especial atención a la contribución de las centrales hidroeléctricas. Asimismo, se pretende identificar los retos a corto y medio plazo en cuanto a las necesidades de producción y almacenamiento de electricidad, en el ámbito del MIBEL y en el contexto de la transición energética, articulando al mismo tiempo los objetivos de la Directiva Marco del Agua (D.2000/60/CE).

de energia, especialmente no contexto transfronteiriço.

O presente relatório visa apresentar um diagnóstico sobre o sistema eletroprodutor da Península Ibérica, abrangendo todas as fontes de energia, com particular enfoque para o contributo das centrais hídricas. Pretende-se, ainda, identificar desafios, a curto e médio prazo, relativos às necessidades de produção e armazenamento de eletricidade, no âmbito do MIBEL e no contexto da transição energética, realizando em simultâneo a articulação com os objetivos da Diretiva-Quadro da Água (D.2000/60/CE).

2. CONTEXTO

Las características físicas e hidrográficas de la Península Ibérica determinan que España y Portugal compartan una buena parte de sus recursos hídricos, lo que significa que el uso del agua es uno de los puntos más importantes en las relaciones bilaterales.

Las relaciones hispano-portuguesas en materia de agua culminan, tras una serie de tratados más o menos específicos, con el Convenio sobre Cooperación para la Protección y el Aprovechamiento Sostenible de las Aguas de las Cuencas Hidrográficas Hispano-Portuguesas, más conocido como Convenio de Albufeira (1998), y perfeccionado con un Protocolo de Revisión del Régimen de Caudales en 2008.

El Convenio de Albufeira incorpora las disposiciones de la política comunitaria en materia de agua y crea un marco de cooperación y coordinación para la protección de las masas de agua, de los ecosistemas acuáticos y terrestres asociados y para el aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos.

El Convenio establece los Órganos de Cooperación que se instituyen para la consecución de los objetivos del tratado, que son la Conferencia de las Partes y la Comisión para la Aplicación y Desarrollo del Convenio (CADC). Esta última es el órgano privilegiado de resolución de las cuestiones relativas a la interpretación y aplicación del Convenio, sucediendo en sus atribuciones y Competencias a la Comisión de Ríos Internacionales.

Históricamente, los gobiernos de España y Portugal han firmado acuerdos bilaterales, en beneficio mutuo, sobre los usos y aprovechamientos de los ríos transfronterizos. El establecimiento de dichos acuerdos, mediante Tratados y Convenios, ha sido una lógica consecuencia de la continua

2. ENQUADRAMENTO

As características físicas e hidrográficas da Península Ibérica determinam que Portugal e Espanha partilhem boa parte dos seus recursos hídricos, o que significa que o uso da água é um dos temas mais importantes nas relações bilaterais.

As relações luso-espanholas em matéria de água culminam, após uma série de tratados mais ou menos específicos, com o Acordo de Cooperação para a Protecção e Aproveitamento Sustentável das Águas das Bacias Hidrográficas Luso Espanholas, mais conhecido como Convenção de Albufeira (1998), e aperfeiçoado com um Protocolo de Revisão do Regime de Caudais em 2008.

A Convenção de Albufeira incorpora as disposições da política comunitária da água e cria um quadro de cooperação e coordenação para a protecção das massas de água, dos ecossistemas aquáticos e terrestres associados e para o uso sustentável dos recursos hídricos

A Convenção estabelece os Órgãos de Cooperação que são criados para atingir os objetivos do tratado, que são a Conferência das Partes e a Comissão para a Aplicação e Desenvolvimento da Convenção (CADC). Esta última é o órgão privilegiado para a resolução de questões relativas à interpretação e aplicação da Convenção, sucedendo à Comissão Internacional dos Rios nas suas atribuições e competências.

Historicamente, os governos de Espanha e Portugal assinaram acordos bilaterais, para benefício mútuo, sobre o uso e exploração de rios transfronteiriços. O estabelecimento destes acordos, através de Tratados e Acordos, tem sido uma consequência lógica da contínua transformação política, social e económica de

transformación política, social y económica de ambas Naciones, y ha contribuido en gran medida al desarrollo y al bienestar de los pueblos que se benefician de sus recursos hídricos. Las cuencas hidrográficas a las que hacen referencia los convenios son las de los ríos: Miño, Limia, Duero, Tajo y Guadiana.

Los Gobiernos de España y Portugal, reunidos el 4 de noviembre de 2022 en la XXXIII cumbre hispano-portuguesa celebrada en Viana do Castelo, acordaron la creación de un grupo de trabajo sobre agua y energía cuya labor contribuya a afrontar el reto de la utilización del agua en la generación y el almacenamiento de energía, especialmente en el contexto transfronterizo.

La CADC, reunido en Lisboa el 15 de diciembre de 2022, al amparo del artículo 22.1 del Convenio de Albufeira, materializó la creación del citado grupo de trabajo, a quien se encomendó, como primera tarea la redacción de un informe sintético sobre los retos que se presentan en la actualidad y a medio plazo respecto a las necesidades de generación y almacenamiento de energía en ambos Estados, en el contexto del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) y de la transición energética.

La transición energética que se está llevando a cabo en la actualidad surge por la necesidad de mitigar el calentamiento global provocado por la emisión de gases de efecto invernadero, y se entiende como el cambio de un sistema energético radicado en los combustibles fósiles a uno de bajas emisiones o sin emisiones de carbono, basado principalmente en las fuentes renovables.

Para llevar a cabo esta transición, la Unión Europea se ha dotado de un marco jurídico amplio que le permitirá mantenerse a la vanguardia en la transición energética y cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de

ambas as Nações, e tem contribuído enormemente para o desenvolvimento e bem-estar dos povos que beneficiam dos seus recursos hídricos. As bacias hidrográficas referidas nos acordos são as dos rios: Minho, Lima, Douro, Tejo e Guadiana

Os Governos de Espanha e Portugal, reunidos no dia 4 de novembro de 2022 na XXXIII Cimeira luso-espanhola realizada em Viana do Castelo, concordaram em criar um grupo de trabalho sobre água e energia cujo trabalho contribuirá para enfrentar o desafio do uso da água na produção e armazenamento de energia, especialmente no contexto transfronteiriço.

A CADC, reunida em Lisboa no dia 15 de dezembro de 2022, ao abrigo do artigo 22.1 da Convenção de Albufeira, concretizou a criação do referido grupo de trabalho, ao qual foi confiada, como primeira tarefa, a elaboração de um relatório sintético sobre os desafios que se apresentam actualmente e no médio prazo no que diz respeito às necessidades de produção e armazenamento de energia em ambos os Estados, no contexto do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) e da transição energética.

A transição energética que actualmente se realiza surge da necessidade de mitigar o aquecimento global provocado pela emissão de gases com efeito de estufa, e é entendida como a mudança de um sistema energético baseado em combustíveis fósseis para um de baixas emissões ou sem emissões de carbono, baseado principalmente em fontes renováveis.

Para levar a cabo esta transição, a União Europeia dotou-se de um amplo quadro jurídico que lhe permitirá permanecer na vanguarda da transição energética e cumprir as metas de redução das emissões de gases com efeito de estufa em 2030. Em primeiro lugar, a União

gases de efecto invernadero en 2030. En primer lugar, la Unión Europea ratificó el Acuerdo de París en octubre de 2016, lo que permitió su entrada en vigor en noviembre de ese año. Posteriormente, la Comisión Europea presentó en 2016 el denominado “paquete de invierno” (“Energía limpia para todos los europeos”) que se ha desarrollado a través de reglamentos y directivas que incluyen propuestas legislativas en materia de eficiencia energética, energías renovables, diseño de mercados eléctricos, seguridad de suministro y reglas de gobernanza para la Unión de la Energía.

Este marco contribuye a reducir riesgos regulatorios y genera las condiciones para que se lleven a cabo las inversiones que se precisa movilizar, fomentando asimismo que los consumidores europeos se conviertan en agentes activos en la necesaria transición energética.

Los objetivos vinculantes de este marco para la Unión Europea en el horizonte 2030 se recogen, de manera sintética, a continuación:

- Un 40 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- Un 32 % de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- Un 32,5 % de mejora de la eficiencia energética.
- Un 15 % de interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Lo anterior se complementa con la puesta al día el 28 de noviembre de 2018, por parte de la Comisión Europea, su visión estratégica a largo plazo (“Un planeta limpio para todos”), con el objetivo de que la Unión Europea alcance una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050.

Europeia ratificou o Acordo de Paris, em outubro de 2016, permitindo a sua entrada em vigor em novembro desse ano. Posteriormente, em 2016, a Comissão Europeia apresentou o chamado “pacote de inverno” (“Energia limpa para todos os europeus”) que foi desenvolvido através de regulamentos e diretivas que incluem propostas legislativas sobre eficiência energética, energias renováveis, conceção de mercados de eletricidade, segurança do aprovisionamento e regras de governação para a União da Energia.

Este quadro contribui para reduzir os riscos regulatórios e cria as condições para a realização dos investimentos que necessitam de ser mobilizados, incentivando também os consumidores europeus a se tornarem agentes ativos na necessária transição energética.

Os objetivos vinculativos deste quadro para a União Europeia no horizonte 2030 são resumidos abaixo:

- Uma redução de 40% nas emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em relação a 1990.
- 32% de energias renováveis no consumo total de energia final bruta.
- Melhoria de 32,5% na eficiência energética.
- 15% de interligação eléctrica dos Estados-Membros.

O acima exposto é complementado pela atualização, em 28 de novembro de 2018, pela Comissão Europeia, da sua visão estratégica de longo prazo (“Um planeta limpo para todos”), com o objetivo de a União Europeia alcançar uma economia próspera, moderna, competitiva e neutra em termos climáticos até 2050.

En el Reglamento de Gobernanza (Reglamento 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima) incluido en el “paquete de invierno” se establece la metodología en cuanto a planificación para cumplir los objetivos y metas, garantizando la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y al Acuerdo de París. Específicamente, la Unión Europea exige a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 y una Estrategia de Descarbonización a 2050.

Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNEC) de los Estados miembros están dirigidos a asegurar el logro del avance colectivo en los objetivos generales y específicos de la Unión de la Energía para 2030 y a largo plazo, en consonancia con el Acuerdo de París de 2015. En junio de 2023, los Estados miembros tenían la obligación de presentar sus proyectos de actualización de la PNEC a la Comisión Europea, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento de Gobernanza. Por su parte, la Estrategia de Descarbonización a 2050 debe proyectar una senda coherente con los objetivos de descarbonización de la economía para el año 2050 y con las actuaciones previstas a 2030, que exigirá la movilización de distintas administraciones y actores privados.

En el contexto de la invasión rusa de Ucrania y sus implicaciones para el sistema energético europeo, la Comisión Europea presentó, el 18 de mayo de 2022, el plan REPowerEU, con el objetivo de acabar con la dependencia de los combustibles fósiles rusos para finales de esta década. Para lograr este objetivo, el plan REPowerEU establece, entre otras, medidas

O Regulamento da Governação (Reglamento UE 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018 sobre a governação da União da Energia e Ação Climática) incluído no “pacote de inverno” estabelece a metodologia de planeamento para cumprir os objetivos e metas, garantindo a coerência, comparabilidade e transparência das informações apresentadas à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (CQNUAC) e ao Acordo de Paris. Especificamente, a União Europeia exige que cada Estado-Membro prepare um Plano Nacional Integrado de Energia e Clima 2021-2030 e uma Estratégia de Descarbonização para 2050.

Os Planos Nacionais Integrados de Energia e Clima (PNEC) dos Estados-Membros visam garantir a realização de progressos coletivos nos objetivos gerais e específicos da União da Energia para 2030 e a longo prazo, em conformidade com o Acordo de Paris de 2015. Em junho de 2023, os Estados-Membros tinham a obrigação de apresentar à Comissão Europeia os seus projetos de atualização do PNEC, em conformidade com o artigo 14.º do Regulamento da Governação. Por seu lado, a Estratégia de Descarbonização para 2050 deve projectar um caminho consistente com os objetivos de descarbonização da economia para o ano 2050 e com as acções previstas para 2030, o que exigirá a mobilização de diferentes administrações e actores privados.

No contexto da invasão da Ucrânia pela Rússia e das respetivas implicações no sistema energético europeu, a Comissão Europeia apresentou, a 18 de maio de 2022, o plano REPowerEU, com o objetivo de pôr termo à dependência dos combustíveis fósseis russos, até final da presente década. Para atingir tal objetivo, o plano REPowerEU enuncia, entre outras, medidas com

encaminadas a acelerar la transición energética y diversificar el suministro energético.

Mientras tanto, en el ámbito del paquete legislativo de la Comisión Europea titulado “Fit to-55”, el 13 de septiembre de 2023 se publicó la Directiva (UE) 2023/1791 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre eficiencia energética, que establece el objetivo de reducir el consumo de energía en al menos un 11,7% en 2030, respecto a las proyecciones del escenario de referencia 2020 de la Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. aumenta el objetivo establecido para 2030 de participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía hasta un mínimo del 42,5%.

La planificación aprobada por España y Portugal en el marco de la transición energética plantea la integración masiva de nuevas instalaciones de energía renovable variable (VRE, siguiendo la terminología internacional al uso) en el sistema eléctrico, y el cierre progresivo de las instalaciones de generación eléctrica basadas en hidrocarburos y nucleares. Indudablemente, para asegurar la estabilidad, fiabilidad y flexibilidad de un sistema eléctrico de esta naturaleza será necesario desarrollar nuevas instalaciones de almacenamiento de energía.

Existen en la actualidad diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, cuyo ámbito de aplicación preferente deberá delimitarse mediante criterios de optimización, en función de sus características técnicas fundamentales y su adecuación a la problemática a resolver en cada caso. En el caso del almacenamiento hidráulico de energía, su utilidad puede ir más allá de la operación del sistema eléctrico en sentido estricto, dando lugar a una multiplicidad de posibles usos energético-hidráulicos que

vista à aceleração da transição energética e à diversificação do aprovisionamento energético.

Entretanto, no âmbito do pacote legislativo da Comissão Europeia intitulado “Fit-to-55”, foi publicada, a 13 de setembro de 2023, a Diretiva (UE) 2023/1791 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à eficiência energética, que estabelece a meta de redução do consumo de energia de, pelo menos, 11,7% em 2030, em comparação com as projeções do cenário de referência de 2020. Foi, também, publicada, a 18 de outubro de 2023, a Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à promoção de energia de fontes renováveis, que aumenta para um mínimo de 42,5% a meta estabelecida para 2030 para quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia.

O planeamento aprovado por Espanha e Portugal no âmbito da transição energética, propõe a integração massiva de novas instalações de energia renovável variável (VRE, seguindo a terminologia internacional em uso) no sistema eléctrico, e o encerramento progressivo de instalações de produção eléctrica com base em hidrocarbonetos e nuclear. Sem dúvida que para garantir a estabilidade, fiabilidade e flexibilidade de um sistema eléctrico desta natureza será necessário desenvolver novas instalações de armazenamento de energia.

Existem atualmente diferentes tecnologias de armazenamento de energia, cujo âmbito de aplicação preferencial deve ser delimitado por critérios de otimização, dependendo das suas características técnicas fundamentais e da sua adequação ao problema a resolver em cada caso. No caso do armazenamento de energia hidrica, a sua utilidade pode ir além do funcionamento do sistema eléctrico em sentido estrito, dando origem a uma multiplicidade de possíveis utilizações energético-hidricas que

ponen singularmente en valor esta tecnología en relación con otras alternativas.

También es importante compatibilizar la política energética con los objetivos establecidos en la Directiva Marco del Agua, principal instrumento de la política de aguas de la Unión Europea (UE), que crea un marco de actuación comunitaria para la cooperación y coordinación con vistas a proteger las masas de agua, los ecosistemas acuáticos y terrestres y el uso sostenible de los recursos hídricos.

La intensificación de los efectos adversos del cambio climático ha provocado un aumento de la probabilidad, duración y gravedad de los períodos de sequía, con repercusiones en la producción de energía hidroeléctrica, siendo la Península Ibérica una de las regiones europeas más propensas a este problema. El almacenamiento hidroeléctrico en Portugal y España ha sido muy bajo en comparación con la cantidad máxima de energía almacenada en las centrales hidroeléctricas, por lo que la capacidad de producción de energía hidroeléctrica se ha visto considerablemente afectada.

Al mismo tiempo, será esencial continuar con la creciente incorporación de centros de generación de electricidad que utilizan otras fuentes renovables, lo que conlleva problemas de variabilidad e intermitencia de la producción, reforzando la necesidad de evaluar la resiliencia del sistema eléctrico para hacer frente a los retos de la seguridad energética en un futuro próximo.

destacam esta tecnologia de forma única em relação a outras alternativas.

É ainda importante articular a política energética com os objetivos preconizados na Diretiva Quadro da Água, o principal instrumento da política da União Europeia (UE) relativa à água, criando um quadro de ação comunitária para a cooperação e coordenação tendo em vista a proteção das massas de água, dos ecossistemas aquáticos e terrestres e para o uso sustentável dos recursos hídricos.

A intensificação dos efeitos adversos das alterações climáticas tem vindo a conduzir a um aumento da probabilidade, duração e severidade de períodos de seca, com reflexos na produção de energia hidroeléctrica, sendo a Península Ibérica uma das regiões europeias mais propícias a este problema. O armazenamento hídrico em Portugal e Espanha tem registado níveis bastante baixos, face à quantidade máxima de energia armazenável nos aproveitamentos hidroeléctricos, e, conseqüentemente, a capacidade de produção de energia hídrica tem vindo a ser consideravelmente afetada.

Em paralelo, será fundamental prosseguir com a crescente incorporação de centros eletroprodutores com recurso a outras fontes renováveis, o que acarreta questões de variabilidade e intermitência da produção, reforçando a necessidade de se avaliar a resiliência do sistema eléctrico para fazer face aos desafios de segurança energética num futuro próximo.

3. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA PENÍNSULA IBÉRICA	3. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NA PENÍNSULA IBÉRICA
3.1. SISTEMA ELÉCTRICO EN PORTUGAL Y EN ESPAÑA	3.1. SISTEMA ELÉTRICO EM PORTUGAL E EM ESPANHA
3.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÉS	3.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÊS
Demanda de electricidad	PROCURA de eletricidade

La demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) del Portugal continental (no incluye comunidades autónomas) alcanzó los 50,4 twh y superó el efecto de la pandemia en 2022, recuperando el nivel registrado en 2019, situándose a apenas un 3,5 % del máximo registrado en 2010. La Figura 1 recoge la evolución de la demanda de energía eléctrica.

A procura de energia elétrica no Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Portugal continental (não inclui as regiões autónomas) atingiu os 50,4 TWh e superou o efeito da pandemia em 2022, recuperando o nível registado em 2019, situando-se apenas em 3,5% do máximo registado em 2010. A Figura 1 apresenta a evolução da procura de energia elétrica.

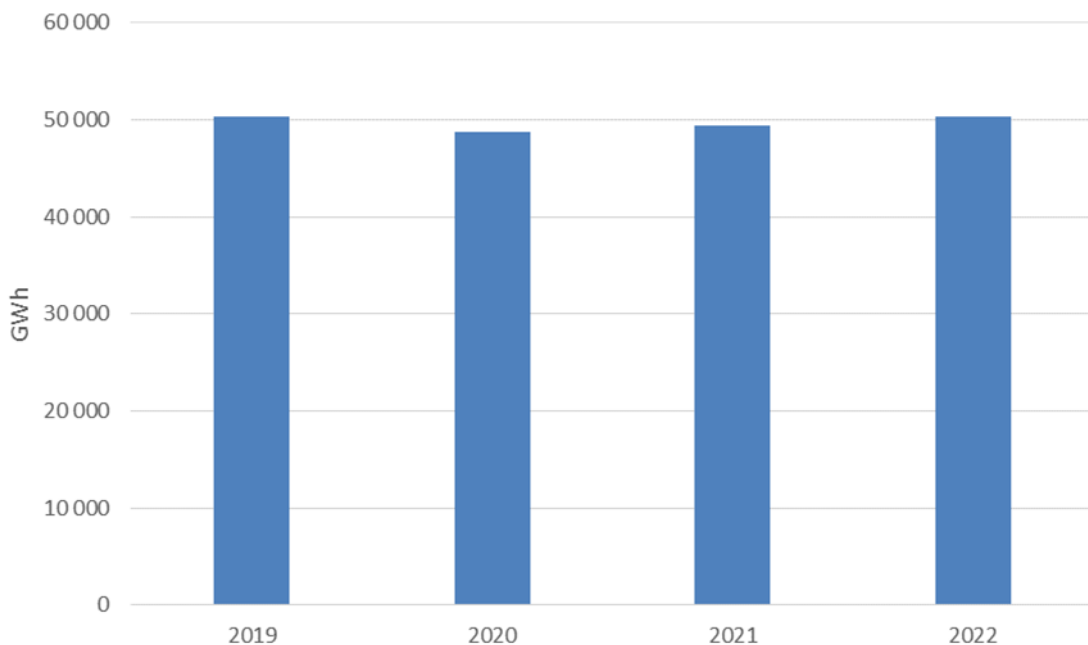


Figura 1. Evolución de la demanda de energía eléctrica. | Evolução da procura de energia eléctrica.

La demanda de energía eléctrica fue cubierta con las tecnologías que muestra la Figura. Por tecnologías, destaca la participación del gas natural (plantas de ciclo combinado y

A procura por energia elétrica foi atendida com as tecnologias apresentadas na Figura 2. Por tecnologia, destacam-se as participações do gás natural (centrais de ciclo combinado e

cogeneración) con un 32,58 %, la eólica (25,74 %), y la hidráulica (12,62 %). Asimismo, destaca el incremento en las importaciones desde España, con un porcentaje de cobertura del 18,37% de la demanda.

Respecto a la evolución tecnológica de la cobertura de la demanda de energía eléctrica, destaca la desaparición del carbón, causado por el cierre de las centrales térmicas. Aunque la producción de energía solar se ha duplicado, en términos de cobertura de demanda, sigue siendo una participación muy baja (del orden del 5%).

cogeração) com 32,58%, eólico (25,74%) e hidráulico (12,62%). Da mesma forma, destaca-se o aumento das importações provenientes de Espanha, com uma percentagem de cobertura de 18,37% da procura.

No que diz respeito à evolução tecnológica da cobertura da procura de energia eléctrica, destaca-se o desaparecimento do carvão, provocado pelo encerramento de centrais térmicas. Embora a produção de energia solar tenha duplicado, em termos de cobertura da procura, ainda é uma quota muito baixa (cerca de 5%).

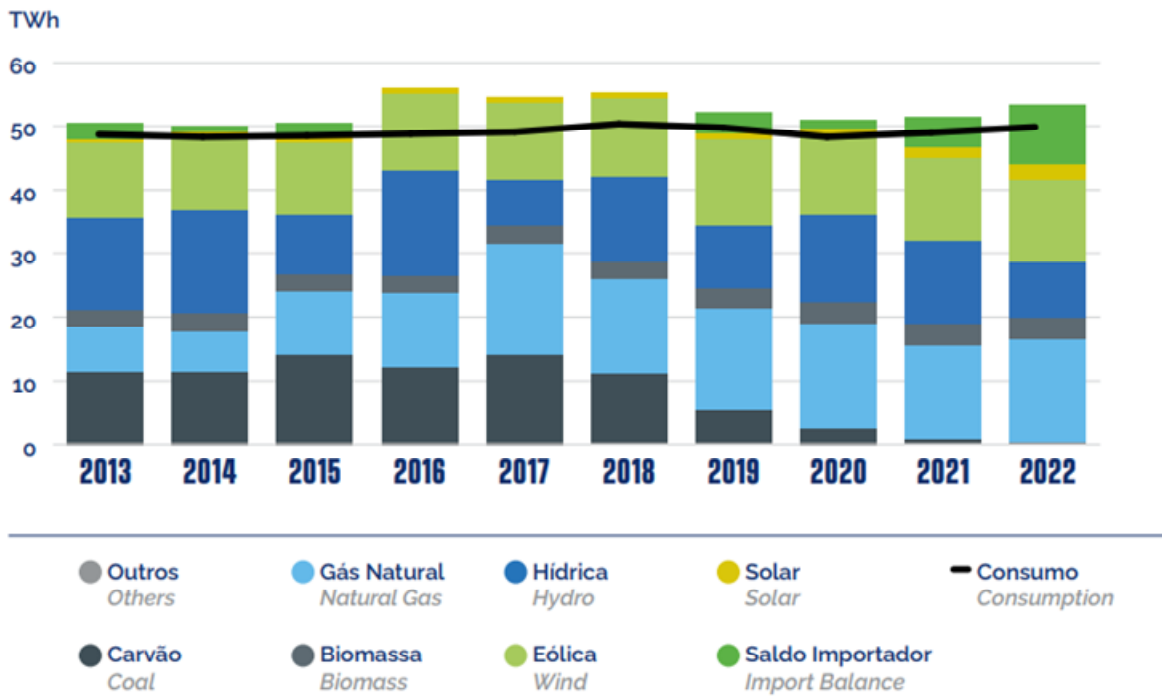


Figura 2. Cobertura de la demanda de energía eléctrica | Cobertura da procura de energia eléctrica. | Fuente/ Fonte: REN

En la Figura 1 se recogen los días de mayor demanda y de mayor producción desde 2018 hasta 2022, habiéndose alcanzado un valor máximo en este periodo de 185 GWh. La Figura 2, muestra la curva de carga de los días de máxima demanda de energía eléctrica en los años 2021 y 2022, y la cobertura de la demanda según tecnología.

A Figura 3 apresenta os dias de maior procura e maior produção de 2018 a 2022, tendo atingido um valor máximo neste período de 185 GWh. A Figura 4 apresenta a curva de carga dos dias de procura máxima de energia eléctrica nos anos de 2021 e 2022, e a cobertura da procura conforme tecnologia.

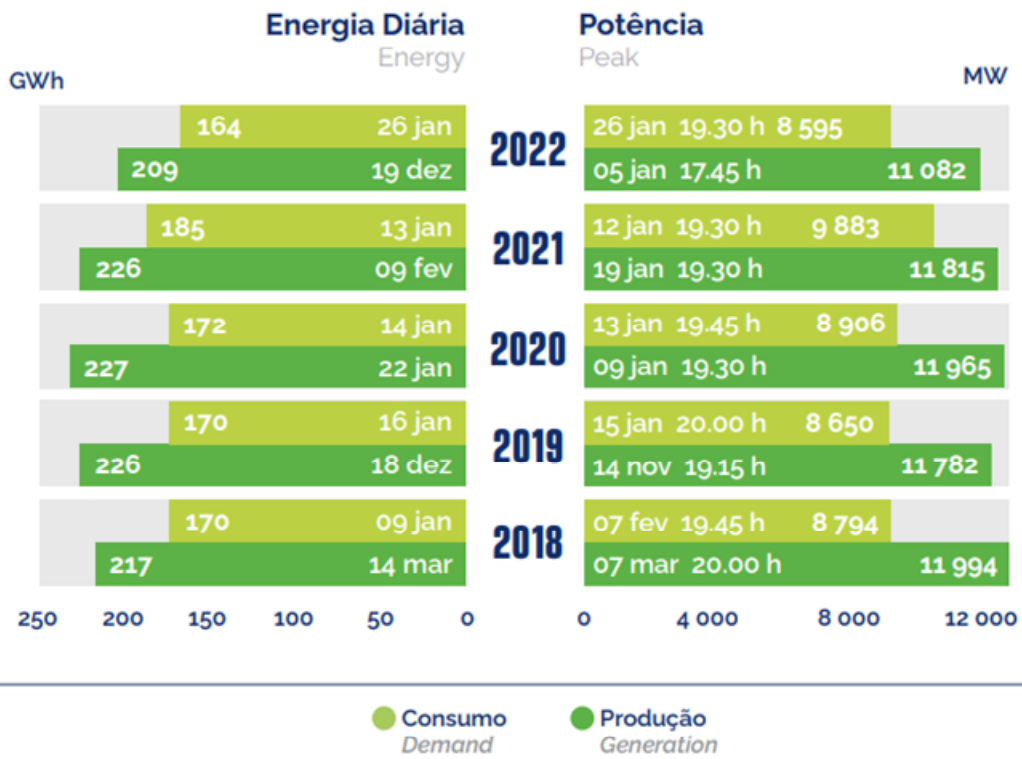


Figura 1. Valores máximos de demanda diaria y potencia. | Valores máximos de procura diária e potência. | Fuente/ Fonte: REN

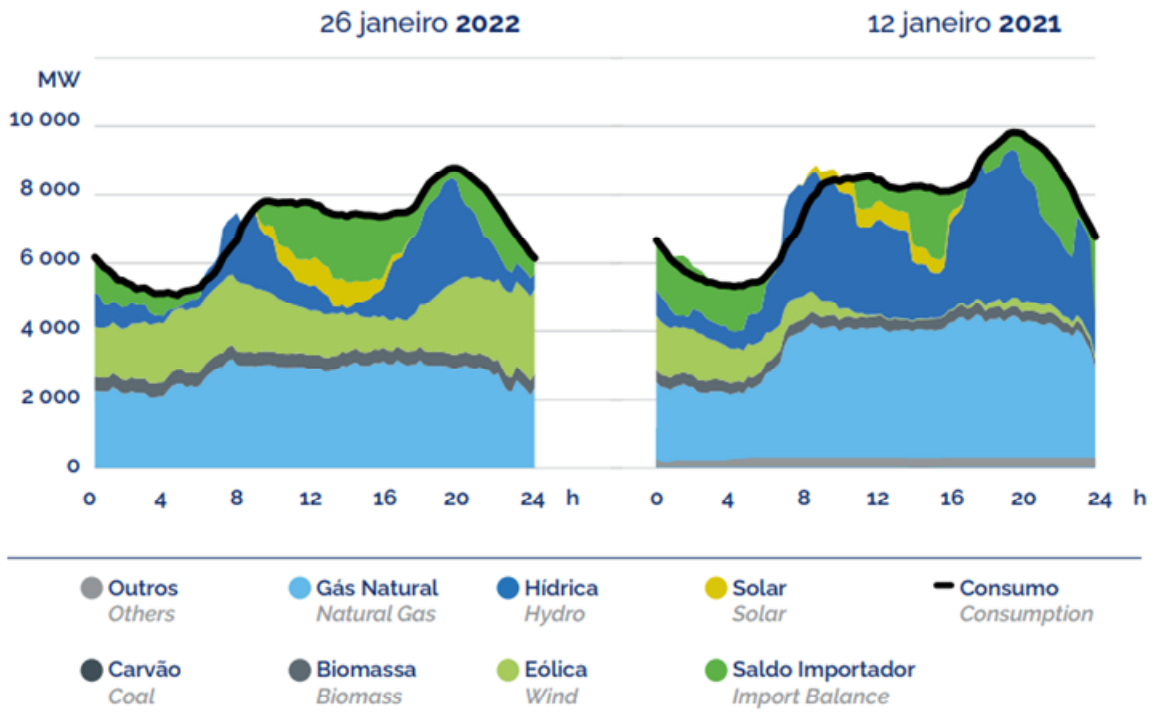


Figura 2. Curvas de carga en los días de máxima demanda. | Curvas de carga nos dias de maior procura. | Fuente/ Fonte: REN

Generación de electricidad

A finales de 2022, la potencia instalada en el sistema eléctrico portugués alcanzó el máximo histórico de 20,7 GW. En cuanto a la nueva capacidad instalada, destaca la entrada en servicio de las primeras dos unidades de generación del complejo del Alto Tâmega: Gouvães, con cuatro grupos reversibles de 880 MW en total, y Daivões, con 118 MW, y la instalación de 500 MW de nueva capacidad solar fotovoltaica. La Figura 5 muestra la evolución de la estructura de la potencia instalada.

Capacidad instalada no sistema eléctrico

No final de 2022, a potência instalada no sistema eléctrico português atingiu o máximo histórico de 20,7 GW. Relativamente à nova capacidade instalada, destaca-se a entrada em serviço das duas primeiras unidades geradoras do complexo do Alto Tâmega: Gouvães, com quatro grupos reversíveis de 880 MW no total, e Daivões, com 118 MW, e a instalação de 500 MW de nova capacidade solar fotovoltaica. A Figura 5 mostra a evolução da estrutura de potência instalada.

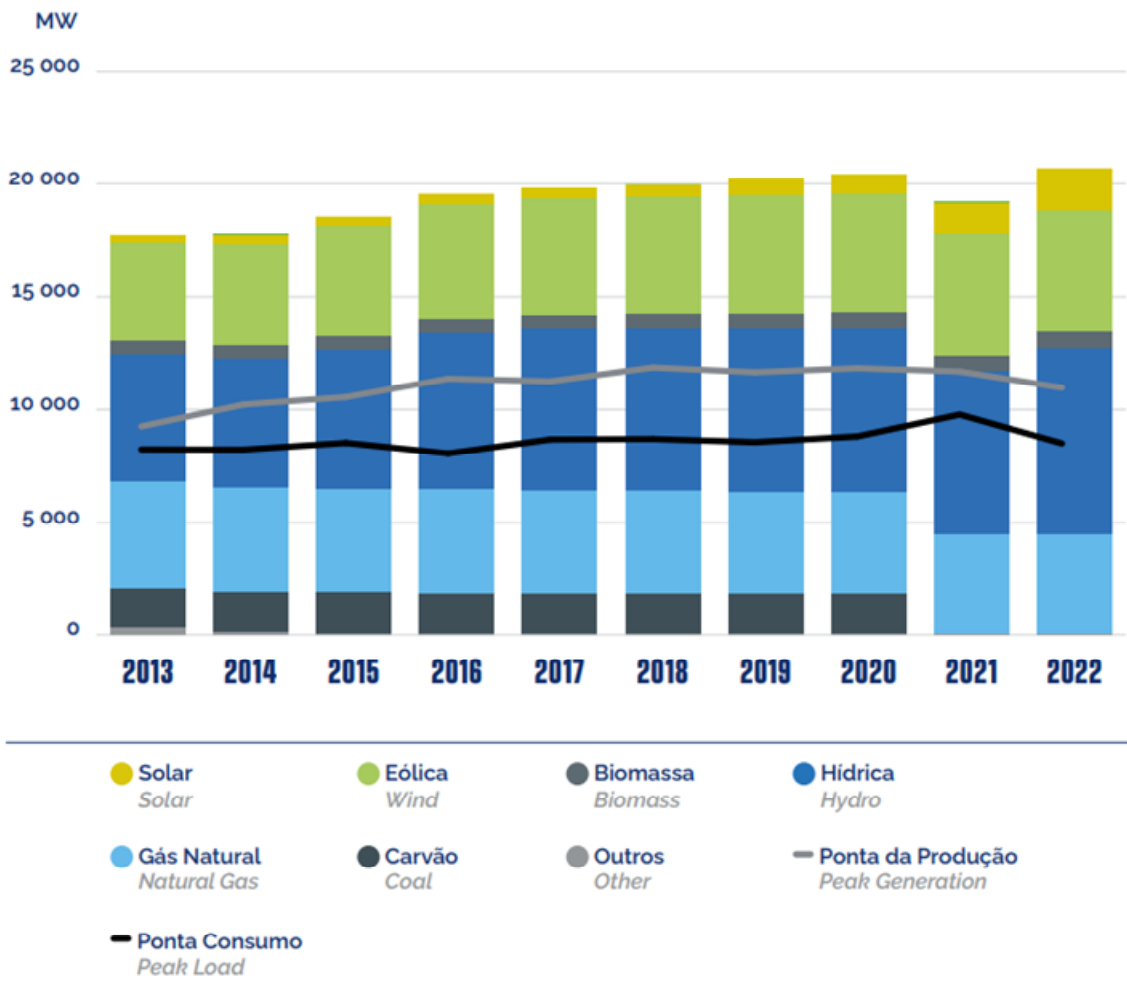


Figura 5. Evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico. | Evolução da potência instalada no sistema eléctrico. | Fuente/ Fonte: REN

3.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO EN ESPAÑA	3.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO EN ESPANHA
Demanda de electricidad	Procura de eletricidade
<p>La evolución de la demanda de electricidad en el sistema peninsular español desde 2015 hasta 2019 mantuvo un comportamiento estable (entre 253 TWh y 248 TWh al año), como se aprecia en la Figura 6. El efecto de la pandemia COVID-19 y las medidas asociadas a dicha crisis dieron lugar a una marcada reducción de la demanda en 2020, con una reducción del -5% con respecto a 2019. En 2021 se inició una recuperación gradual de la demanda, que se mantuvo hasta comienzos de 2022 cuando la guerra por la invasión de Rusia a Ucrania generó un aumento de incertidumbre, con un claro efecto sobre los precios de las materias primas, que llevaron la demanda a cifras similares a las de 2020.</p>	<p>A evolução da procura de eletricidade no sistema peninsular espanhol entre 2015 e 2019 manteve um comportamento estável (entre 253 TWh e 248 TWh por ano), conforme pode ser visto na Figura 6. O efeito da pandemia COVID-19 e as medidas associadas a esta crise levou a uma redução acentuada da procura em 2020, com uma redução de -5% face a 2019. Em 2021, iniciou-se uma recuperação gradual da procura, que se prolongou até ao início de 2022, altura em que a guerra pela invasão da Ucrânia pela Rússia gerou um aumento da incerteza, com claro efeito nos preços das matérias-primas, o que levou a procura a valores semelhantes aos de 2020.</p>

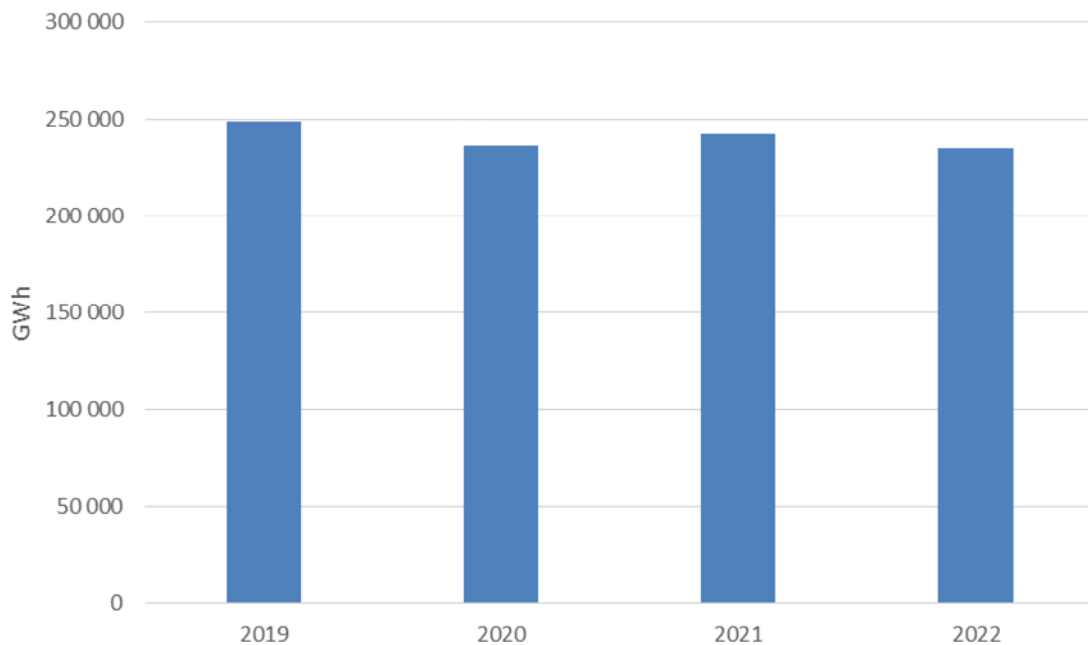


Figura 6. Evolución de la demanda del sistema eléctrico peninsular. | Evolução da procura do sistema eléctrico peninsular.

La demanda eléctrica del sistema peninsular español fue cubierta para el año 2022 con la estructura de tecnologías que recoge la Figura 7. Destacan como principales tecnologías, el ciclo combinado (23,1%), la eólica (22,8 %) y la nuclear (21,4 %). La solar fotovoltaica cubrió un 10,4 % de la demanda, mientras que la hidráulica se situó en quinta posición con el 6,8 %.

A procura eléctrica do sistema peninsular español foi coberta até ao ano de 2022 com a estrutura de tecnologías apresentada na Figura 7. As principais tecnologías destacadas são o ciclo combinado (23,1%), eólico (22,8%) e nuclear (21,4%). A solar fotovoltaica atendeu 10,4% da procura, enquanto a hidroeléctrica ficou na quinta posição com 6,8%.

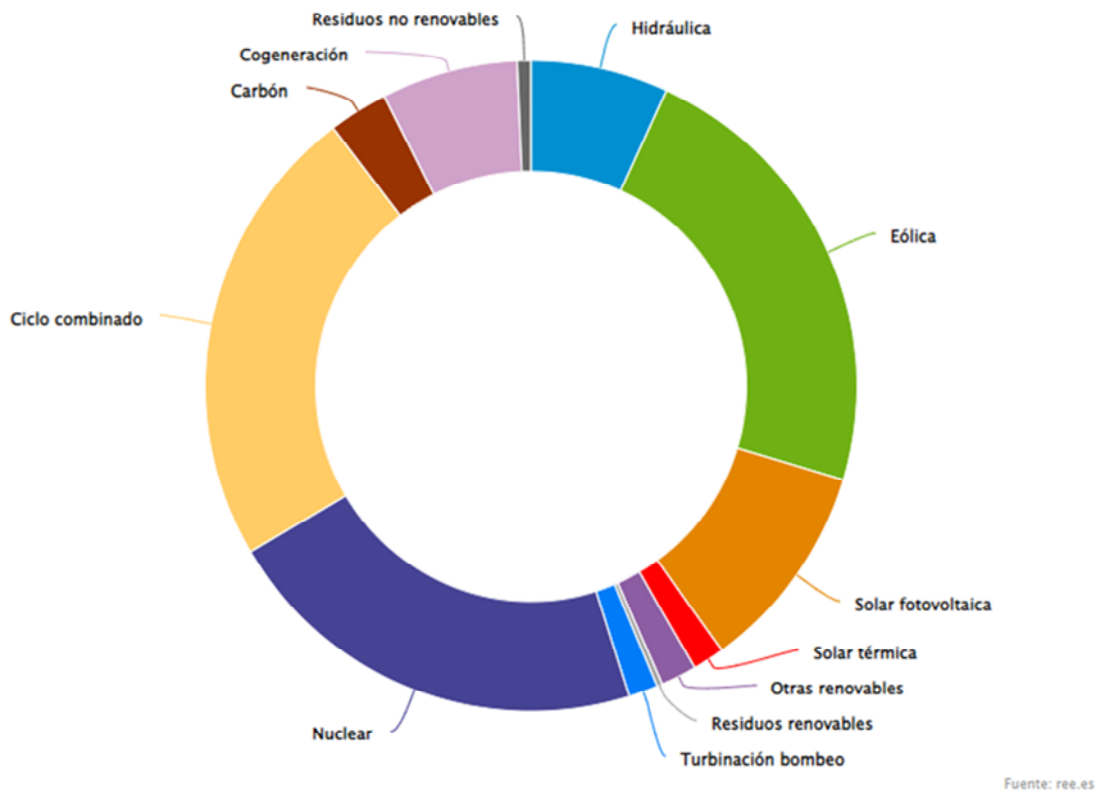
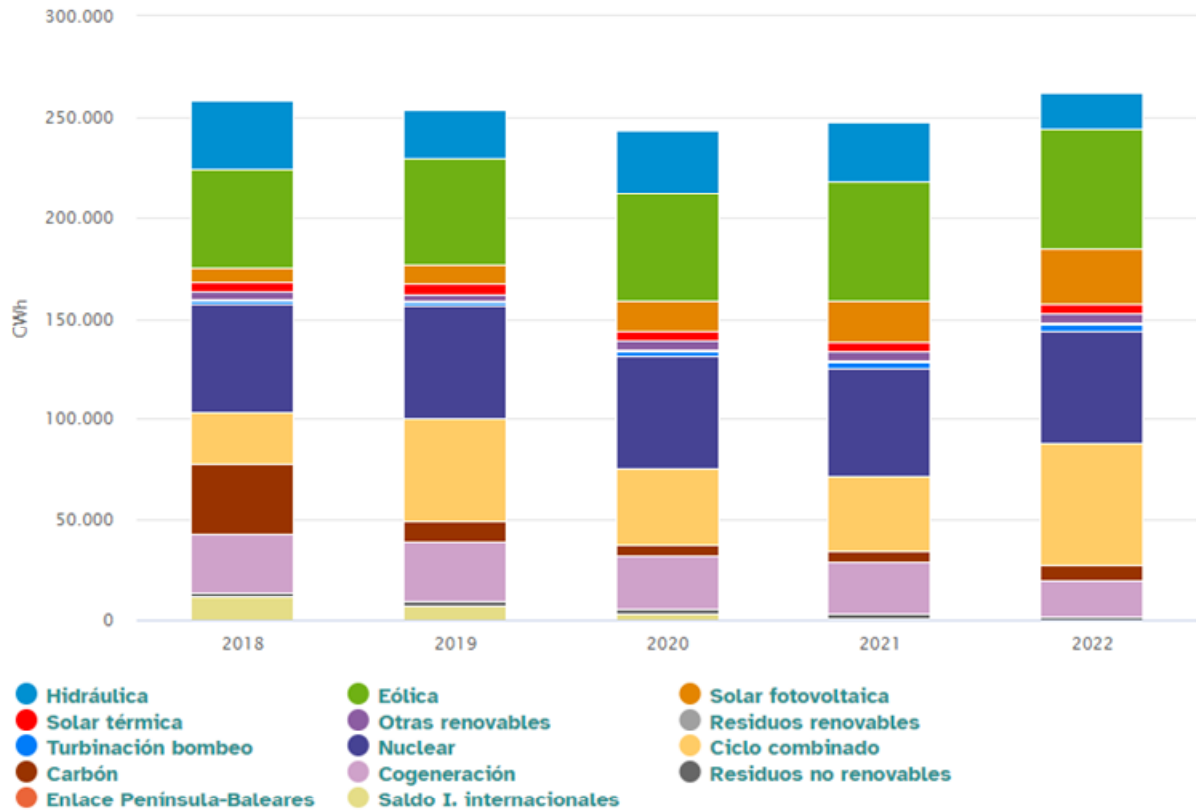


Figura 7. Cobertura de la demanda de energía eléctrica 2022. | Cobertura da procura de energia eléctrica 2022

La Figura muestra la evolución de la cobertura de la demanda de energía eléctrica entre 2018 y 2022 para toda la estructura de generación integrada en el sistema eléctrico, mientras que la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** discrimina la evolución de la cobertura según tecnología entre 2018 y 2022.

A Figura 8 apresenta a evolução da cobertura da procura de energia eléctrica entre 2018 e 2022 para toda a estrutura de produção integrada no sistema eléctrico, enquanto a Figura 9 discrimina a evolução da cobertura de acordo com a tecnologia entre 2018 e 2022.



Fuente: ree.es

Figura 8. Evolución de la cobertura de la demanda eléctrica. Sistema peninsular. | Evolução da cobertura da procura eléctrica. Sistema peninsular. | Fuente/ Fonte: REE

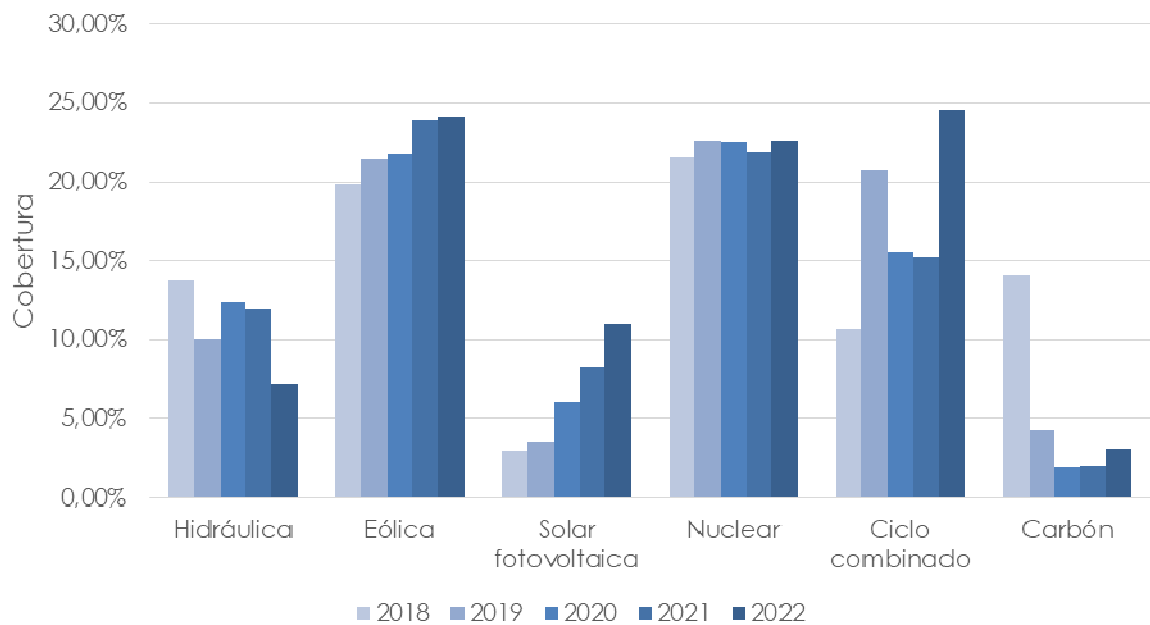
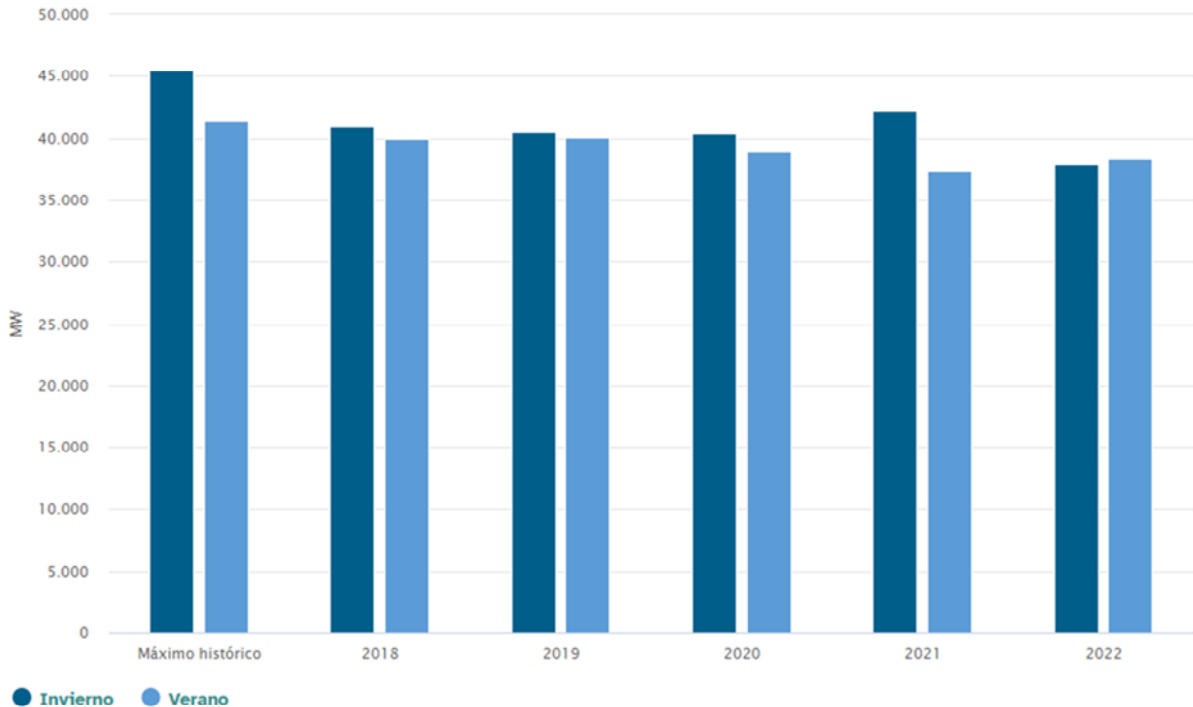


Figura 9. Evolución de la cobertura de la demanda por tecnología. | Evolução da cobertura da procura por tecnologia.

El valor máximo de demanda horaria sigue siendo los 45,4 GW del invierno de 2016, no habiéndose superado ese valor desde entonces. Entre 2018 y 2022, los valores máximos de demanda horaria instantánea se han movido entre los 37,3 GW y los 42,2 GW.

O valor máximo da procura horária continua a ser de 45,4 GW no inverno de 2016, valor que não foi ultrapassado desde então. Entre 2018 e 2022, os valores máximos de procura horária instantânea oscilaram entre 37,3 GW e 42,2 GW.

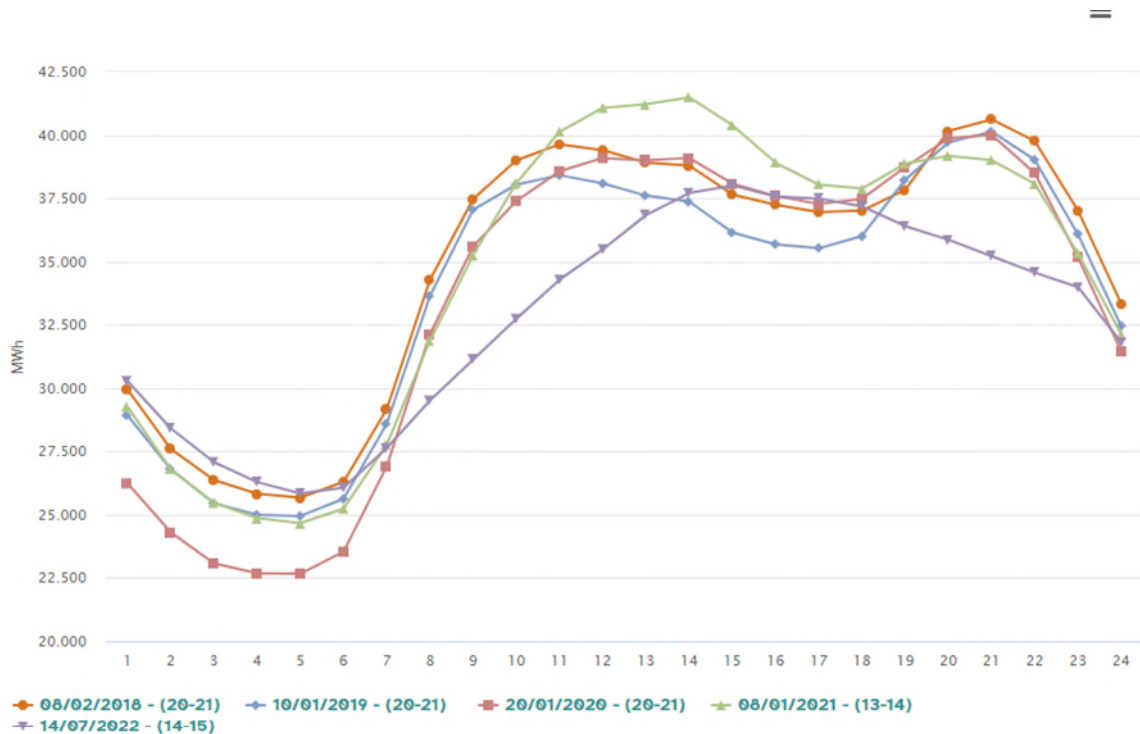


Fuente: ree.es

Figura 10. Evolución de los máximos de demanda instantánea peninsular. | Evolução dos máximos de procura instantânea peninsular. | Fuente/ Fonte: REE

A nivel horario, las curvas de carga de los días de máxima demanda muestran como los picos de demanda se concentran entre las 10 y las 15 h y entre las 20 y las 23 h. Esta diferencia es más acusada cuando la demanda máxima se produce en invierno que en verano.

Ao nível temporal, as curvas de carga dos dias de procura máxima mostram como os picos de procura se concentram entre as 10 h e as 15 h e entre as 20 h e as 23 h. Esta diferença é mais pronunciada quando a procura máxima ocorre no inverno do que no verão.

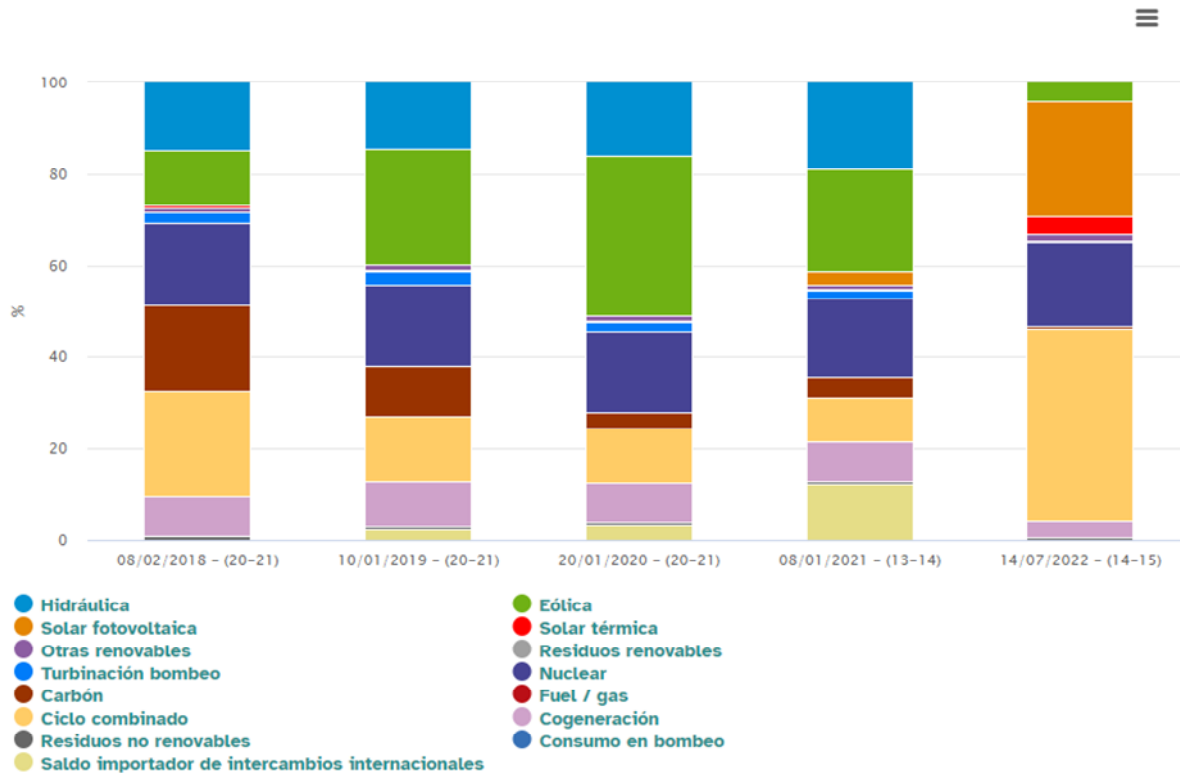


Fuente: ree.es

Figura 11. Curva de carga de los días de máxima demanda horaria. | Curva de carga dos dias de procura horária máxima. | Fuente/ Fonte: REE

La cobertura de la máxima demanda horaria de 2022, ocurrida el 14 de julio, se tuvo que abordar con un 65,3 % de fuentes de generación no renovable (41,9 % de ciclo combinado) para compensar la baja participación de la hidráulica y de la eólica. La cobertura de la máxima demanda horaria de 2021, que tuvo lugar el 8 de enero, se produjo con un 42 % de fuentes de generación no renovable, con una participación de un 19 % y un 22 % de la hidráulica y la eólica respectivamente.

A cobertura da procura horária máxima de 2022, ocurrida no dia 14 de julho, teve de ser atendida com 65,3% de fontes de produção não renováveis (41,9% ciclo combinado) para compensar a baixa participação da hidrica e da eólica. A cobertura da procura horária máxima de 2021, ocurrida no dia 8 de janeiro, ocorreu com 42% de fontes de produção não renováveis, com participação de 19% e 22% de hídrica e eólica respectivamente.



Fuente: ree.es

Figura 12- Cobertura de la máxima demanda horaria. | Cobertura da procura horária máxima. | Fuente/ Fonte: REE.

Intercambios internacionales	Interligações internacionais
<p>El grado de interconexión de España con los países de su entorno sigue estando en el 2,9 %, muy por debajo de los objetivos marcados por la Unión Europea del 10% y del 15% para 2020 y 2030 respectivamente. Se muestran a continuación las interconexiones existentes, la capacidad horaria mínima, media y máxima de intercambio comercial de las interconexiones en MW, y los intercambios realizados en 2022 en GWh.</p>	<p>O grau de interligação de Espanha com os países vizinhos mantém-se nos 2,9%, muito abaixo dos objetivos definidos pela União Europeia de 10% e 15% para 2020 e 2030 respetivamente. Apresentam-se abaixo as interligações existentes, a capacidade de troca comercial horária mínima, média e máxima das interligações em MW, e as trocas realizadas em 2022 em GWh.</p>

MW

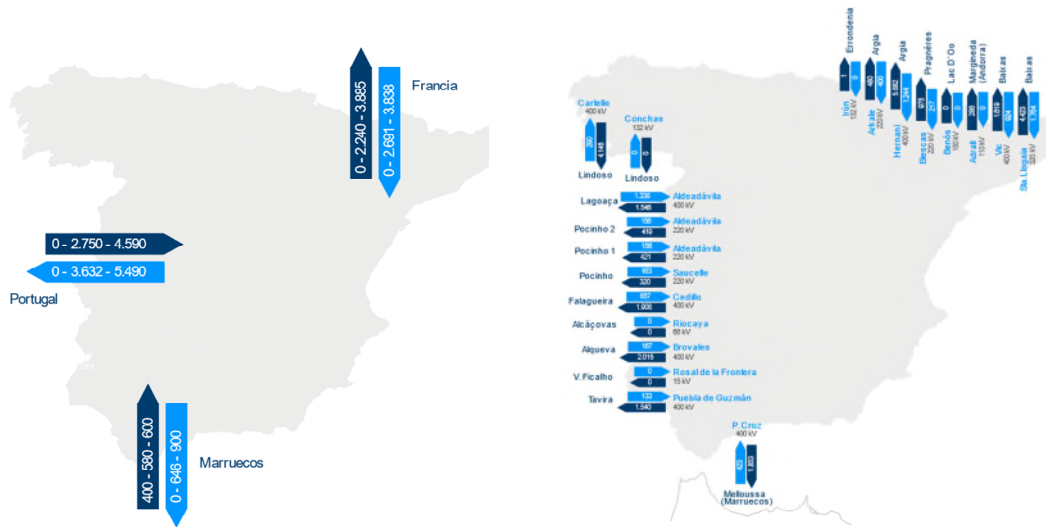


Figura 13. Mapas de capacidad y de intercambios internacionales. | Mapas de capacidade e intercâmbios internacionais. | Fuente/ Fonte: REE

Interconexiones eléctricas España – Portugal

En cuanto a las interconexiones internacionales, el sistema eléctrico portugués está interconectado al sistema eléctrico español, disponiendo actualmente de 9 interconexiones (a las que se sumará una interconexión adicional, actualmente en construcción, una nueva interconexión entre la región del Miño y Galicia). En 2022 se registró una ratio del 14,1% entre la capacidad media anual de interconexión comercial verificada entre Portugal y España (en el sentido de importación) y la capacidad instalada en el sistema eléctrico portugués, sin alcanzar aún el objetivo del 15% de interconexiones eléctricas establecido para 2030, en el Reglamento de Gobernanza y Acción Climática (Reglamento UE 2018/1999) y en el Plan Nacional de Energía y Clima 2030. Portugal ha sido un importador neto de electricidad desde España, aunque temporalmente se convirtió en exportador neto de electricidad por primera vez desde 2016 a 2018. Sin embargo, en 2019, Portugal volvió a ser importador neto, con 3,4 TWh de importaciones (8,1 TWh de importaciones y 4,7 TWh de exportaciones). Desde entonces, el saldo neto anual de los

Interligações eléctricas Espanha – Portugal

No que diz respeito às interligações internacionais, o sistema eléctrico português encontra-se interligado ao sistema eléctrico espanhol, contando atualmente com 9 interligações (a que acrescerá uma interligação adicional, atualmente em fase de construção – nova interligação entre a região do Minho e da Galiza). Em 2022 registou-se um rácio de 14, 1% entre a capacidade de interligação comercial média anual verificada entre Portugal e Espanha (no sentido da importação) e a capacidade instalada no sistema eléctrico português, não atingindo ainda a meta de 15% de interligações eléctricas estabelecida para 2030, no Regulamento da Governação e da Ação Climática (Regulamento UE 2018/1999) e no Plano Nacional de Energia e Clima 2030.

Portugal tem sido um importador líquido de electricidade de Espanha, embora se tenha tornado temporariamente um exportador líquido de electricidade pela primeira vez de 2016 a 2018. No entanto, em 2019, Portugal voltou a ser um importador líquido, com 3,4 TWh de importações (8,1 TWh de importações e 4,7 TWh de exportações). Desde então, o

intercambios de energía programados en la interconexión entre España y Portugal ha sido positivo para España, por cuarto año consecutivo, con un valor de 9,0 TWh, frente a los 4,6 GWh de 2021.

Aunque el saldo exportador de España se ha duplicado respecto al 2021, queda por debajo del máximo saldo exportador registrado en 2008 (9,4 GWh). Los programas de importación de electricidad a Portugal desde España han alcanzado una cifra de 2,8 TWh, con un descenso de un 31,9 % respecto al año anterior, mientras que los de exportación alcanzaron los 11,8 TWh, cifra superior en un 36 % a la del 2021 y que resulta ser el mayor valor de exportación registrado.

saldo líquido anual das trocas programadas de energia na interligação entre Espanha e Portugal tem sido positivo para Espanha, pelo quarto ano consecutivo, com um valor de 9,0 TWh, que compara com 4,6 GWh em 2021.

Embora o saldo de exportações de Espanha tenha duplicado face a 2021, permanece abaixo do saldo máximo de exportações registado em 2008 (9,4 GWh). Os programas de importação de eletricidade para Portugal a partir de Espanha atingiram o valor de 2,8 TWh, com um decréscimo de 31,9% face ao ano anterior, enquanto os de exportação atingiram 11,8TWh, valor superior em 36% face a 2021 e que acaba por ser o valor de exportação mais elevado registado.



Figura 14 Evolución anual de los intercambios entre España y Portugal. | Evolução anual dos intercâmbios entre Espanha e Portugal.

Como se mencionó anteriormente, el sistema eléctrico portugués se encuentra únicamente conectado internacionalmente a España, siendo el balance de las importaciones y exportaciones en los últimos años las recogidas en la Figura 15.

Como anteriormente referido, o sistema eléctrico português só está ligado internacionalmente a Espanha, sendo o saldo das importações e exportações dos últimos anos apresentado na Figura 15.

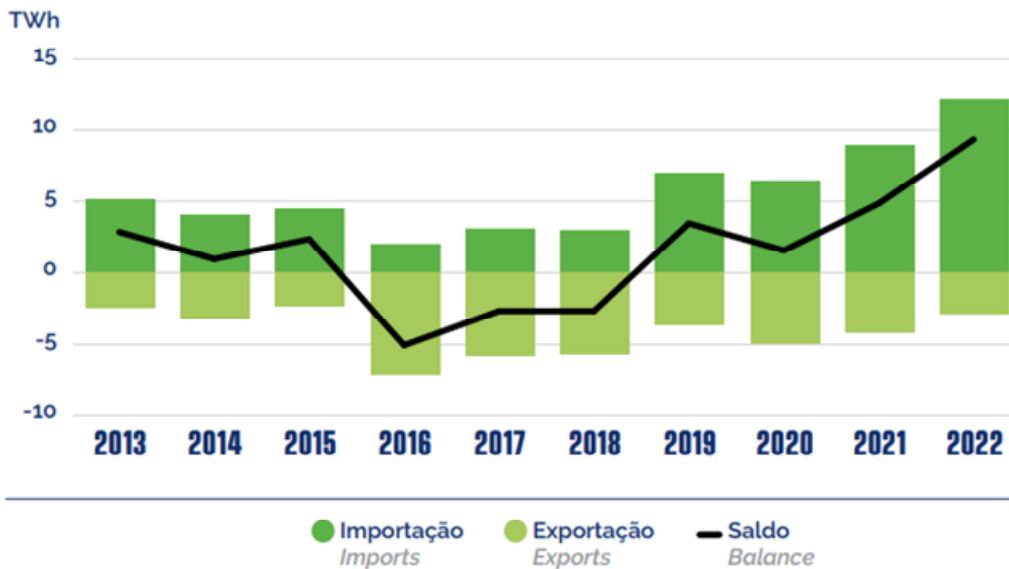


Figura 15 Saldo de importaciones y exportaciones. | Saldo de importações e exportações | Fuente/ Fonte: REN

3.2. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ÚNICO - MIBEL

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), es el resultado de la cooperación entre el Reino de España y la República de Portugal (acordado en la Cumbre de Valladolid de 2007) para promover la integración de los sistemas eléctricos de ambos países y dónde los agentes españoles y portugueses acuden al mercado. Entró completamente en funcionamiento en julio de 2007, proporcionando desde entonces a los agentes del mercado españoles y portugueses un conjunto de mercados organizados y no organizados en los que se realizan transacciones o contratos de energía eléctrica, y en los que se negocian diferentes productos financieros en base al precio de la electricidad.

El MIBEL está compuesto por:

- Mercados a plazos, organizado por el OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués), en los que se subastan contratos estables a largo plazo.

3.2. FUNCIONAMENTO DO MERCADO ÚNICO - MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) é o resultado da cooperação entre o Reino de Espanha e a República de Portugal (tendo sido acordado na Cimeira de Valladolid em 2007) para promover a integração dos sistemas elétricos de ambos os países e onde os agentes espanhóis e portugueses vão ao mercado. Tornou-se plenamente operacional em julho de 2007, proporcionando desde então aos agentes do mercado espanhol e português um conjunto de mercados organizados e não organizados nos quais se realizam transações ou contratos de electricidade e nos quais se negociam diferentes produtos financeiros com base no preço da electricidade.

O MIBEL é composto por:

- Mercados de prestações, organizados pelo OMIP (Operador Ibérico do Mercado Energético – Pólo Português), nos quais são leiloados contratos estáveis de longo prazo.

- Mercados de “SPOT” organizado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español) en los que se gestiona el mercado diario e intradiario de electricidad en la Península Ibérica.

Adicionalmente, desde estos organismos se participa activamente en el acoplamiento de los mercados mayoristas de electricidad en la UE, conjuntamente con todos los agentes designados en cada Estado miembro.

Durante el año 2022 el OMIE gestionó 258 TWh de energía eléctrica, lo que representó un 78% de la demanda eléctrica del MIBEL. El precio medio durante el 2022 fue de 167,52 €/MWh y 167,89 €/MWh para las zonas españolas y portuguesas respectivamente, resultando una diferencia de precio entre ambos países inferior a 1 €/MWh en el 97,4 % de las horas.

Este precio está coyunturalmente distorsionado por la guerra de Ucrania y tenderá a estabilizarse en valores significativamente inferiores.

En el mercado diario, los diferentes agentes realizan las compras y ventas de energía eléctrica para el día siguiente. El mercado intradiario, tiene por objeto ajustar la oferta y la demanda de energía que se puedan producir en las horas siguientes a la gestión realizada. En estos mercados se vende y se compra energía en función de la demanda y bajo unos límites concretos.

- Mercados “SPOT” organizados pelo OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol) nos quais é gerido o mercado diário e intradiário de electricidade na Península Ibérica.

Além disso, estas organizações participam ativamente no acoplamento dos mercados grossistas de eletricidade na UE, juntamente com todos os agentes designados em cada Estado-Membro.

Durante o ano de 2022, o OMIE geriu 258 TWh de energia eléctrica, o que representou 78% da procura eléctrica do MIBEL. O preço médio durante 2022 foi de 167,52€/MWh e 167,89€/MWh para as zonas espanhola e portuguesa respetivamente, resultando numa diferença de preço entre os dois países inferior a 1MWh de € em 97,4% das horas.

Este preço está temporariamente distorcido pela guerra na Ucrânia e tenderá a estabilizar em valores significativamente mais baixos.

No mercado diário, diferentes agentes realizam compras e vendas de energia eléctrica para o dia seguinte. O mercado intradiário tem como objetivo ajustar a oferta e a procura de energia que possam ocorrer nas horas seguintes à gestão efetuada. Nestes mercados, a energia é vendida e comprada com base na procura e dentro de limites específicos.

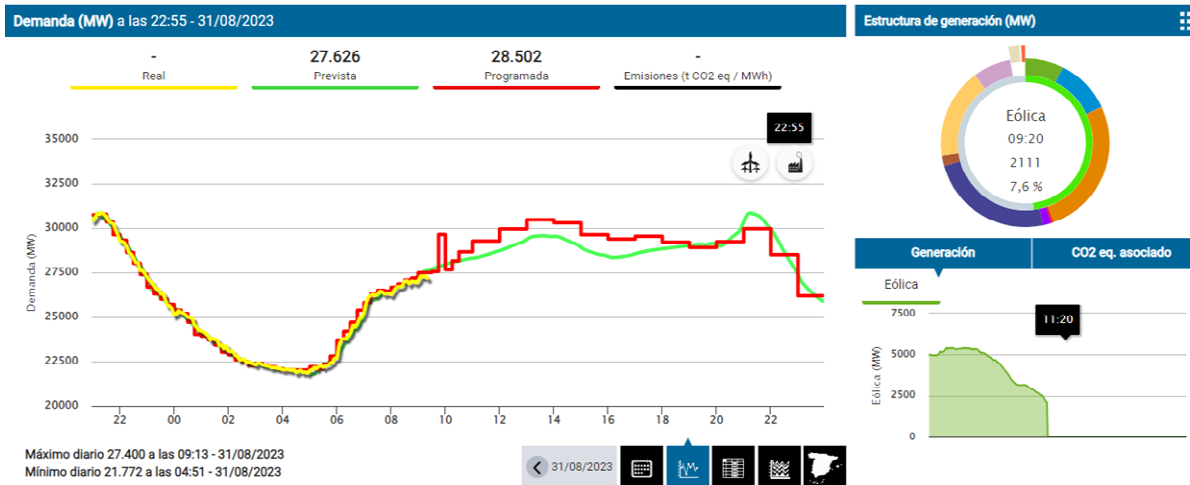


Figura 16. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica. | Acompanhamento da procura de energia eléctrica | Fuente/ Fonte: REE

Para la casación del mercado diario se parte de una previsión de la demanda horaria de energía eléctrica (línea verde) estimada por el Operador del Sistema basados en los valores de consumo en periodos precedentes similares, corregida por una serie de factores que influyen en la demanda como la climatología o actividad económica. Como resultado de la casación entre las ofertas de venta y de compra de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario SPOT y continuo, se elabora la curva de programación horaria operativa (línea roja).

Para la subsanación de las diferencias entre la programación horaria y la demanda real (línea amarilla), el Operador del Sistema gestiona una serie de servicios de ajuste como la gestión de desvíos y la regulación terciaria, que sólo algunas tecnologías pueden satisfacer, entre ellas, la hidráulica. La Figura recoge esquemáticamente, la secuencia de funcionamiento del mercado ibérico de electricidad (MIBEL), para un día determinado.

Para corresponder ao mercado diário, o ponto de partida é uma previsão da procura horária de energia eléctrica (linha verde) estimada pelo Operador do Sistema com base em valores de consumo em períodos anteriores semelhantes, corrigida de uma série de fatores que influenciam a procura como clima ou atividade econômica. Como resultado do casamento entre as ofertas de compra e venda de energia eléctrica nos mercados SPOT diário e intradiário e continuo é elaborada a curva de programação horária operacional (linha vermelha).

Para corrigir as diferenças entre o cronograma e a procura real (linha amarela), o Operador do Sistema gere uma série de serviços de ajuste como gestão de desvio e regulação terciária, que apenas algumas tecnologias podem satisfazer, entre elas a hídrica. A Figura 17 mostra esquematicamente a sequência de funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) num determinado dia.



Figura 17. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL). | Sequência de mercados no mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) | Fuente/ Fonte: Energía y Sociedad.

Mercado diario	Mercado diário
<p>El mercado diario, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado para las veinticuatro horas del día siguiente. Este mercado, acoplado con Europa desde el año 2014, es una de las piezas cruciales para conseguir el objetivo del Mercado Interior de la Energía Europeo.</p> <p>Todos los días del año a las 12 h CET, se lleva a cabo la sesión del mercado diario en la que se fijan los precios y energías de la electricidad en toda Europa para las veinticuatro horas del día siguiente. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo acordado y aprobado por todos los mercados europeos que actualmente se aplica en España, Portugal, Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia,</p>	<p>O mercado diário tem como objetivo a realização de transações de energia elétrica através da apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia elétrica pelos agentes do mercado para as vinte e quatro horas do dia seguinte. Este mercado, associado à Europa desde 2014, é uma das peças cruciais para atingir o objetivo do Mercado Interno Europeu da Energia.</p> <p>Todos os dias do ano, às 12 h CET, realiza-se a sessão diária de mercado em que são fixados os preços da eletricidade e das energias em toda a Europa para as vinte e quatro horas do dia seguinte. O preço e o volume de energia numa determinada hora são estabelecidos pela intersecção entre a oferta e a procura, seguindo o modelo acordado e aprovado por todos os mercados europeus e atualmente aplicável em Espanha, Portugal, Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, Eslováquia, Eslovénia,</p>

Francia, Holanda, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Polonia, Reino Unido, República Checa y Rumania.

Los agentes compradores y vendedores que se encuentren en España o en Portugal presentarán sus ofertas al mercado diario a través de OMIE, que es el único NEMO designado en dichos países. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico y en función de la capacidad de interconexión disponible entre las zonas de precio.

Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión entre dos zonas es suficiente para permitir el flujo de electricidad resultante de la negociación, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo en ambas zonas. Si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio da como resultado un precio diferente en cada zona. Este mecanismo descrito para la formación del precio de la electricidad se denomina acoplamiento de mercados.

Los resultados del mercado diario, a partir de la libre contratación entre agentes compradores y vendedores representan la solución más eficiente desde el punto de vista económico, pero dadas las características de la electricidad, se necesita que sea también viable desde el punto de vista físico. Por ello, una vez obtenidos estos resultados se remiten al Operador del Sistema para su validación desde el punto de vista de la viabilidad técnica.

Este proceso se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte. Por tanto, los resultados del mercado diario pueden sufrir

Estónia, França, Holanda, Hungria, Irlanda, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Finlândia, Suécia, Dinamarca, Noruega, Polónia, Reino Unido, República Checa e Roménia.

Os agentes compradores e vendedores localizados em Espanha ou Portugal submeterão as suas ofertas ao mercado diário através do OMIE, que é o único NEMO (Nominated Electricity Market Operator) designado nestes países. As suas ofertas de compra e venda são aceites de acordo com a sua ordem de mérito económico e em função da capacidade de interligação disponível entre as zonas de preços.

Se num determinado horário do dia a capacidade de interligação entre duas zonas for suficiente para permitir o fluxo de eletricidade resultante da negociação, o preço da eletricidade nesse horário será o mesmo em ambas as zonas. Se, por outro lado, nesse momento a interligação estiver totalmente ocupada, nesse momento o algoritmo de fixação do preço resulta num preço diferente em cada zona. Este mecanismo descrito para a formação do preço da energia elétrica é denominado acoplamento de mercados.

Os resultados do mercado diário, baseado na livre contratação entre agentes compradores e vendedores, representam a solução mais eficiente do ponto de vista económico, mas dadas as características da eletricidade, necessita também de ser viável do ponto de vista físico. Assim, uma vez obtidos estes resultados, são enviados ao Operador do Sistema para validação do ponto de vista da viabilidade técnica.

Este processo é chamado de gestão de restrições técnicas do sistema e garante que os resultados do mercado sejam tecnicamente viáveis na rede de transporte. Assim, os resultados do mercado diário poderão sofrer

pequeñas variaciones como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el Operador del Sistema, dando lugar a un programa diario viable.

pequenas variações em consequência da análise de restrições técnicas efectuada pelo Operador do Sistema, dando origem a uma programação diária viável.

Mercados intradiarios

Mercados intradiários

Los mercados intradiarios son una importante herramienta para que los agentes del mercado puedan ajustar, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía, su programa resultante del mercado diario conforme a las necesidades que esperan en el tiempo real.

Os mercados intradiários constituem uma importante ferramenta para os agentes de mercado ajustarem, através da apresentação de ofertas de compra e venda de energia, o seu programa resultante do mercado diário de acordo com as necessidades que esperam em tempo real.

Los mercados intradiarios se estructuran actualmente en seis sesiones de subastas en el ámbito MIBEL y un mercado continuo transfronterizo europeo, y se llevan a cabo una vez el operador del sistema ha realizado, después del mercado diario, los ajustes necesarios para que el programa resultante sea viable.

Os mercados intradiários estão actualmente estruturados em seis sessões de leilões no espaço MIBEL e num mercado transfronteiriço europeu contínuo, e realizam-se depois de o operador do sistema ter efectuado, após o mercado diário, os ajustamentos necessários para que o programa resultante seja viável.

Al igual que el mercado diario, una vez llevados a cabo estos mercados, los resultados son enviados a los operadores del sistema para que puedan programar sus procesos de balance.

Tal como o mercado diário, uma vez realizados estes mercados, os resultados são enviados aos operadores do sistema para que possam programar os seus processos de equilíbrio.

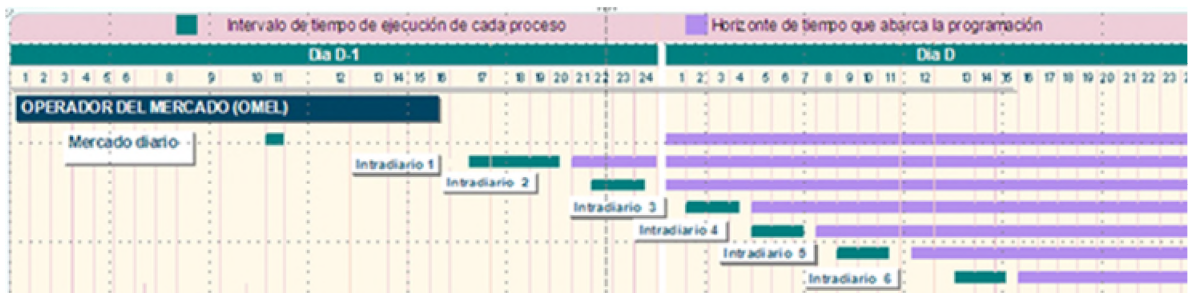


Figura 3. Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los mercados del Operador del Mercado | Sequência de execução e horizontes de aplicação dos mercados do operador do mercado | Fuente/ Fonte: REE.

El mercado intradiario de subastas se estructura actualmente en seis sesiones con diferentes horizontes de programación para cada sesión y gestiona las áreas de precio de Portugal y

O mercado de leilões intradiários está actualmente estruturado em seis sessões com diferentes horizontes de programação para cada sessão e gere as áreas de preços de

España, y la capacidad libre de las interconexiones: España-Portugal, España-Marruecos y España-Andorra, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección entre la oferta y la demanda.

Mercado intradiario SPOT

El mercado intradiario de subastas tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo cuya base de programación es el resultado del mercado diario.

Las subastas intradiarias, al igual que el mercado diario, siguen el modelo marginalista y el modelo de acoplamiento de mercados para las fronteras que gestiona

Mercado intradiario continuo

El mercado intradiario continuo, al igual que el mercado intradiario de subastas, ofrece a los agentes del mercado la posibilidad de gestionar sus desbalances de energía con dos diferencias fundamentales con respecto al de subastas:

Además de acceder a la liquidez del mercado a nivel local, los agentes pueden beneficiarse de la liquidez disponible en los mercados de otras áreas de Europa, siempre que haya capacidad de transporte transfronteriza disponible entre las zonas.

El ajuste puede realizarse hasta una hora antes del momento de entrega de la energía.

El propósito de este mercado es facilitar el comercio de energía entre las distintas zonas de Europa de manera continua y aumentar la eficiencia global de las transacciones en los mercados intradiarios en toda Europa.

Portugal e Espanha, e a capacidade livre das interligações: Espanha-Portugal, Espanha-Marrocos e Espanha-Andorra, onde o volume da energia e o preço de cada hora são determinados pela intersecção entre a oferta e a procura.

Mercado intradiário SPOT

O mercado de leilões intradiários tem como objetivo abordar, por meio da apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia elétrica pelos agentes do mercado, os ajustes ao Programa Diário Definitivo Viável cuja base de programação é resultado do mercado diário.

Os leilões intradiários, tal como o mercado diário, seguem o modelo marginalista e o modelo de acoplamento de mercado para as fronteiras que gere.

Mercado intradiário contínuo

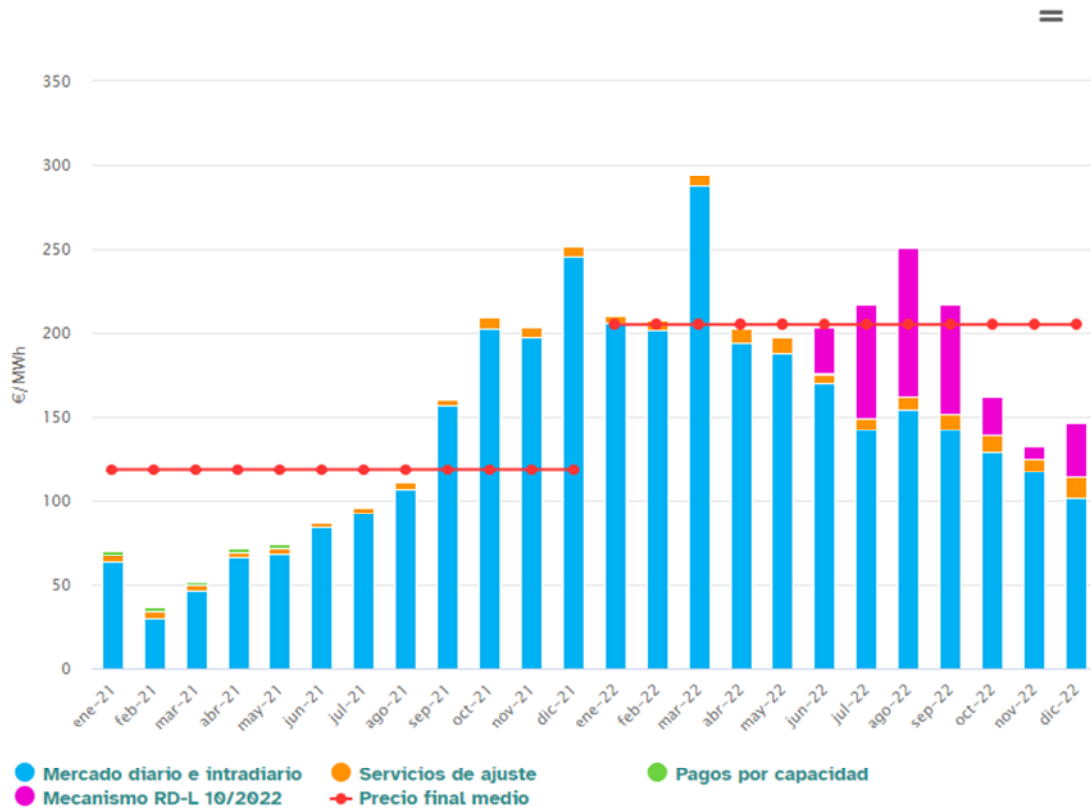
O mercado intradiário contínuo, tal como o mercado de leilões intradiários, oferece aos agentes do mercado a possibilidade de gerir os seus desequilíbrios energéticos com duas diferenças fundamentais em relação ao mercado de leilões:

Além de acederem à liquidez do mercado localmente, os comerciantes podem beneficiar da liquidez disponível nos mercados de outras áreas da Europa, desde que esteja disponível capacidade de transporte transfronteiriço entre as áreas.

O ajuste pode ser feito até uma hora antes do horário de entrega de energia.

O objetivo deste mercado é facilitar o comércio de energia entre diferentes áreas da Europa de forma contínua e aumentar a eficiência global das transações nos mercados intradiários em toda a Europa.

La excepción ibérica	A exceção ibérica
<p>Como consecuencia de la profunda crisis energética derivada de la invasión de Ucrania por parte de Rusia, se produjo una elevación sustancial de los precios de la electricidad. Los gobiernos español y portugués enviaron a la Comisión Europea en marzo de 2022 una propuesta para contener de forma temporal dicho aumento de los precios, que se ha llamado informalmente, la excepción ibérica.</p>	<p>Como consequência da profunda crise energética resultante da invasão da Ucrânia pela Rússia, houve um aumento substancial nos preços da electricidade. Os governos espanhol e português enviaram à Comissão Europeia em março de 2022 uma proposta para conter temporariamente o referido aumento de preços, que tem sido informalmente denominado exceção ibérica.</p>
<p>Este mecanismo consiste en limitar temporalmente las ofertas en el mercado eléctrico a través de un tope al precio del gas que deben aplicar determinadas centrales térmicas. Este ajuste lo asumen los consumidores de electricidad en la península ibérica, que no tuvieran instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 26 de abril de 2022, de acuerdo con la diferencia entre el precio de referencia del gas, establecido en los Reales Decretos del mecanismo de ajuste, y el precio efectivo del mercado spot de gas natural publicado cada día por MIBGAS.</p>	<p>Este mecanismo consiste na limitação temporária da oferta no mercado eléctrico através de um limite máximo do preço do gás que determinadas centrais térmicas devem aplicar. Este ajustamento é assumido pelos consumidores de electricidade da Península Ibérica, que não dispunham de instrumentos de cobertura de prazo celebrados antes de 26 de abril de 2022, de acordo com a diferença entre o preço de referência do gás, estabelecido nos diplomas do mecanismo de ajustamento, e o preço efectivo do mercado spot de gás natural publicado diariamente pela MIBGAS.</p>
<p>El llamado “Mecanismo de ajuste” o “Excepción ibérica” del MIBEL fue aprobado por la Comisión Europea bajo una serie de condiciones, entre la que destaca la reforma del llamado Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC) y publicado posteriormente en el Boletín Oficial del Estado (BOE) a través del Real Decreto-ley 10/2022, del 13 de mayo, en España y el Decreto ley 33/2022, del 14 de mayo, en Portugal. La aplicación de dicho mecanismo de ajuste duró 1 año y ha sido extendida hasta el 31 de diciembre de 2023.</p>	<p>O denominado “Mecanismo de Ajustamento” ou “Exceção Ibérica” do MIBEL foi aprovado pela Comissão Europeia sob uma série de condições, entre as quais se destaca a reforma do chamado Preço Voluntário de Pequeno Consumidor (PVPC) e posteriormente publicada no Diário Oficial do Estado (BOE) através do Real Decreto-Lei 10/2022, de 13 de maio, em Espanha e do Decreto-Lei 33/2022, de 14 de maio, em Portugal. A aplicação do referido mecanismo de ajustamento tinha a duração de 1 ano e foi prorrogada até 31 de dezembro de 2023.</p>



Fuente: ree.es

Figura 19. Evolución de los componentes del precio medio final del mercado eléctrico. | Evolução dos componentes do preço médio final do mercado eléctrico | Fuente/ Fonte: REE.

Mercados a plazos

La participación cada vez más significativa de la generación con fuentes de energía renovable en el sistema energético europeo origina una creciente volatilidad en los mercados que obliga a los agentes a buscar una eficaz cobertura del riesgo de precio. En este nuevo escenario, los mercados a plazo son una herramienta fundamental para asegurar las inversiones y mitigar las fluctuaciones de los costos y de los ingresos asociados con la compra y venta de, entre otros, electricidad. OMIP gestiona el mercado de derivados del MIBEL. En 2022 se negoció un volumen total de 11,9 TWh entre negociaciones en continuo, bilaterales y subastas.

Mercados a prazo

A participação cada vez mais significativa da produção com fontes de energia renováveis no sistema energético europeu provoca uma volatilidade crescente nos mercados que obriga os agentes a procurarem uma cobertura eficaz do risco de preço. Neste novo cenário, os mercados a prazo são uma ferramenta fundamental para garantir investimentos e mitigar flutuações de custos e rendimentos associados à compra e venda de, entre outros, energia eléctrica. O OMIP gere o mercado de derivados do MIBEL. Em 2022, foi negociado um volume total de 11,9 TWh entre negociações contínuas, bilaterais e leilões.

4.GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	4. PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE
4.1. MIX DE FUENTES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.	4.1. MIX DE FONTES NA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE
4.1.1 PORTUGAL	4.1.1 PORTUGAL
<p>En el período de 10 años comprendido entre 2013 y 2022, la producción de electricidad varió significativamente en Portugal, alcanzando valores cercanos a los 60.000 GWh entre 2016 y 2018. En 2022, la producción eléctrica fue inferior a 50.000 GWh, lo que respecto a 2013 supone un descenso de alrededor del 6%. En este período de 10 años, la producción fotovoltaica la que experimentó el mayor aumento, con alrededor de un 633%, seguida de la térmica renovable, con alrededor de un 29%. En la dirección opuesta, como resultado de la escasez de recursos hídricos, en 2022 habrá una disminución en la producción de agua de alrededor del 41%, en comparación con el valor de 2013. En línea con el objetivo de transición energética, se ha producido también una disminución de la producción de electricidad a partir de centrales térmicas no renovables de aproximadamente el 10%. Cabe señalar que, durante 2021, Portugal desmanteló sus dos centrales térmicas de carbón existentes, y a finales de ese año ya no producirá electricidad a partir del carbón.</p>	<p>No período de 10 anos compreendido entre 2013 e 2022 a produção de eletricidade variou significativamente em Portugal, tendo atingido entre 2016 e 2018 valores próximos de 60 000 GWh. No ano de 2022 a produção de eletricidade foi inferior a 50 000 GWh o que comparado com 2013 representa uma diminuição de cerca de 6%. Neste período de 10 anos, a produção fotovoltaica registou o maior aumento, com aproximadamente 633%, seguido da térmica renovável, com cerca de 29%. Em sentido oposto, decorrente da escassez de recurso hídrico no ano de 2022, verifica-se uma diminuição da produção hídrica de cerca de 41%, quando comparado com o valor de 2013. Alinhado com o objetivo da transição energética, verifica-se também uma diminuição da produção elétrica em centrais térmicas não renováveis de aproximadamente 10%. Refira-se que durante o ano de 2021, em Portugal ocorreu o descomissionamento das duas centrais térmicas a carvão existentes, deixando, no final desse ano de ter produção de eletricidade a partir do carvão.</p>

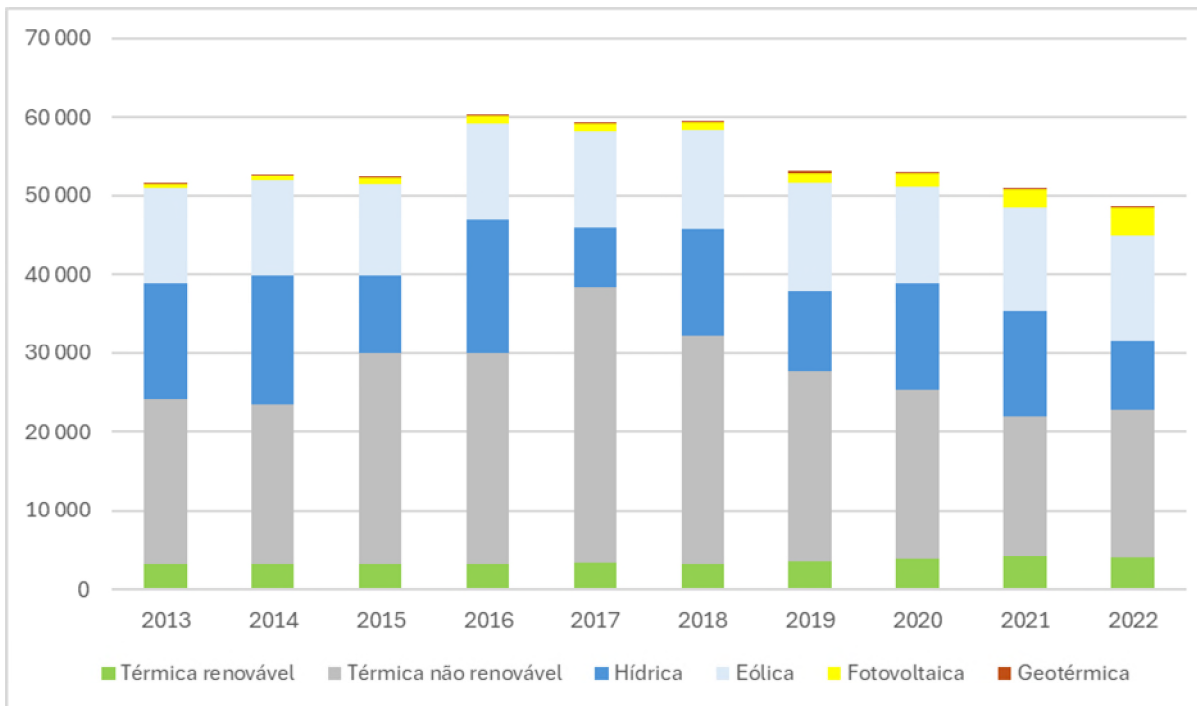


Figura 20. Produção bruta de electricidade em Portugal (GWh) | Produção bruta de eletricidade em Portugal (GWh) | Fuente/ Fonte: DGEG

En 2022, la generación térmica no renovable representó la mayor parte de la producción bruta de electricidad, con un 35,1%, seguida de la generación hidroeléctrica, con un 26,4%.

Em 2022 a produção térmica não renovável representava a maior quota da produção bruta de eletricidade, com 35,1%, seguida da produção hídrica, com 26,4%.

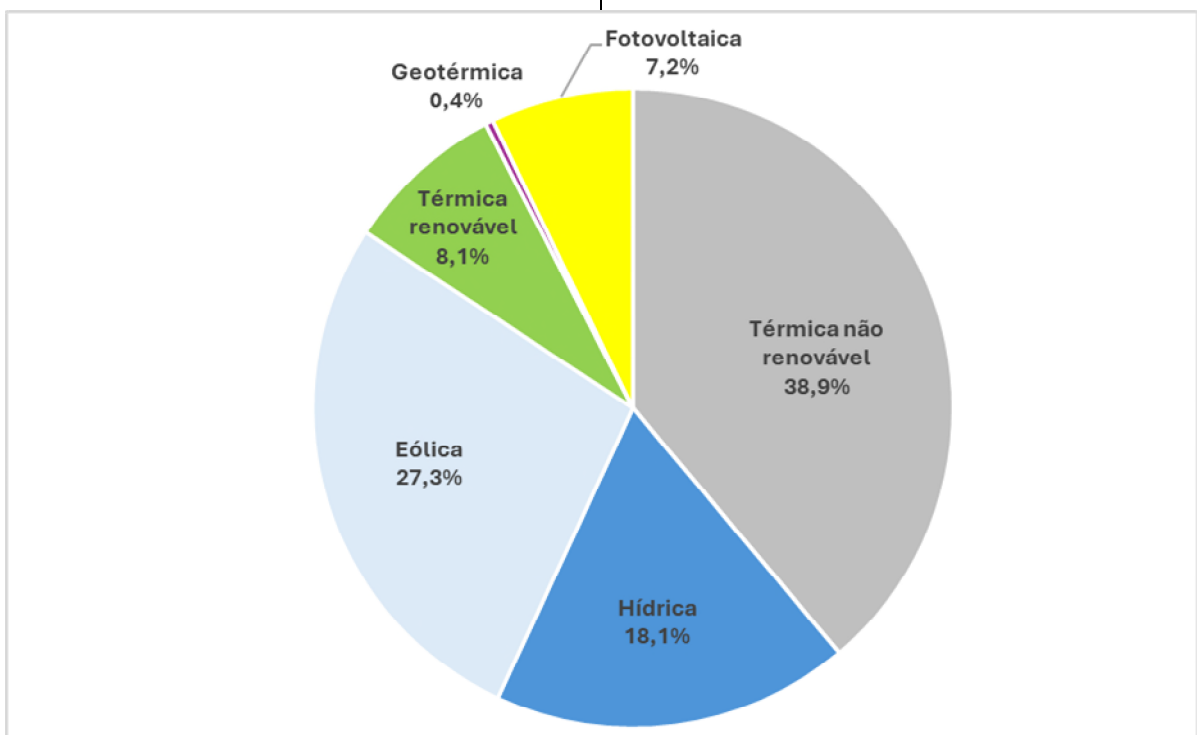
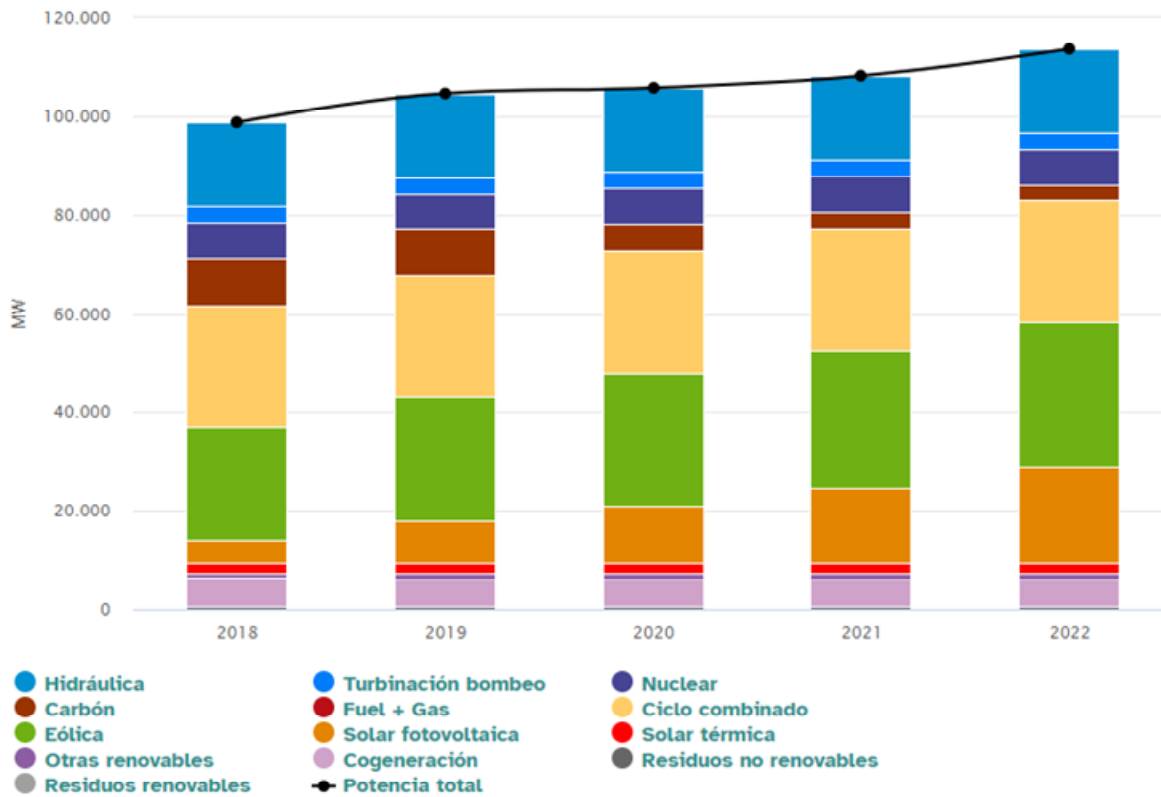


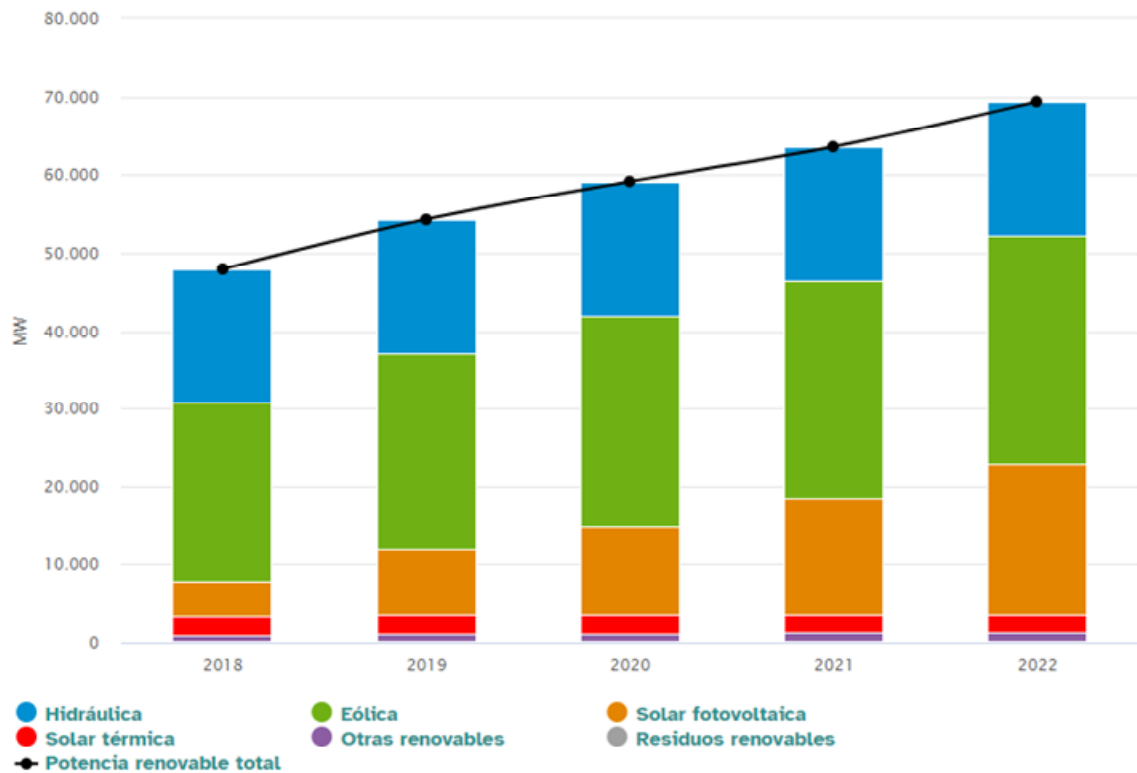
Figura 21 Cuotas de producción bruta de electricidad en Portugal por fuente en 2022 | Quotas da produção bruta de eletricidade em Portugal por fonte em 2022 | Fuente/ Fonte: DGEG

4.1.2 ESPAÑA	4.1.2 ESPANHA
<p>El parque generador de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular ha alcanzado una capacidad de 113,6 GW, de los que 69,3 GW se corresponden con fuentes de generación renovable. Destaca, por su alta capacidad la eólica (29,4 GW), el ciclo combinado (24,5 GW), la solar fotovoltaica (19,3 GW) y la hidráulica (17,0 GW), que juntas representan el 80% del total de capacidad instalada. La capacidad de almacenamiento hidráulico en instalaciones de bombeo puro es en la actualidad de 3,3 GW.</p> <p>Desde 2018, la tecnología con mayor incremento de capacidad – tanto relativa como nominal – ha sido la solar fotovoltaica con una evolución de 4,5 GW hasta los 19,3 GW de 2022. En sentido contrario, el cierre paulatino de centrales térmicas de carbón ha provocado la disminución de la potencia instalada de esta tecnología de 9,5 GW en 2018 a 3,2 GW en 2022.</p>	<p>O parque produtor de energia elétrica do sistema eléctrico peninsular atingiu uma capacidade de 113,6 GW, dos quais 69,3 GW correspondem a fontes de produção renováveis. A energia eólica (29,4 GW), ciclo combinado (24,5 GW), solar fotovoltaica (19,3 GW) e hidrica (17,0 GW) destacam-se pela elevada capacidade, que juntas representam 80% da capacidade total instalada. A capacidade de armazenamento hidráulico em instalações de bombeamento puro é atualmente de 3,3 GW.</p> <p>Desde 2018, a tecnologia com maior aumento de capacidade – tanto relativa como nominal – é a solar fotovoltaica com uma evolução de 4,5 GW para 19,3 GW em 2022. Em contrapartida, o encerramento gradual das centrais térmicas a carvão tem provocado a diminuição da potência instalada desta tecnologia que passou de 9,5 GW em 2018 para 3,2 GW em 2022.</p>



Fuente: ree.es

Figura 22. Evolución de la estructura de potencia instalada. | Evolução da estrutura de potência instalada. | Fuente/ Fonte: REE



Fuente: ree.es

Figura 23. Evolución de la potencia instalada renovable. | Evolução da potência instalada renovável. |
Fuente/ Fonte: REE

4.2. GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	4.2. PRODUÇÃO HIDROELÉTRICA
4.2.1 PORTUGAL	4.2.1 PORTUGAL
<p>Entre 2013 y 2022, la producción hidroeléctrica en Portugal osciló entre un mínimo de 7 632 GWh en 2017 y un máximo de 16 916 GWh en 2016. En cuanto a la producción hidroeléctrica por bombeo, osciló entre un mínimo de 843 GWh en 2014 y un máximo de 2 291 GWh en 2022. Sin embargo, en términos de porcentaje de la producción hidroeléctrica total, en 2014 se registró el porcentaje más bajo de producción hidroeléctrica por bombeo, en torno al 5%, y en 2022 se registró el porcentaje más alto de producción hidroeléctrica por bombeo, en torno al 26%. En general, como cabría esperar, el porcentaje de producción procedente del bombeo aumenta a medida que disminuye la disponibilidad de recursos hídricos.</p>	<p>Entre 2013 e 2022 a produção hidroeléctrica em Portugal variou entre um mínimo de 7 632 GWh em 2017 e um máximo de 16 916 GWh em 2016. Quanto à produção hidroeléctrica em bombagem, constata-se que variou entre o valor mínimo de 843 GWh em 2014 e o máximo de 2 291 GWh em 2022. No entanto, em termos de percentagem da produção hídrica total, 2014 registou a menor quota de produção em bombagem, com cerca de 5%, e 2022 a maior quota de produção em bombagem, com aproximadamente 26%. Genericamente, como seria de esperar, verifica-se que a percentagem de produção em bombagem aumenta com a diminuição da disponibilidade do recurso hídrico.</p>

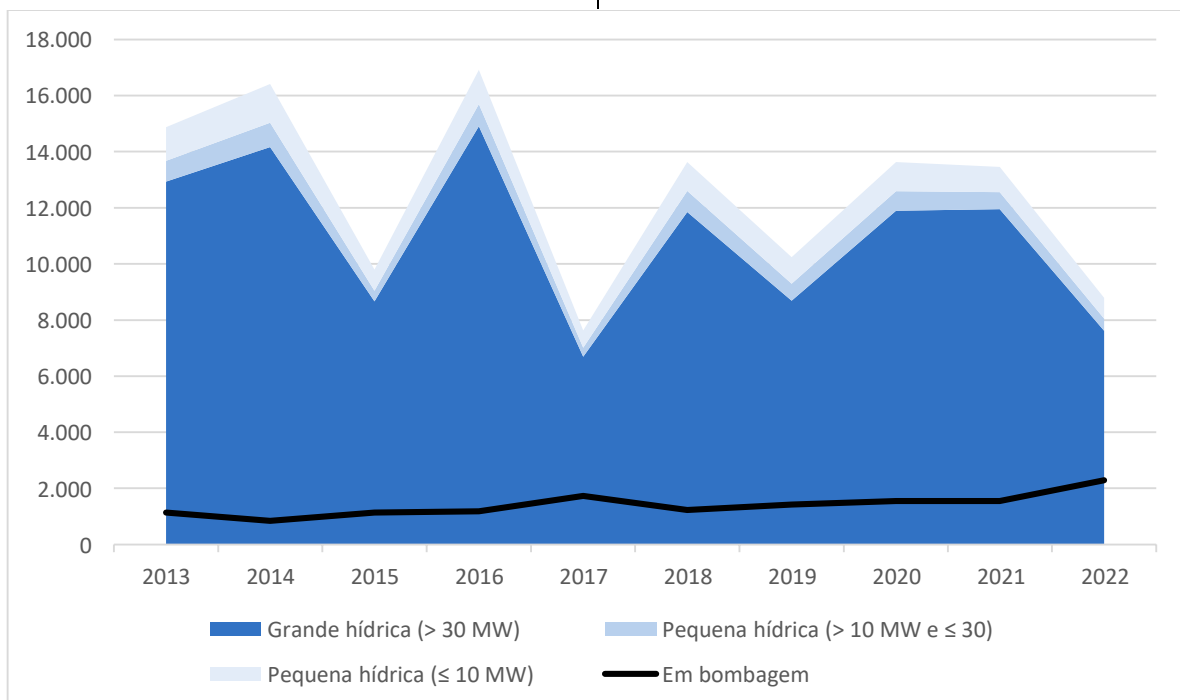


Figura 24 Producción bruta de electricidad por centrales hidráulicas en Portugal (GWh) | Produção bruta de eletricidade por centrais hídricas em Portugal (GWh) | Fuente/ Fonte: DGEG

En el periodo 2013-2022, la producción hidroeléctrica en Portugal está fuertemente correlacionada con el índice de hidraulicidad.

No período 2013-2022 verifica-se que a produção hidroeléctrica em Portugal está fuertemente correlacionada com o índice de hidraulicidade.

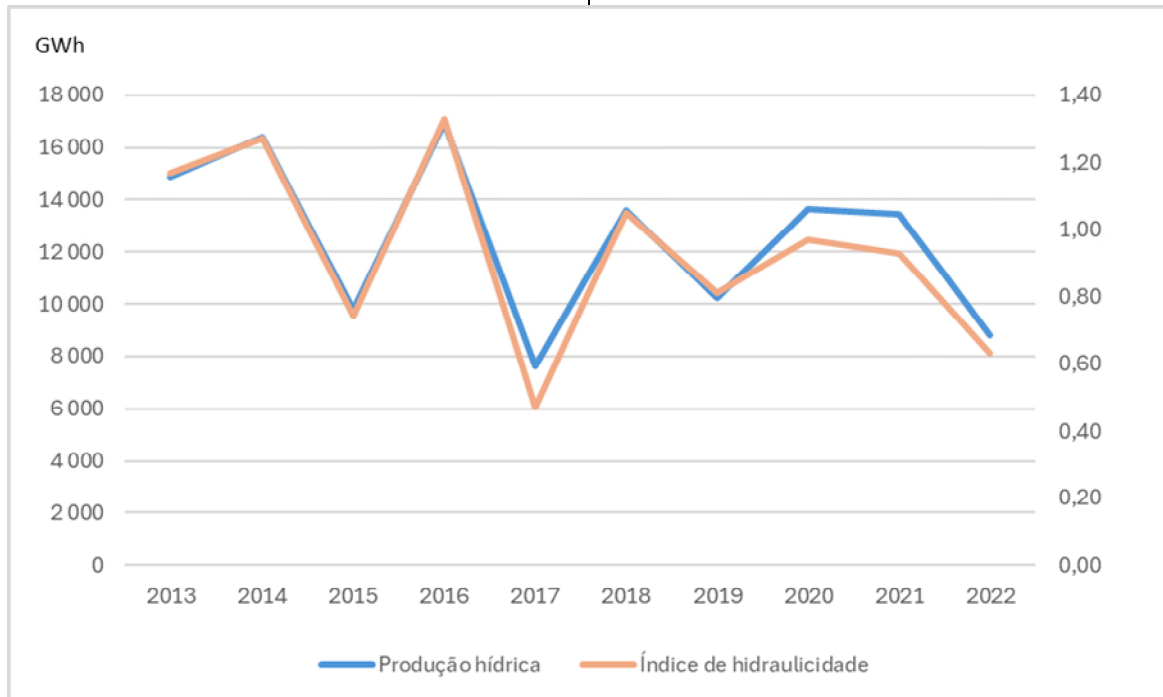


Figura 25 Produção bruta de electricidade por centrais hidráulicas (GWh) e índice de hidraulicidade em Portugal | Produção bruta de eletricidade por centrais hídricas (GWh) e índice de hidraulicidade em Portugal | Fuente/ Fonte: DGEG

La parte de la producción hidroeléctrica en la producción bruta de electricidad en el periodo 2013-2022 también muestra una fuerte correlación con el índice de hidraulicidad.

Também a quota de produção hídrica na produção bruta de eletricidade no período 2013-2022 apresenta uma forte correlação com o índice de hidraulicidade.

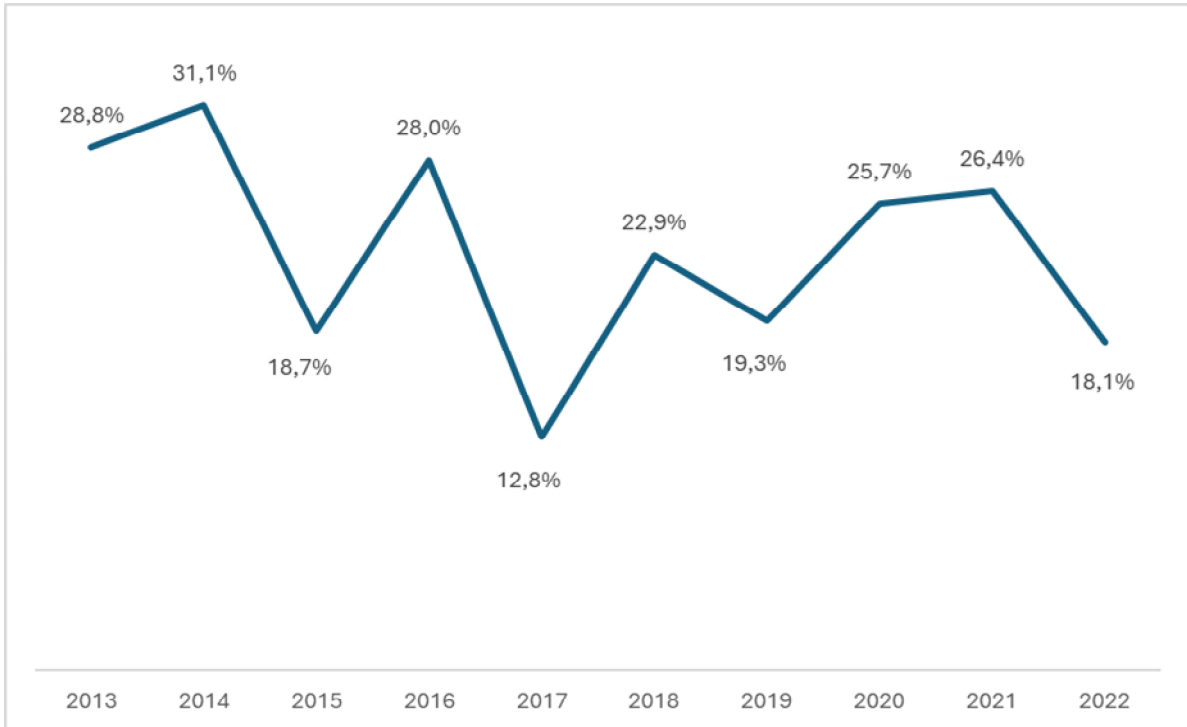


Figura 26. Cuota de producción hídrica en producción bruta de electricidad en Portugal | Quota de produção hídrica na produção bruta de eletricidade em Portugal | Fuente/ Fonte: DGEG

En cuanto a la capacidad instalada de los centros de generación eléctrica, en los 10 años transcurridos entre 2013 y 2022 ésta ha aumentado aproximadamente un 18,6%, registrándose el mayor incremento en la capacidad fotovoltaica, con cerca de un 797%, seguida de la hidroeléctrica, con un 47%, en línea con el aumento de la producción eléctrica. Por el contrario, se ha producido un descenso de aproximadamente el 30% en la capacidad térmica no renovable, lo que está en consonancia con el objetivo de transición energética

Relativamente à capacidade instalada de centros eletroprodutores, nos 10 anos compreendidos entre 2013 e 2022 esta aumentou aproximadamente 18,6%, com o maior aumento a ser registado na capacidade fotovoltaica, com cerca de 797%, seguido da hídrica, com 47%, em consonância com o aumento da produção de eletricidade. Em sentido contrário, verifica-se uma diminuição de aproximadamente 30% na capacidade térmica não renovável, o que está alinhado com o objetivo da transição energética.

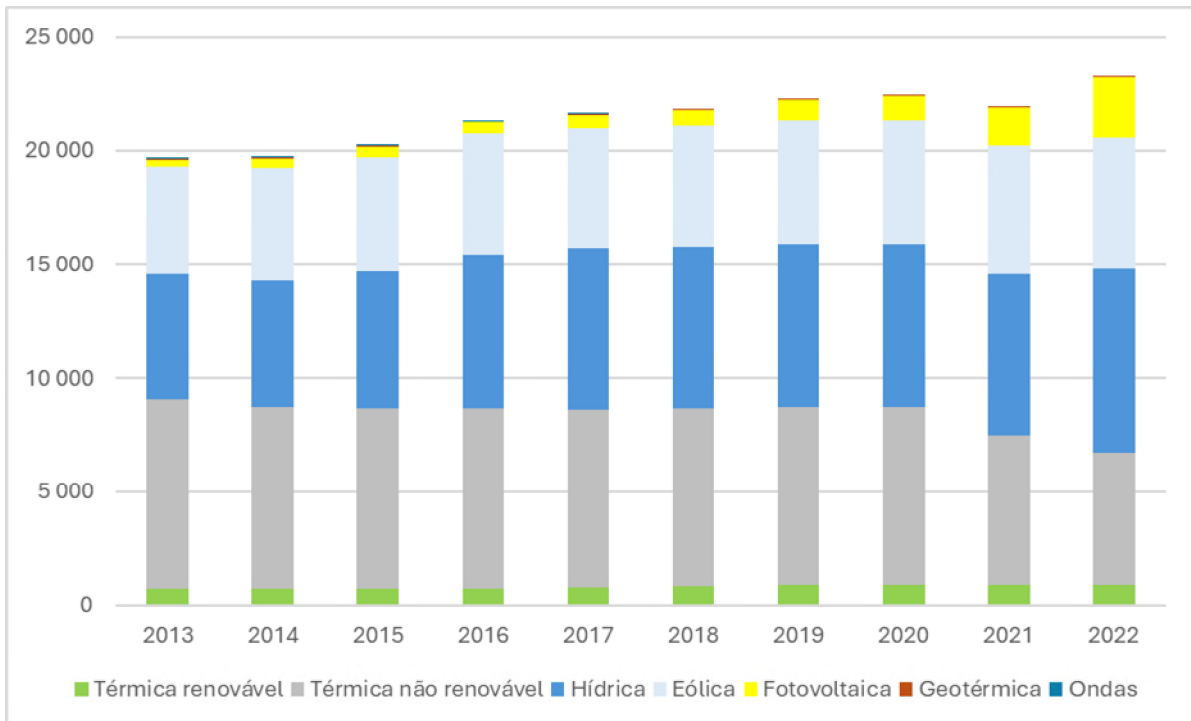


Figura 27. Capacidade instalada de centros de eletroprodutores em Portugal (MW) | Capacidade instalada de centros eletroprodutores em Portugal (MW) | Fuente/ Fonte: DGEG

En 2022, las centrales hidroeléctricas representaron la mayor parte de la capacidad instalada de los centros de generación de energía, con un 35,0%, seguidas de las centrales térmicas no renovables, con un 25,0%.

Em 2022 as centrais hídricas representavam a maior quota da capacidade instalada de centros eletroprodutores, com cerca de 35,0%, seguidas da térmica não renovável, com 25,0%

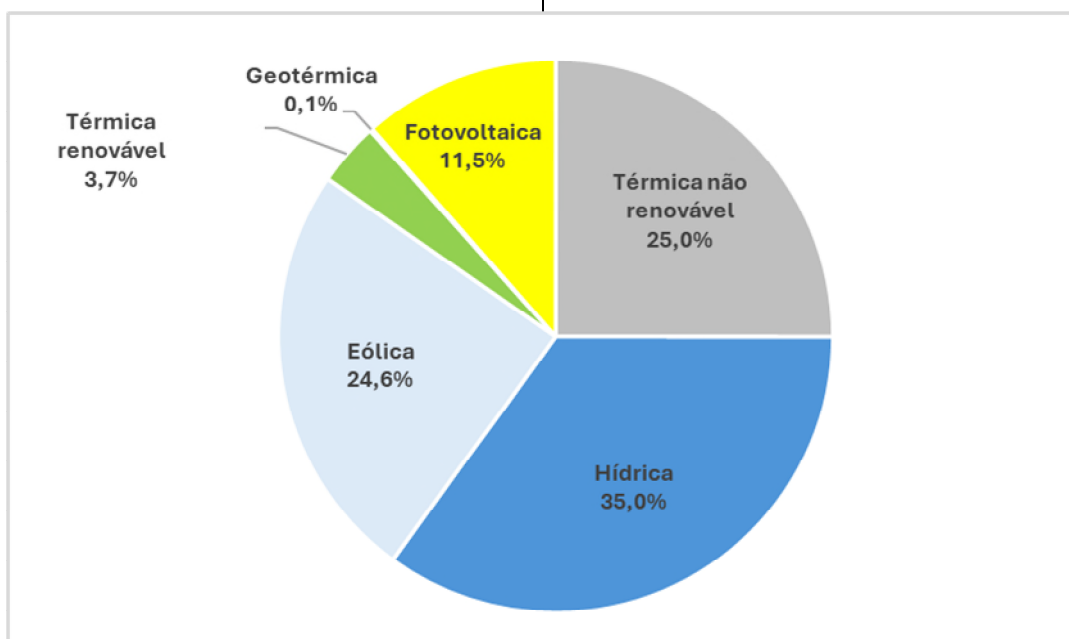


Figura 28. Cuotas de capacidad instaladas de centros electroprodutores en Portugal por fuente en 2022 | Quotas da capacidade instalada de centros electroprodutores em Portugal por fonte em 2022 | Fuente/ Fonte: DGEG

Entre 2013 y 2023, la capacidad hidroeléctrica de Portugal osciló entre un mínimo de 5.535 MW en 2013 y un máximo de 8.141 MW en 2022. La capacidad hidroeléctrica reversible pasó de 1.271 MW en 2012 a 3.659 MW en 2022.

Entre 2013 e 2022 a capacidade hídrica em Portugal variou entre um mínimo de 5.535 MW em 2013 e um máximo de 8.141 MW em 2022. Quanto à capacidade hídrica reversível, constata-se que aumentou de 1.271 MW em 2012 para 3.659 MW em 2022.

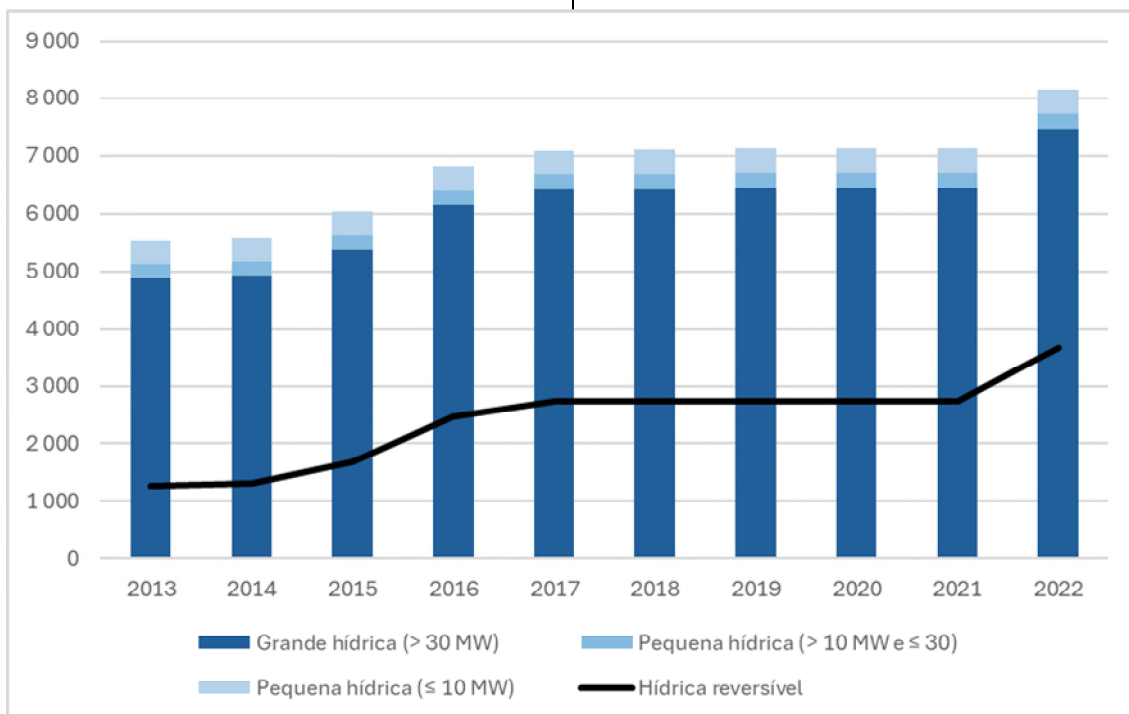


Figura 29. Capacidad instalada de centrales hidroeléctricas en Portugal (MW) | Capacidade instalada de centrais hidroeléctricas em Portugal (MW) | Fuente/ Fonte: DGEG

En 2022, las Grandes Centrales Hidroeléctricas, con una capacidad instalada de más de 30 MW, representaban alrededor del 91,6% de la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas en Portugal, seguidas de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, con una capacidad de 10 MW o menos.

Em 2022 as Grandes Hídricas, com capacidade instalada superior a 30 MW, representavam cerca de 91,6% da capacidade instalada de centrais hidroeléctricas em Portugal, seguidas das Pequenas Hídricas com capacidade igual ou inferior a 10 MW.

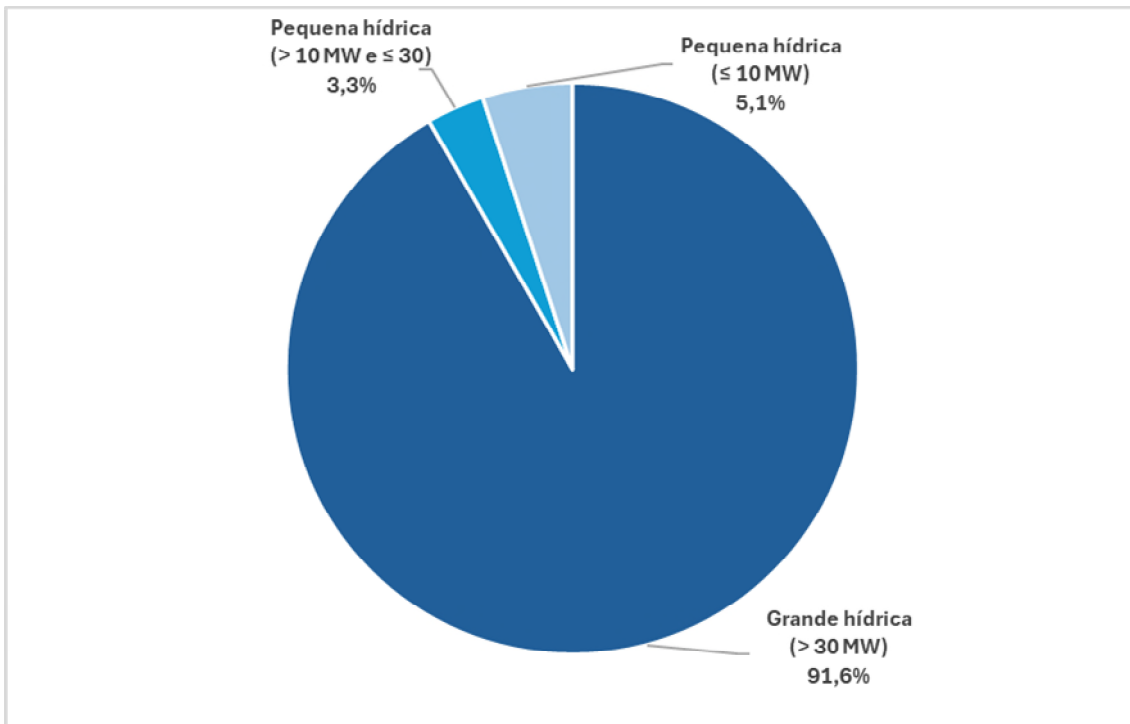


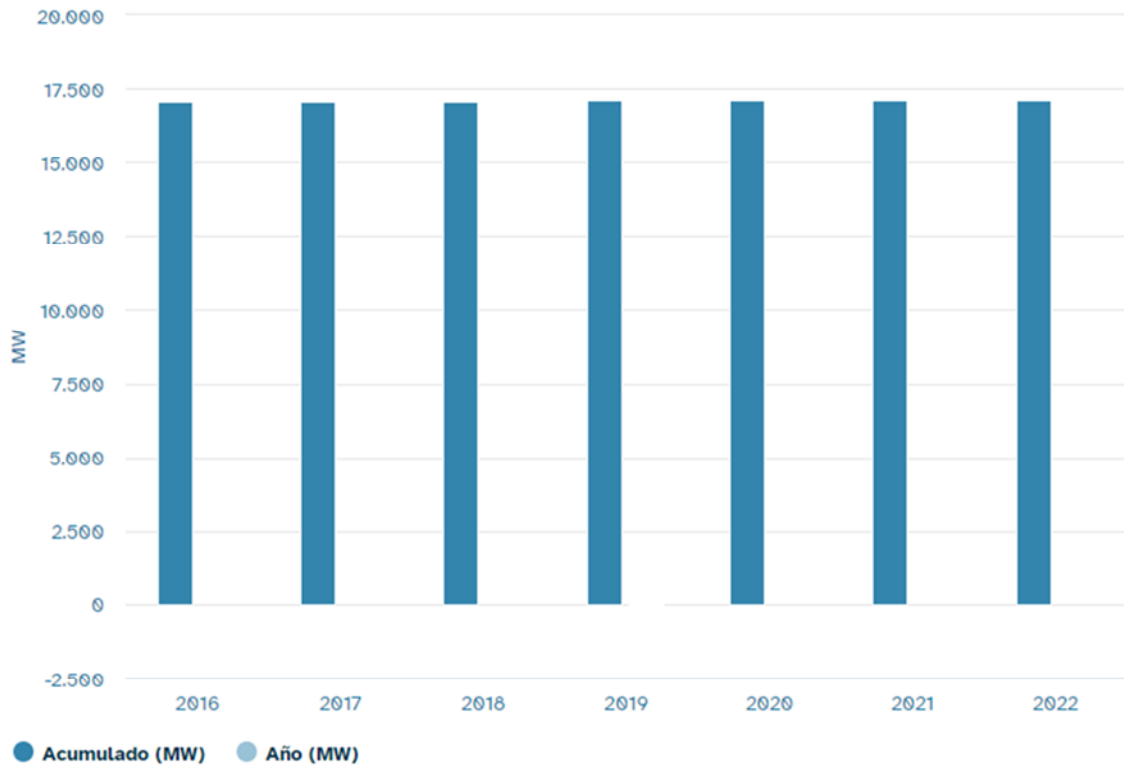
Figura 30 Capacidad instalada de centrales hidroeléctricas en Portugal en 2022 por tipo de central | Capacidade instalada de centrais hidroelétricas em Portugal em 2022 por tipo de central | Fuente/ Fonte: DGEG

4.2.2 ESPAÑA

La hidráulica ha sido tradicionalmente la principal fuente renovable en España, hasta que en el año 2009 fue superada por la eólica y en 2022 por la solar fotovoltaica. Se sitúa como la tercera fuente renovable por potencia instalada con un total de 17.094 MW a finales de 2022. Se puede observar cómo la potencia prácticamente se ha mantenido invariable, teniendo que remontarse hasta el 2012 para encontrar un incremento superior al 1 %.

4.2.2 ESPANHA

A energia hidroelétrica tem sido tradicionalmente a principal fonte renovável em Espanha, até que em 2009 foi superada pela eólica e em 2022 pela solar fotovoltaica. É a terceira fonte renovável em potência instalada com um total de 17.094 MW no final de 2022. Percebe-se como a potência se manteve praticamente inalterada, sendo necessário recuar a 2012 para encontrar um aumento de mais de 1%.



Fuente: ree.es

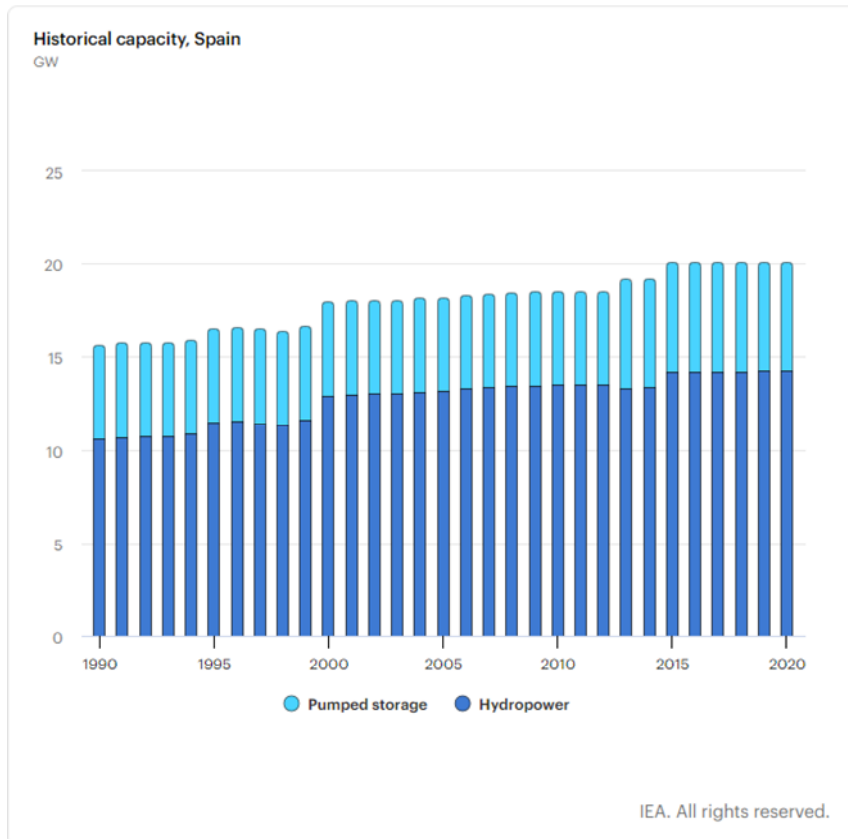


Figura 31. Evolución anual de la potencia instalada hidráulica. | Evolução anual da potencia hidráulica instalada. | Fuente/ Fonte: REE

Como puede apreciarse en la **Figura 32**, la potencia hidráulica instalada se concentra en las demarcaciones compartidas con Portugal, en los tramos medios de los ríos, próximos a la frontera.

Como se pode observar na **Figura 32**, a potência hidrica instalada concentra-se nas bacias hidrográficas partilhadas com Portugal, no curso médio dos rios, perto da fronteira.

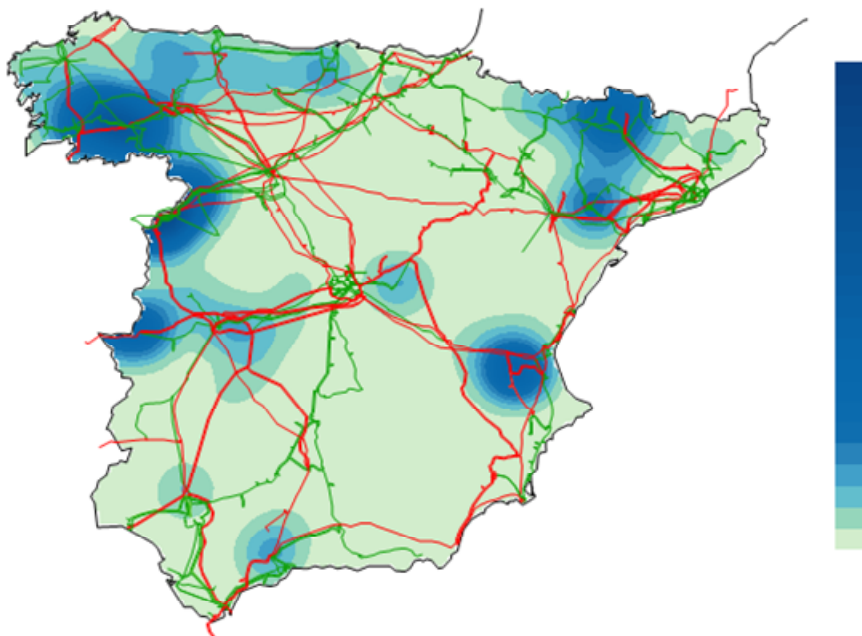
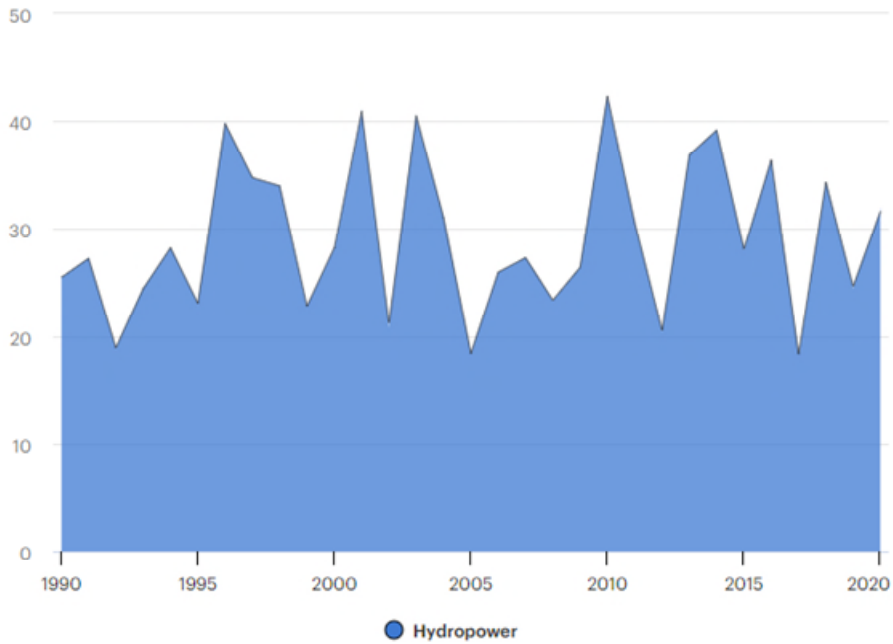


Figura 32. Distribución geográfica de la potencia hidráulica instalada. | Distribuição geográfica da potência instalada. | Fuente/ Fonte: REE

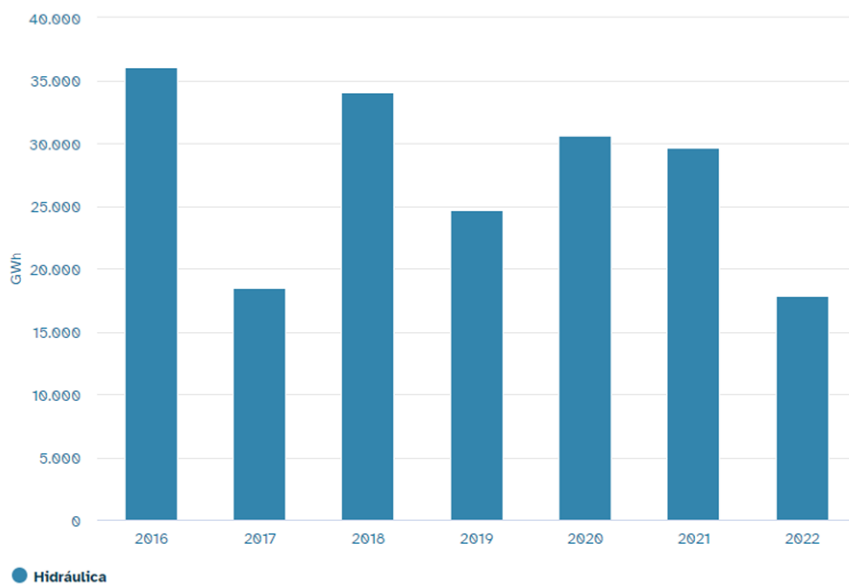
La generación hidráulica en España es muy variable, llegando en años húmedos a superar los 40.000 GWh, mientras que en años secos ese volumen se reduce a más de la mitad, lo que se traduce en una variación significativa de su participación en la generación total.

A produção hidrica em Espanha é muito variável, atingindo mais de 40.000 GWh em anos húmedos, enquanto em anos secos este volume é reduzido em mais de metade, o que se traduz numa variação significativa na sua participação na produção total.

Historical generation by type, Spain
TWh

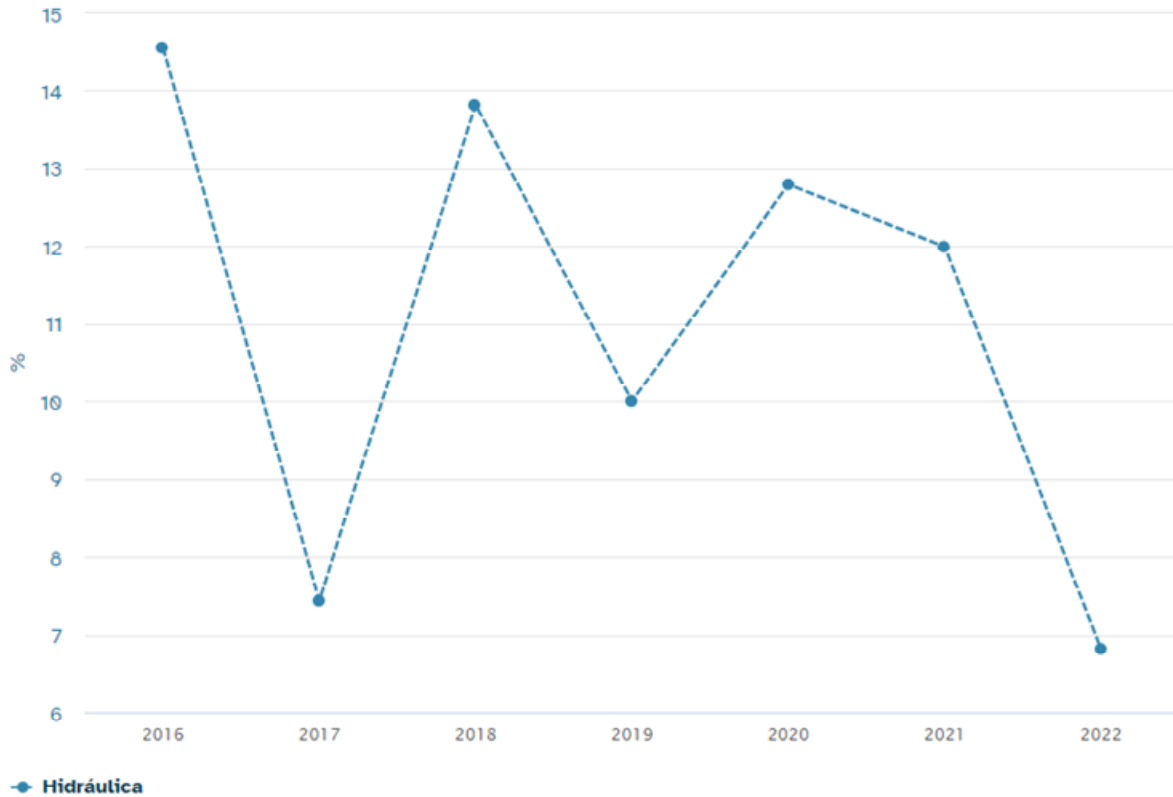


IEA. All rights reserved.



Fuente: ree.es

Figura 33. Evolución de la generación hidráulica peninsular. | Evolução da produção da energia hidroelétrica na península. | Fuente/ Fonte: REE



Fuente: ree.es

Figura 34. Evolución de la participación de la generación hidráulica en la generación total. Sistema peninsular. | Evolução da participação da produção hidroelétrica na produção total. Sistema peninsular. | Fuente/ Fonte: REE

Los meses de finales de invierno y los primeros de primavera son los periodos que mayor aportación hidráulica presentan históricamente debido sobre todo al deshielo y también a la mayor pluviosidad de dichos meses. La Figura 35 muestra la evolución mensual de la generación hidráulica.

Os meses de final do inverno e início da primavera são os períodos de maior contribuição hidrica historicamente devido principalmente ao degelo e também às maiores precipitações nestes meses. A Figura 35 apresenta a evolução mensal da produção hidrica.

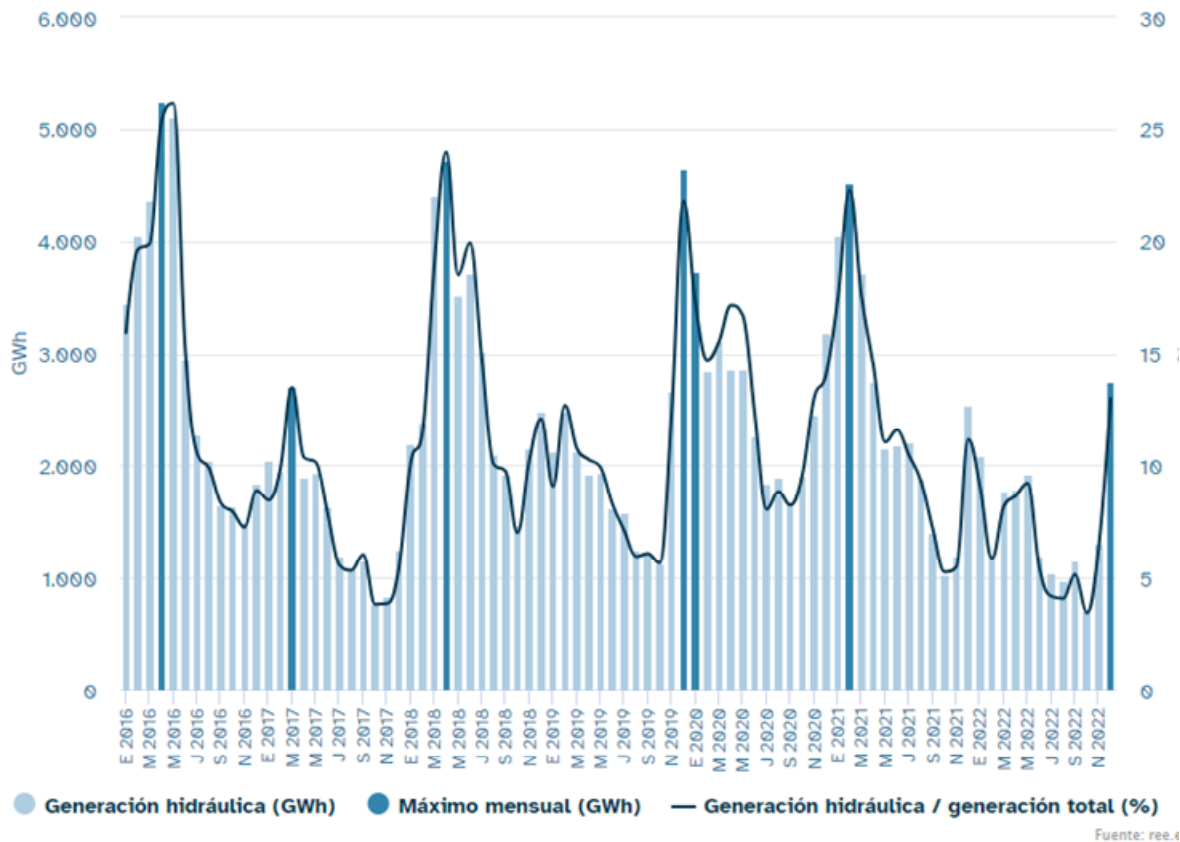
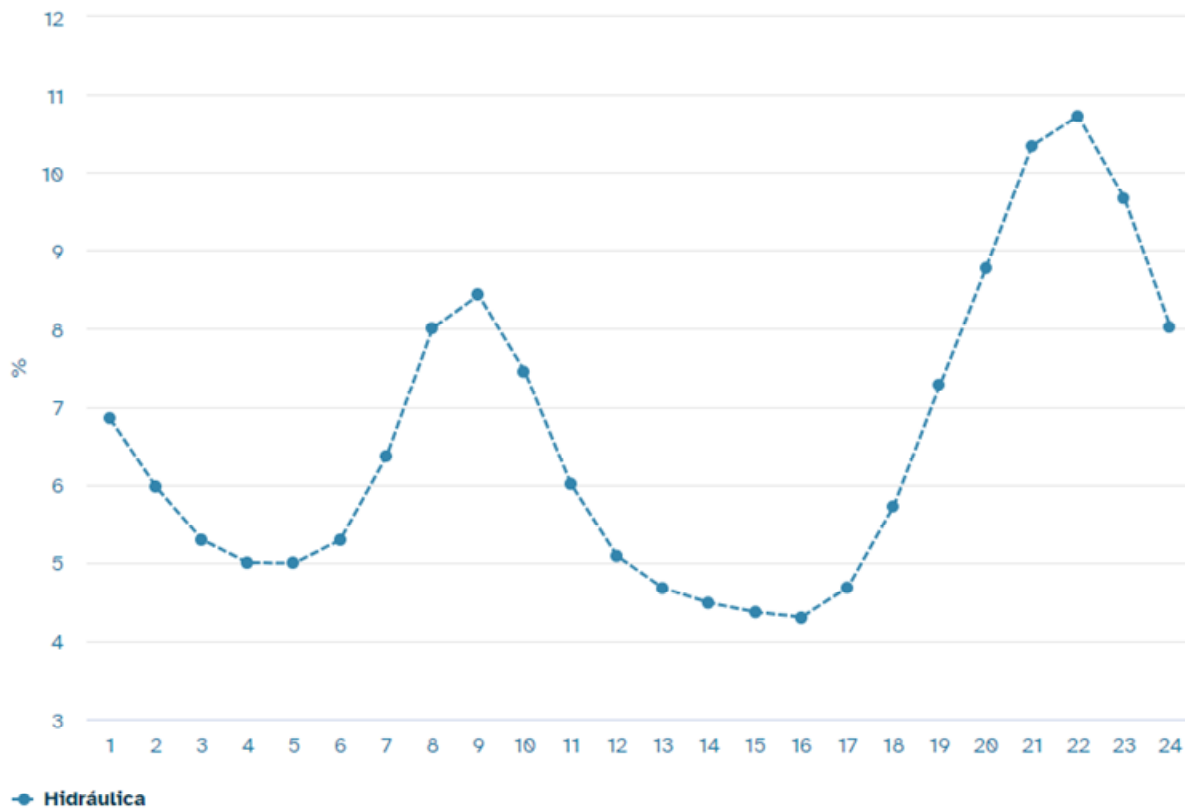


Figura 35. Generación mensual hidráulica, máximos y participación en la generación total. Sistema peninsular. | Produção hidráulica mensal, máxima e participação na produção total. Sistema peninsular. | Fuente/ Fonte: REE

Una de las principales ventajas que presenta esta tecnología frente al resto de renovables es su gestionabilidad, lo que se pone de manifiesto al observar la curva media diaria de participación de la hidráulica sobre la generación total que muestra cómo la mayor aportación de esta tecnología coincide con los picos de demanda de la mañana y de la tarde-noche.

Uma das principais vantagens que esta tecnologia apresenta sobre as restantes renováveis é a sua capacidade de gestão, o que fica evidente ao observar a curva média diária de participação da hidrica na produção total, que mostra como a maior contribuição desta tecnologia coincide com picos de procura matinal e vespertina.



Fuente: ree.es

Figura 36. Perfil medio horario de la hidráulica sobre la generación total en 2022. | Perfil médio horário de energia hidroelétrica sobre a produção total em 2022. | Fuente/ Fonte: REE

4.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE NO GESTIONABLE (SOLAR, EÓLICA...) EXISTENTE Y PREVISTA	4.3 PRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL VARIÁVEL (SOLAR, EÓLICA,...) EXISTENTE E PREVISTA
4.3.1 PORTUGAL	4.3.1 PORTUGAL
<p>En cuanto a los centros generadores con fuentes de energía renovables variables, en el periodo 2013-2022, como se ha mencionado anteriormente, destaca el crecimiento de la potencia instalada de las plantas fotovoltaicas (en torno al 797%). Aunque significativo, las centrales eólicas experimentaron un incremento más conservador, de aproximadamente el 20%.</p> <p>Según el Informe de Seguimiento de la Seguridad de Suministro del Sistema Eléctrico Nacional, publicado en 2022 (RMSA-E 2022), se estima que</p>	<p>No que diz respeito a centros eletroprodutores com fontes de energia renovável variável, no período 2013-2022, como anteriormente referido, destaca-se o crescimento da capacidade instalada de centrais fotovoltaicas (cerca de 797%). As centrais eólicas registaram, embora significativo, um aumento mais conservador, com aproximadamente 20%.</p> <p>De acordo com o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional, publicado em 2022 (RMSA-E 2022),</p>

la potencia fotovoltaica podría alcanzar los 11.286 MW en 2030, lo que supone un incremento de 9.585 MW desde 2021. En el caso de la eólica, el incremento estimado en el mismo periodo es de 3.518 MW, hasta los 9.161 MW.

estima-se que a capacidade fotovoltaica possa atingir em 2030 o valor de 11 286 MW, representando um aumento de 9 585 MW desde 2021. No caso da eólica, o aumento estimado no mesmo período é de 3 518 MW, para os 9 161 MW.

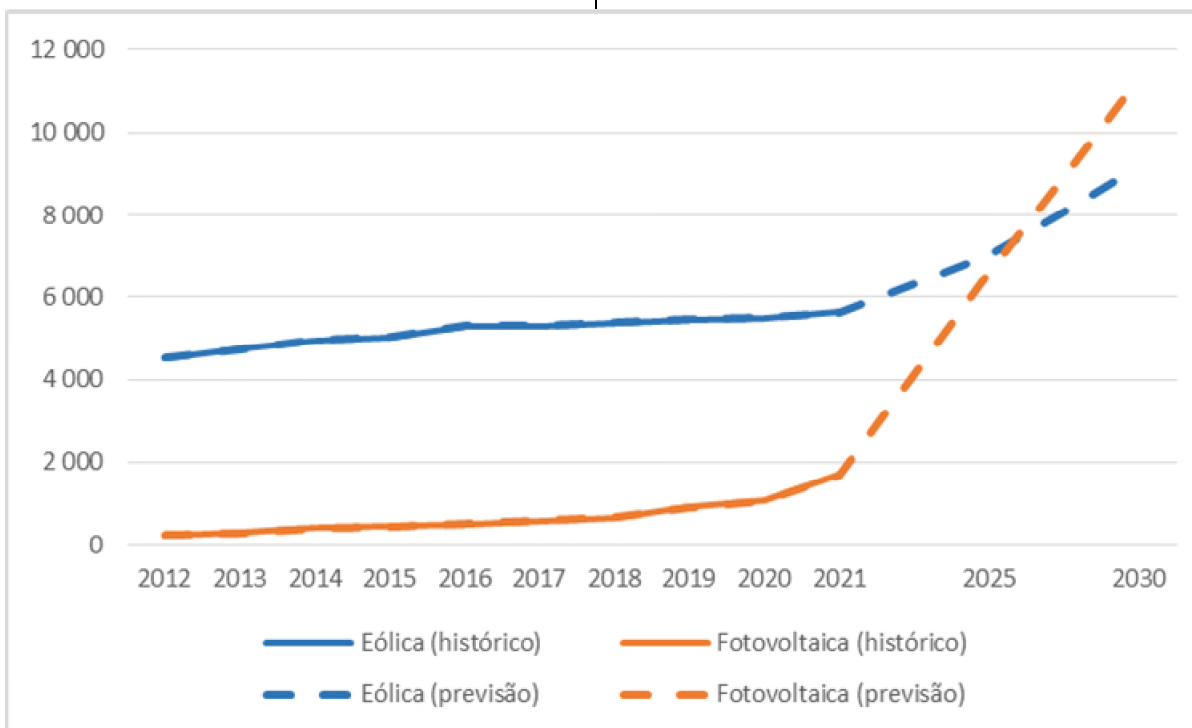


Figura 37. Capacidad instalada de FER variable – Historial y estimación de RMSA-E 2022 (MW) | capacidade instalada de FER variável – Histórico e estimativa do RMSA-E 2022 (MW) | Fuente/ Fonte: DGEG/REN

Según el estudio realizado por el Operador de la Red de Transporte de Electricidad (REN) en el marco de la RMSA-E 2022, en la trayectoria más ambiciosa analizada, entre 2025 y 2030, la electricidad suministrada a partir de plantas fotovoltaicas pasará del 21,7% al 33,0% y la procedente de plantas eólicas crecerá del 29,9% al 34,4%.

De acordo com o estudo elaborado pelo Operador da Rede de Transporte de Eletricidade (REN) no âmbito do RMSA-E 2022, na trajetória mais ambiciosa analisada, entre 2025 e 2030, a eletricidade abastecida proveniente de centrais fotovoltaicas aumentará de 21,7% para 33,0% e a proveniente de centrais eólicas crescerá de 29,9% para 34,4%.

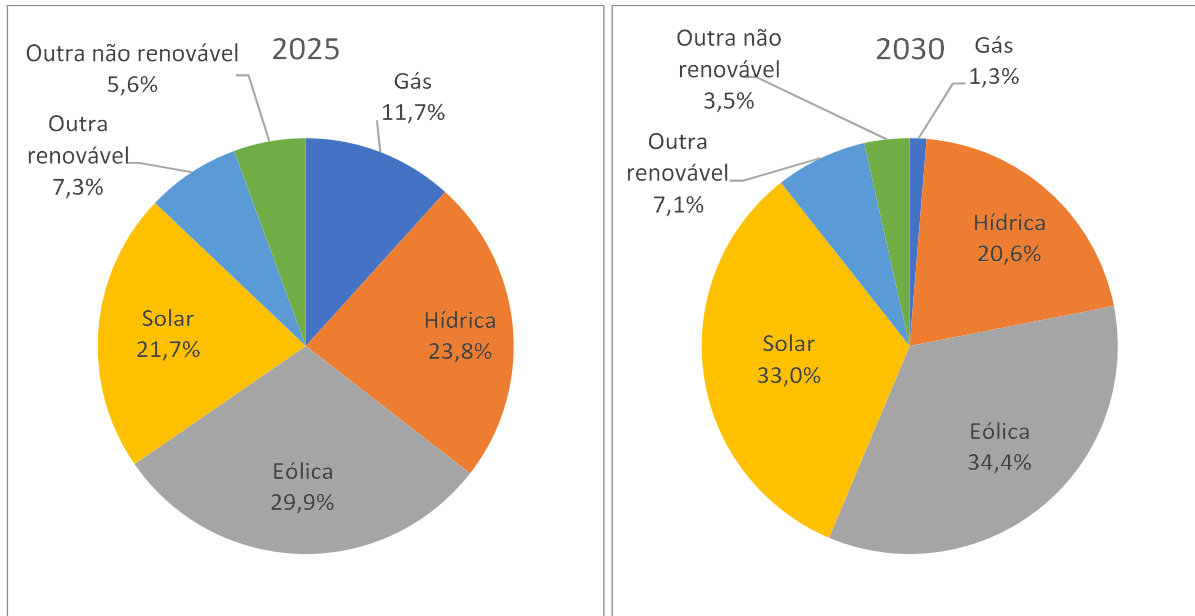


Figura 38. Estructura de oferta – Estimación RMSA-E 2022 (Trayectoria de ambición) | Estrutura do abastecimento – Estimativa do RMSA-E 2022 (Trajetória Ambição) | Fuente/ Fonte: DGEG/REN

4.3.2 ESPAÑA

La eólica representa la principal fuente de generación renovable en el sistema peninsular español, con una potencia instalada de 29,4 GW, representando así, cerca de una cuarta parte de la potencia instalada total. Mientras, la solar fotovoltaica destaca como la tecnología con mayor ritmo de crecimiento, tanto en términos relativos como absolutos con una potencia instalada es de 19,3 GW. En términos de generación de energía eléctrica, la evolución es significativamente creciente como muestra la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, alcanzándose en 2022, una producción eólica de 59,8 TWh y una producción solar fotovoltaica de 27,2 GWh.

4.3.2 ESPANHA

A energia eólica representa a principal fonte de produção renovável do sistema peninsular espanhol, com uma potência instalada de 29,4 GW, representando assim perto de um quarto da potência total instalada. Entretanto, a energia solar fotovoltaica destaca-se como a tecnologia com maior taxa de crescimento, tanto em termos relativos como absolutos, com uma potência instalada de 19,3 GW. Em termos de produção de energia elétrica, a evolução é significativamente crescente conforme mostra a Figura 39, atingindo em 2022, uma produção eólica de 59,8 TWh e uma produção solar fotovoltaica de 27,2 GWh.

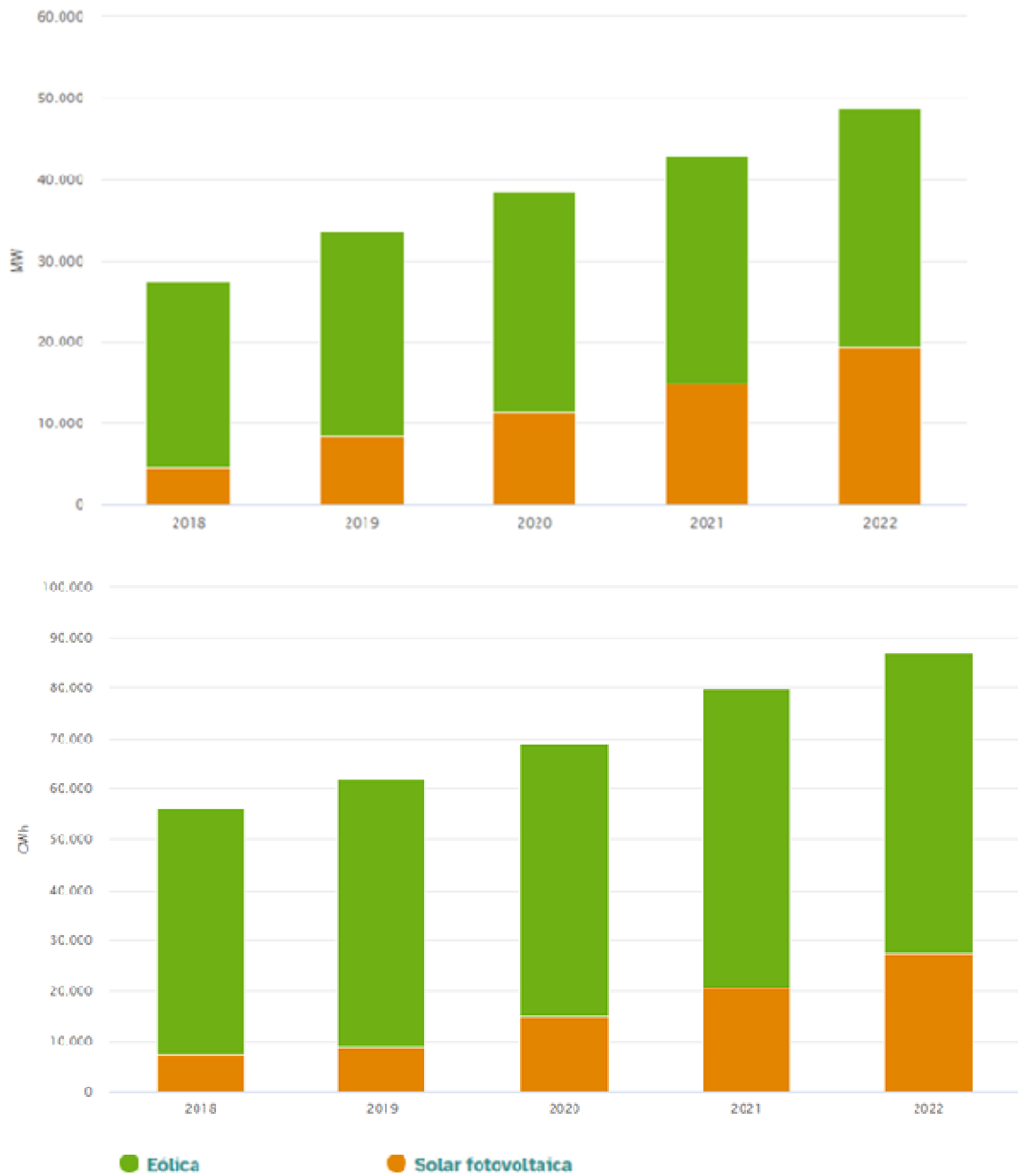


Figura.39. Evolución de la potencia instada y la producción de energía renovable a partir de VRE. | Evolução da potência instalada e da produção de energia renovável a partir do VRE. | Fuente/ Fonte: REE

La Figura 40 muestra la evolución creciente de la participación de las VRE sobre la generación total. En 2022 se ha alcanzado una participación conjunta del 32,9% sobre el total, correspondiente un 22,8 % y 10, 1% para la eólica y la solar fotovoltaica respectivamente.

A Figura 40 mostra a evolução crescente da participação do VRE na produção total. Em 2022, foi alcançada uma participação conjunta de 32,9% do total, correspondendo a 22,8% e 10,1% para eólica e solar fotovoltaica respectivamente.

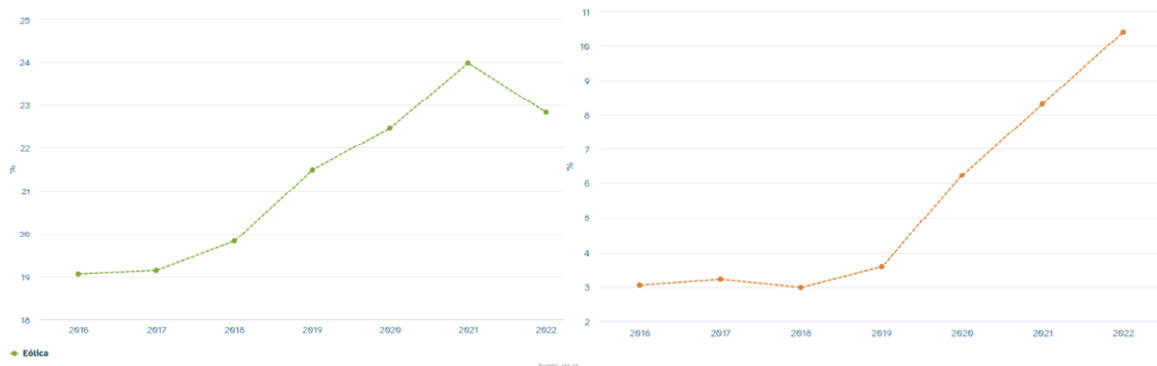


Figura 40. Evolución de la participación de las VRE sobre la generación total | Evolução da participação do VRE sobre a produção total

Sin embargo, la participación de las VRE sobre la generación total sufre una acusada variación estacional y diaria. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la variación estacional de la generación solar fotovoltaica. Los meses de mayo a agosto son los que anotan una mayor producción de generación solar fotovoltaica. La estacionalidad es un factor importante en esta tecnología y condiciona de forma decisiva sus producciones a lo largo del año.

De esta manera, con los datos de 2022, desde mayo hasta agosto la generación presenta una participación sobre la generación en torno al 13 y 15 %, en abril y septiembre quedan por encima del 11 %. Diciembre es el peor mes, con una participación del 5,0 %. El máximo de cobertura se registró en mayo, con un 15,3 %.

Contudo, a participação do VRE na produção total sofre acentuada variação sazonal e diária. A Figura 41 mostra a variação sazonal da produção solar fotovoltaica. Os meses de maio a agosto são aqueles com maior produção de energia solar fotovoltaica. A sazonalidade é um factor importante nesta tecnologia e condiciona decisivamente a sua produção ao longo do ano.

Desta forma, com os dados de 2022, de maio a agosto a produção tem uma participação na produção em torno de 13 e 15%, em abril e setembro permanecem acima de 11%. Dezembro é o pior mês, com participação de 5,0%. A cobertura máxima foi registada em maio, com 15,3%.

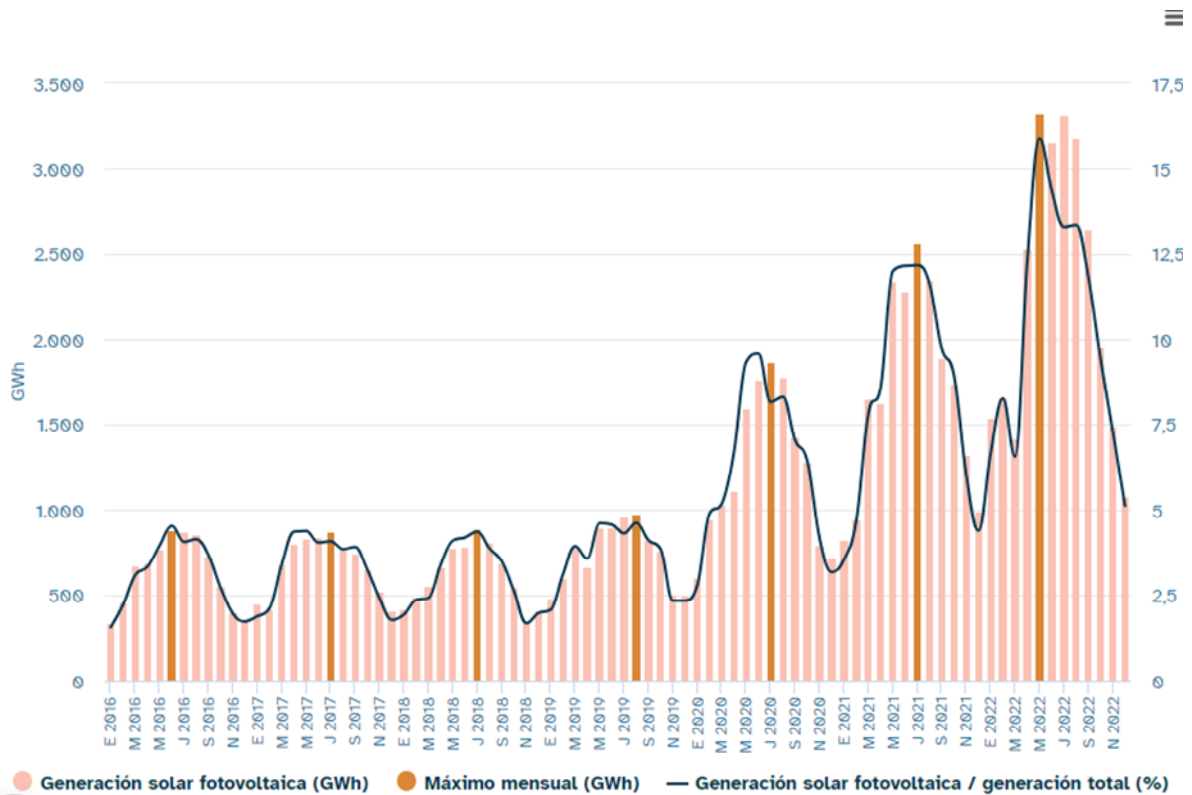
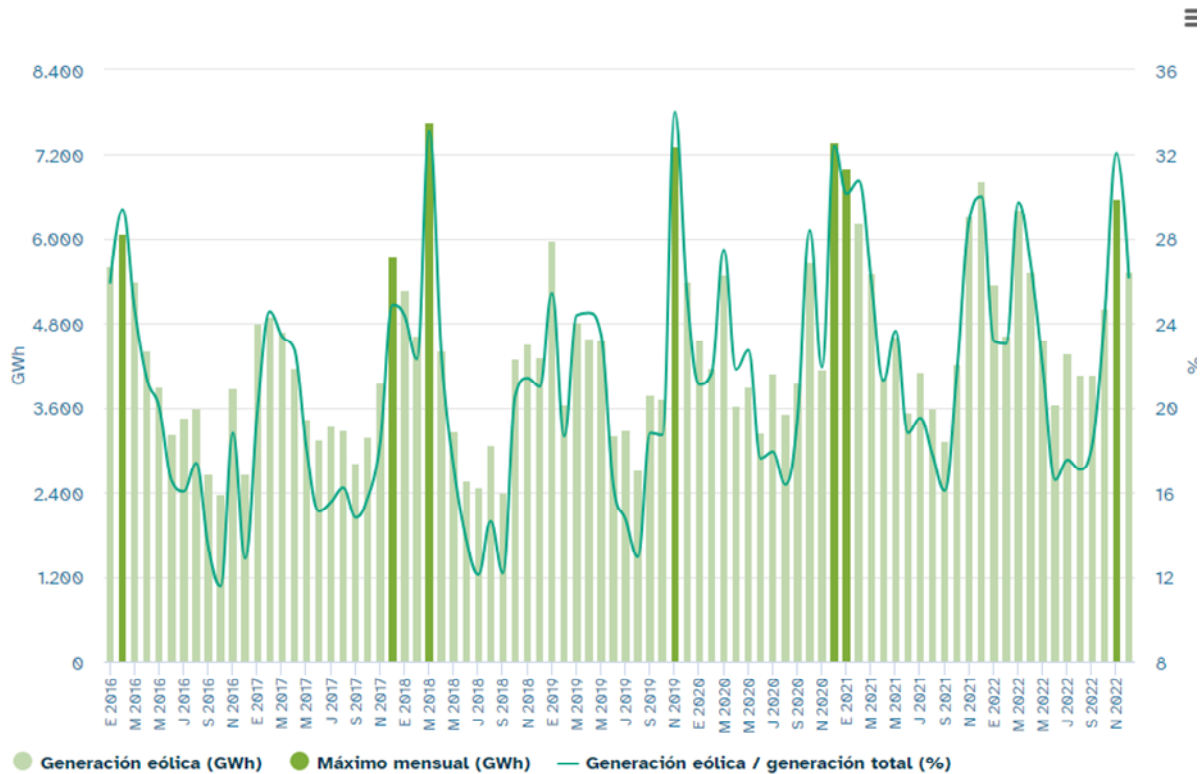


Figura 41. Generación solar fotovoltaica mensual. | Produção mensal de energia solar fotovoltaica. | Fuente/ Fonte: REE

La gran variabilidad que presenta el viento hace que la contribución de la generación eólica sobre la generación total sufra importantes oscilaciones estacionales, que, aunque sean menos regulares que la solar fotovoltaica, se puede sintetizar en una producción máxima en los meses de invierno (noviembre – febrero), y los mínimos en los meses estivales (junio – septiembre). A nivel horario, también sufre importantes oscilaciones, por ejemplo, durante el año 2022 se han registrado horas cuyo porcentaje en la cobertura horaria han sido inferiores al 1 %, mientras que se han marcado nuevos máximos históricos en noviembre con una cobertura del 59,2 %.

A grande variabilidade que o vento apresenta faz com que a contribuição da produção eólica na produção total sofra importantes oscilações sazonais, que, embora menos regulares que a solar fotovoltaica, podem ser sintetizadas em produção máxima nos meses de inverno (novembro – fevereiro), e o mínimo nos meses de verão (junho a setembro). A nível horário também sofre oscilações significativas, por exemplo, durante o ano de 2022 foram registadas horas cuja percentagem de cobertura horária foi inferior a 1%, enquanto novos máximos históricos foram atingidos em novembro com uma cobertura de 59,2%.



Fuente: ree.es

Figura 42. Generación eólica mensual. | Produção mensal de energia eólica. | Fuente/ Fonte REE

A nivel horario la producción solar fotovoltaica nacional también sufre acusadas variaciones, registrándose de 11 a 17 h valores de cobertura media superiores al 20%, mientras que de 22 a 8 h la cobertura es prácticamente nula.

A nível horário, a produção solar fotovoltaica nacional também sofre variações acentuadas, registando-se valores médios de cobertura superiores a 20% das 11 h às 17 h, enquanto das 22 h às 8 h a cobertura é praticamente nula.

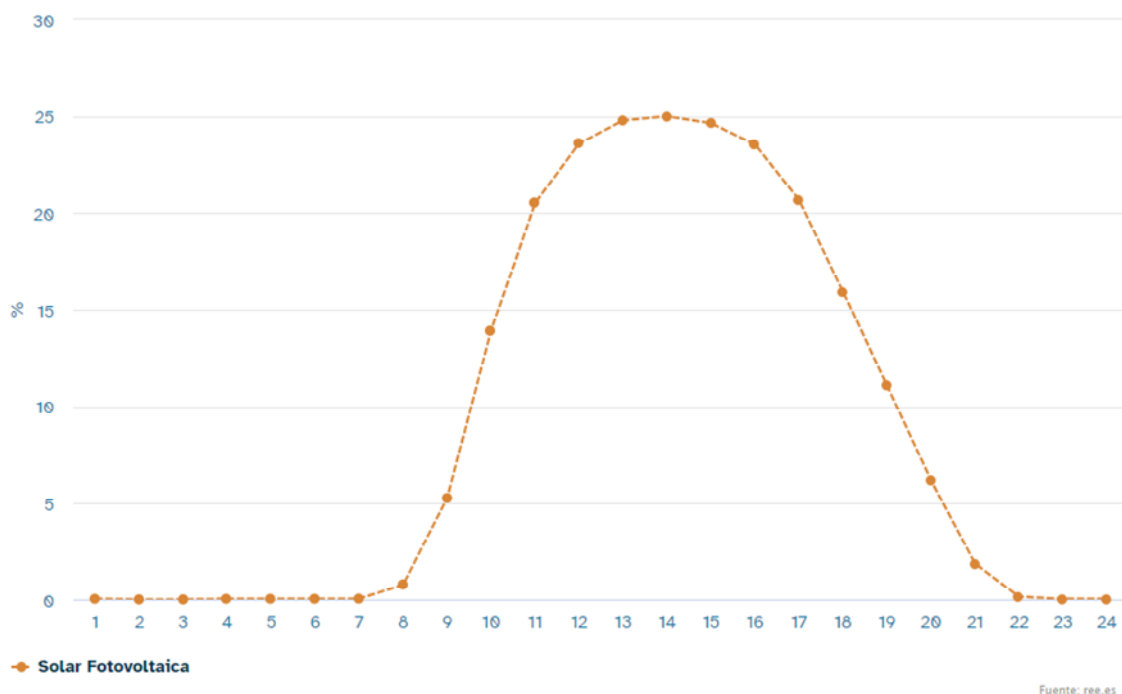


Figura 43. Perfil medio horario de la solar fotovoltaica sobre la generación total en 2022 | Perfil médio horário de produção total de energia solar fotovoltaica em 2022

4.4 SISTEMA HÍBRIDOS (SOLAR, EÓLICO, ...) ASOCIADOS A CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La hibridación de centrales hidroeléctricas con instalaciones de generación de energía eléctrica variable no gestionable (ERNG) – en especial de solar fotovoltaica – es de gran interés, especialmente en casos de grandes centrales hidroeléctricas con capacidad para operar con flexibilidad. La potencia ERNG puede emplearse para incrementar la producción de energía eléctrica de las instalaciones y mejorar la gestión de sequías al permitir operar a la central hidroeléctrica en periodos de máxima demanda.

Un reciente estudio¹ concluye que la hibridación de sistemas de generación solar fotovoltaica e hidroeléctrico tiene importantes beneficios.

4.4 SISTEMA HÍBRIDOS (SOLAR, EÓLICO, ...) ASSOCIADOS ÀS CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS

A hibridização de centrais hidroelétricas com instalações de geração de energia elétrica variável (ERNG) não geríveis – especialmente solar fotovoltaica – é de grande interesse, especialmente em casos de grandes centrais hidroelétricas com capacidade para operar de forma flexível. A energia do ERNG pode ser utilizada para aumentar a produção de energia elétrica das instalações e melhorar a gestão da seca, permitindo que a central hidroelétrica funcione em períodos de procura máxima.

Um estudo recente¹ conclui que a hibridização de sistemas de geração solar fotovoltaica e hidroelétrica traz benefícios importantes.

¹ Exploring the Operational Benefits of Floating SolarHydropower Hybrids - National Renewable Energy Laboratory

A nivel general, los beneficios de la hibridación alcanzan aspectos como:

- Disminución de las restricciones de producción de energía eléctrica fotovoltaica por limitaciones en la red.
- Reducción de la dependencia de otras fuentes de generación, como las centrales de combustión de gas.
- Aumento de las reservas de agua en los embalses al trasladar la producción hidroeléctrica a otros periodos del año.

Según la escala temporal, los beneficios de la hibridación son:

- La hibridación de fotovoltaica e hidroelectricidad ofrece beneficios tanto a escala diaria como estacional por su complementariedad;
- A escala diaria, la hibridación podría disminuir la producción de energía eléctrica en centrales térmicas de gas natural, al aprovechar mejor la flexibilidad de la energía hidroeléctrica;
- A escala estacional, la hibridación conduce a un uso más racional de los recursos hídricos mediante la reducción de la producción hidroeléctrica en invierno, y su almacenamiento para el verano.

Según el tamaño de la planta, la hibridación debe buscar un punto de equilibrio entre el incremento del almacenamiento hidráulico de energía y el incremento del riesgo de sufrir restricciones temporales a la producción fotovoltaica por saturación de la red eléctrica.

A nível geral, os benefícios associados à hibridação são:

- Redução das restrições à produção de energia elétrica fotovoltaica devido a limitações na rede.
- Redução da dependência de outras fontes de geração, como as centrais de combustão de gás.
- Aumento das reservas hídricas nas albufeiras através da transferência da produção hidroelétrica para outros períodos do ano.

Dependendo da escala temporal, os benefícios da hibridização podem ser sistematizados da seguinte forma:

- A hibridização da energia fotovoltaica e da hidroeletricidade oferece benefícios tanto à escala diária como sazonal devido à sua complementaridade;
- No dia-a-dia, a hibridização poderia reduzir a produção de energia elétrica nas centrais termoelétricas a gás natural, aproveitando melhor a flexibilidade da energia hidroelétrica
- Numa escala sazonal, a hibridização conduz a uma utilização mais racional dos recursos hídricos, reduzindo a produção hidroelétrica no Inverno e armazenando-a para o Verão.

Dependendo do tamanho da central, a hibridização deve procurar um ponto de equilíbrio entre o aumento do armazenamento de energia hídrica e o aumento do risco de sofrer restrições temporárias na produção fotovoltaica devido à saturação da rede elétrica.

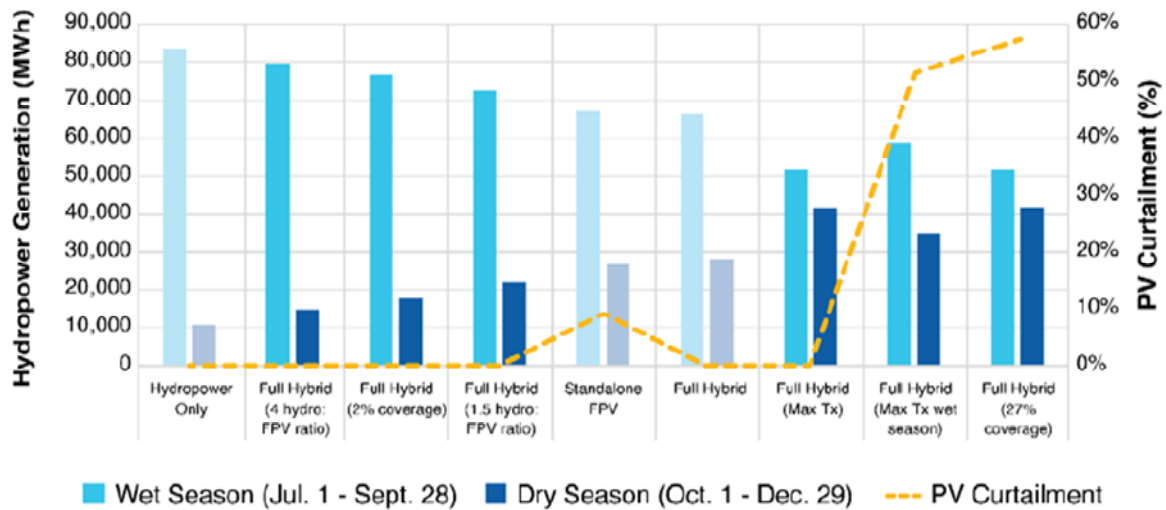


Figura 44. Escenarios de coordinación – hibridación de energía hidroeléctrica y fotovoltaica

4.4.1 PORTUGAL

En 2021 se llevó a cabo un procedimiento competitivo para asignar capacidad de inyección de reserva a la red de electricidad producida a partir de la conversión de energía solar mediante centros de generación de energía fotovoltaica flotantes para su instalación en embalses.

En 2022 se instaló un parque solar flotante (8,4 MW) en la central hidroeléctrica de Alqueva, convirtiéndose en la primera instalación híbrida de producción de electricidad en Portugal asociada a centrales hidroeléctricas.

Se están desarrollando varios proyectos de hibridación, aprovechando puntos de inyección a la red asociados a centrales hidroeléctricas.

4.4.1 PORTUGAL

No ano de 2021 foi realizado procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede para eletricidade produzida a partir da conversão de energia solar por centros eletroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras.

No ano de 2022, no aproveitamento hidroelétrico do Alqueva, foi instalado um parque solar flutuante (8,4 MW), tornando-se na primeira instalação híbrida de produção de energia elétrica em Portugal associada a aproveitamentos hidroelétricos.

Encontram-se em desenvolvimento diversos projetos de hibridização, aproveitando os pontos de injeção na rede associados às centrais hidroelétricas.

4.4.2 ESPAÑA

La hibridación de centrales hidroeléctricas con instalaciones ERNG en España es un fenómeno todavía incipiente, pero no se puede descartar su progresivo desarrollo.

4.4.2 ESPANHA

A hibridização de centrais hidroelétricas com instalações da ERNG em Espanha é um fenómeno ainda incipiente, mas não se pode excluir o seu desenvolvimento progressivo.

Destaca por su dimensión, y por su ubicación, el proyecto de hibridación promovido por Iberdrola en Cedillo que tiene por objeto la construcción de la planta solar fotovoltaica (PSF) «Cedillo», de 86,5 MW y 41 Ha de superficie construida, la cual se hibridará con el Grupo 3 de la central hidroeléctrica de Cedillo de 118 MW de potencia instalada.

Para la evacuación de la energía, el proyecto contempla la ejecución una línea eléctrica subterránea de media tensión (en adelante LSMT), de 30 kV y aproximadamente 1.783 m de longitud, entre la PSF y la subestación eléctrica (SET) existente Cedillo 30/400 kV (en adelante SET FV Cedillo), así como la instalación de un nuevo edificio dentro de la citada SET FV Cedillo donde se alojarán las celdas de 30 kV para conectar la LSMT.

Todas las actuaciones proyectadas se ubican en el término municipal (T.M.) de Cedillo (Cáceres).

También en una fase incipiente se encuentra la hibridación de centrales hidroeléctricas con módulos de almacenamiento, como, por ejemplo, el promovido también por Iberdrola en Valdecañas. El objeto del proyecto es la construcción de un módulo de almacenamiento mediante baterías para hibridación de la Central Hidroeléctrica «Valdecañas». En concreto, se plantea la instalación de un convertidor-baterías que permita, por un lado, absorber energía de la red para lanzar las máquinas suavemente, en modo bomba y, por otro lado, tener la capacidad de almacenar, y luego entregar, energía a la red, para absorber las pequeñas variaciones de consigna de potencia en los grupos y minimizar los movimientos mecánicos en el grupo hidráulico.

Destaca-se pela sua dimensão e localização o projeto de hibridação promovido pela Iberdrola em Cedillo, que visa a construção de uma central de energia solar fotovoltaica (PSF) “Cedillo”, com 86,5 MW e 41 hectares de área construída, que irá hibridizar com o Grupo 3 da Central hidroeléctrica de Cedillo com 118 MW de potência instalada.

Para transporte de energia, o projeto prevê a execução de uma linha subterrânea de média tensão (doravante LSMT), de 30 kV e com aproximadamente 1.783 m de comprimento, entre o PSF e a subestação elétrica (SET) Cedillo 30/400 existente. (doravante SET FV Cedillo), bem como a instalação de um novo edifício dentro do referido SET FV Cedillo onde serão alojadas as células de 30 kV para ligação ao LSMT.

Todas as ações previstas estão localizadas no município (T.M.) de Cedillo (Cáceres).

Também em fase incipiente está a hibridação de centrais hidroeléctricas com módulos de armazenamento, como, por exemplo, a promovida pela Iberdrola em Valdecañas. O projeto tem como objeto a construção de um módulo de armazenamento de baterias para hibridização da Central Hidroeléctrica “Valdecañas”. Em concreto, propõe-se a instalação de um conversor de baterias que permite, por um lado, absorver energia da rede para lançar as máquinas suavemente, em modo bomba e, por outro lado, ter capacidade para armazenar e depois entregar, energia à rede, para absorver pequenas variações no setpoint de potência dos grupos e minimizar os movimentos mecânicos no grupo hidráulico.

4.5 PREVISIONES FUTURAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL MIX ENERGÉTICO

4.5.1 PORTUGAL

Los supuestos del RMSA-E 2022 2023 presentan como estimación de la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento de electricidad (baterías) los valores que se muestran en la siguiente tabla. En el caso del escenario RMSA-E 2023 Ambition, los objetivos de capacidad instalada definidos para 2030, 2035 y 2040 fueron considerados en el escenario WAM de la propuesta de actualización PNEC 2030, presentada a la Comisión Europea en junio de 2023. En el escenario Conservador, Para los años 2025 y 2030 consideró la evolución definida en la RMSA-E anterior, la cual se basó en los resultados de la subasta de reserva de capacidad para producción fotovoltaica de agosto de 2020, que incluyó una modalidad de licitación aplicable a los productores eléctricos que tuvieran capacidad de almacenamiento. En relación a los años 2035 y 2040, se siguió una tendencia de crecimiento cercana a la observada para el escenario Ambition, difiriendo de los valores de partida (en 2030). Se consideró que las baterías estarán asociadas a la producción solar, asumiendo que se utilizarán fundamentalmente para afrontar la variabilidad de la producción eléctrica procedente de la energía solar..

4.5 PREVISÕES FUTURAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO MIX ENERGÉTICO

4.5.1 PORTUGAL

Os pressupostos do RMSA-E 2023 apresentam como estimativa da capacidade instalada de sistemas de armazenamento de eletricidade (baterias) os valores que constam da tabela seguinte. No caso do cenário Ambição do RMSA-E 2023, foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM da proposta de atualização do PNEC 2030, submetida à Comissão Europeia em junho de 2023. No cenário Conservador, para os anos de 2025 e 2030 considerou-se a evolução definida no anterior RMSA-E, que teve por base os resultados do leilão de reserva de capacidade para produção fotovoltaica de agosto de 2020, que incluiu uma modalidade de licitação aplicável aos centros electroprodutores que dispusessem de capacidade de armazenamento. Relativamente aos anos 2035 e 2040, foi seguida uma tendência de crescimento próxima daquela verificada para o cenário Ambição, diferindo dos valores de partida (em 2030). Foi considerado que as baterias estarão associadas à produção solar, assumindo-se que estas serão utilizadas essencialmente para fazer face à variabilidade de produção de eletricidade com origem no solar..

	2025	2030	2035	2040
RMSA-E 2023 - Cenário Ambição	200	990	4839	8994
RMSA-E 2023 - Cenário Conservador	100	200	1000	1800

Tabela 1 Capacidad instalada de sistemas de almacenamiento de electricidad (MW) | Capacidade instalada de sistemas de armazenamento de eletricidade (MW) | Fuente/ Fonte: DGEG

En cuanto a las capacidades de almacenamiento hidroeléctrico, éstas se mantendrán, sólo con la adición resultante de la finalización de la construcción de la central hidroeléctrica de Alto Tâmega (en 2024), habiendo entrado ya en funcionamiento las restantes centrales del sistema de electroproducción de Tâmega, Daivões y Gouvães (en 2022). En conjunto, las tres centrales hidroeléctricas mencionadas representan una capacidad de almacenamiento (adicional) de aproximadamente 40 GWh¹.

La siguiente tabla muestra la capacidad de almacenamiento de gas del Sistema Nacional del Gas. Según el Informe de Seguimiento de la Seguridad de Suministro del Sistema Nacional del Gas 2022 (RMSA-G 2022), en 2030 el Almacenamiento Subterráneo de Carriço ya tendrá una capacidad adicional de 1.200 GWh, tal y como determina la Resolución 82/2022 del Consejo de Ministros, que define las medidas preventivas para hacer frente a la situación actual de seguridad de suministro y a posibles interrupciones futuras.

No que se refere às capacidades de armazenamento hídrico as mesmas serão mantidas, apenas com o acréscimo resultante da conclusão da construção do aproveitamento hidroeléctrico do Alto Tâmega (em 2024), tendo os restantes aproveitamentos do sistema electroprodutor do Tâmega, Daivões e Gouvães, já entrado em exploração (em 2022). No seu conjunto, os três aproveitamentos hidroeléctricos referidos representam uma capacidade de armazenamento (adicional) de aproximadamente 40 GWh².

A tabela seguinte apresenta a capacidade de armazenamento de gás do Sistema Nacional de Gás. De acordo com o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás de 2022 (RMSA-G 2022), o último RMSA-G publicado, em 2030 o Armazenamento Subterráneo do Carriço contará já com uma capacidade adicional de 1 200 GWh, tal como determinado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, que define medidas preventivas para fazer face à atual situação da segurança de abastecimento e a eventuais disrupções futuras.

	2025	2027	2030	2040
Armazenamento Subterráneo do Carriço	3 839	3 839	5 039	5 039
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569

Tabela 2. Capacidad de almacenamiento de gas (GWh) | Capacidade de armazenamento de gás (GWh) |
Fuente/ Fonte: DGEG

4.5.2 ESPAÑA

La Estrategia de Almacenamiento Energético aprobada por el Gobierno en 2021 estableció

4.5.2 ESPANHA

A Estratégia de Armazenamento de Energia aprovada pelo Governo em 2021 estabeleceu

² <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-hidreletrica/gigabateria-tamega>

una hoja de ruta crucial para abordar los desafíos y aprovechar las oportunidades en el ámbito del almacenamiento de energía.

Uno de los objetivos recogidos en la Estrategia es el de mejorar la flexibilidad y la resiliencia de las redes eléctricas a través del almacenamiento de energía. Esto incluye la capacidad de almacenar energía durante los períodos de baja demanda y liberarla cuando sea necesario, lo que ayuda a equilibrar la oferta y la demanda de electricidad. Además, el almacenamiento de energía puede proporcionar respaldo en caso de interrupciones en el suministro eléctrico, aumentando así la fiabilidad y la resiliencia de las redes.

La estrategia también busca abordar los desafíos específicos asociados con la integración de energías renovables intermitentes, como la energía solar y eólica, en las redes eléctricas.

Se establecen objetivos temporales para el desarrollo de almacenamiento estacional, diario/semana, y en baterías detrás de contador hasta 2050.

um roteiro crucial para enfrentar os desafios e aproveitar as oportunidades de armazenamento de energia.

Um dos objectivos incluídos na Estratégia é melhorar a flexibilidade e a resiliência das redes eléctricas através do armazenamento de energia. Isto inclui a capacidade de armazenar energia durante períodos de baixa procura e libertá-la quando necessário, ajudando a equilibrar a oferta e a procura de electricidade. Além disso, o armazenamento de energia pode fornecer backup em caso de cortes de energia, aumentando assim a fiabilidade e a resiliência das redes.

A estratégia procura também abordar os desafios específicos associados à integração de energias renováveis intermitentes, como a energia solar e a eólica, nas redes eléctricas.

São estabelecidas metas temporárias para o desenvolvimento de armazenamento de sazonal, diário/semanal e em baterias até 2050.

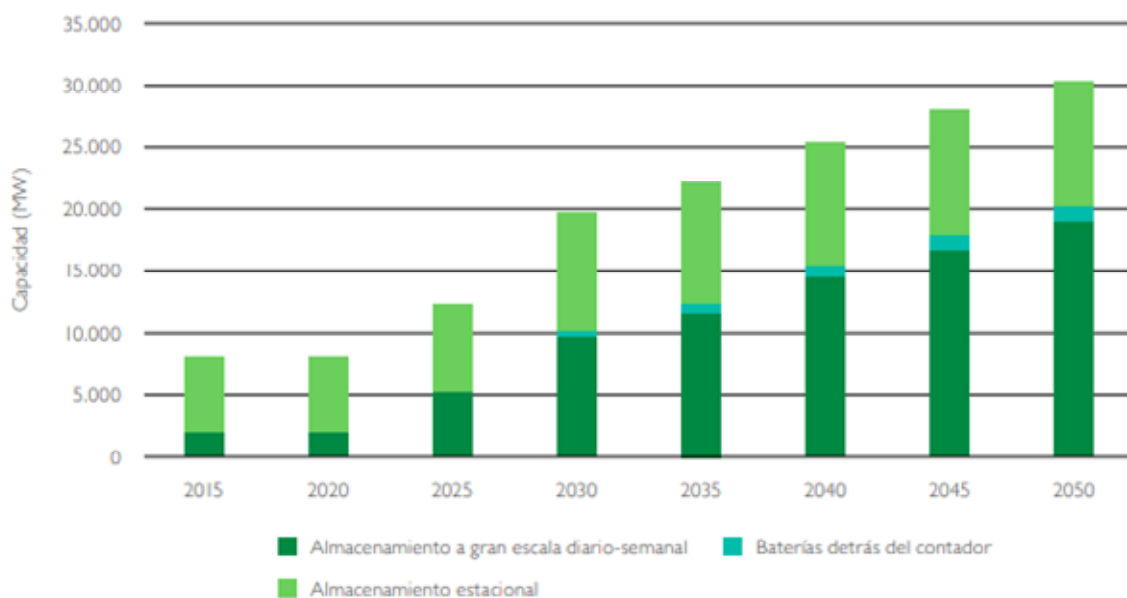


Figura 45. Objetivos de la Estrategia Nacional de Almacenamiento Energético de España

La reciente actualización del PNIEC 2023-2030 aprobada por el Gobierno, y pendiente de aprobación por la Unión Europea, propone un incremento en el almacenamiento a 2030, alcanzando una potencia de 22 GW, lo que supone un incremento de 12 GW. El escenario objetivo planteado por el PNIEC para 2030, contempla que el almacenamiento aporte 29.215 GWh al año para equilibrar la demanda en las diferentes tramos del día, y épocas del año.

A recente atualização do PNEC 2023-2030 aprovada pelo Governo, e pendente de aprovação pela União Europeia, propõe um aumento do armazenamento até 2030, atingindo uma potência de 22 GW, o que representa um aumento de 12 GW. O cenário objetivo proposto pelo PNEC para 2030 contempla que o armazenamento contribua com 29.215 GWh por ano para equilibrar a procura nos diferentes períodos do dia e horas do ano.

5.ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO EXISTENTE Y EVOLUCIÓN PREVISTA	5. ARMAZENAMENTO HÍDRICO EXISTENTE E PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO
PORTUGAL	PORTUGAL
<p>Hay 37 embalses con capacidad de regularización, o en cascada, que son la base de la producción de energía. Se está ultimando otro proyecto hidroeléctrico que podría entrar en funcionamiento en 2024 (Alto Tâmega). En términos de potencia instalada, los 37 embalses suman 7019 MW. A partir del segundo semestre de 2024, será de 7.179 MW. Once de estos desarrollos cuentan con capacidad de bombeo, como se puede observar en la siguiente tabla (en 2022, la capacidad de bombeo total rondaba los 3.593 MW).</p> <p>En 18 de estos embalses hay otros usos, concretamente la producción de agua para abastecimiento público y sólo en 3 hay también riego agrícola.</p>	<p>Existem 37 albufeiras com capacidade de regularização, ou inseridas em cascata, que são a base da produção de energia. Está em fase de conclusão mais um aproveitamento hidroeléctrico que poderá entrar em exploração em 2024 (Alto Tâmega). Em termos de potência instalada os 37 aproveitamentos representam 7 019 MW. A partir do 2º semestre de 2024 passará a 7.179 MW. Onze destes aproveitamentos apresentam a capacidade de bombagem, conforme é possível verificar na tabela seguinte (em 2022, contabilizava-se uma capacidade total de bombagem de cerca de 3 593 MW).</p> <p>Em 18 destes aproveitamentos existem outras utilizações, nomeadamente a produção de água para abastecimento público e apenas em 3 há também rega agrícola.</p>

RH	Bacia	Sub-bacia	Designação	Conclusão Obra_Ano	NPA (m)	Volume total_Albufeira (hm3)	Usos principais	Potência instalada (MW)	Bombagem
PTRH1	Lima	Lima	Alto Lindoso	1992	338,0	379	Energia	630	não
PTRH1	Lima	Lima	Touvedo	1993	50,0	16	Abastecimento e energia	22	não
PTRH2	Cávado	Rabagão	Alto Rabagão	1964	880,0	569	Abastecimento e energia	68	sim
PTRH2	Cávado	Cávado	Paradela	1956	740,0	164	Energia	253	não
PTRH2	Cávado	Rabagão	Venda Nova	1951	700,0	95	Abastecimento e energia	780	sim
PTRH2	Cávado	Cávado	Salamonde	1953	280,0	65	Energia	249	sim
PTRH2	Cávado	Cávado	Vilarinho Furnas	1972	569,5	118	Energia	125	sim
PTRH2	Cávado	Cávado	Caniçada	1955	162,0	159	Energia	60	não
PTRH3	Douro	Tâmega	Alto Tâmega	em conclusão	315,0	132	Energia	160	não
PTRH3	Douro	Sabor	Feiticeiro	2015	138,0	30	Energia	36	sim
PTRH3	Douro	Sabor	Baixo Sabor	2015	234,0	1095	Energia	154	sim
PTRH3	Douro	Douro	Bemposta	1964	402,0	129	Abastecimento e energia	443	não
PTRH3	Douro	Douro	Carrapatelo	1972	46,5	150	Abastecimento e energia	201	não
PTRH3	Douro	Douro	Crestuma-Lever	1985	13,2	110	Abastecimento e energia	108	não
PTRH3	Douro	Tâmega	Daivões	2022	228,0	56	Energia	114	não
PTRH3	Douro	Tua	Foz Tua	2018	170,0	106	Energia	270	sim
PTRH3	Douro	Tâmega	Gouvães	2022	885,0	14	Energia	880	sim
PTRH3	Douro	Douro	Miranda	1961	528,1	28	Abastecimento e energia	390	não
PTRH3	Douro	Douro	Picote	1958	471,0	63	Abastecimento e energia	246	não
PTRH3	Douro	Douro	Pocinho	1982	125,5	83	Abastecimento e energia	186	não
PTRH3	Douro	Douro	Régua	1973	73,5	95	Abastecimento e energia	156	não
PTRH3	Douro	Tâmega	Torrão	1988	65,0	124	Abastecimento e energia	146	sim
PTRH3	Douro	Douro	Valeira	1975	105,2	99	Energia	216	não
PTRH3	Douro	Douro	Varosa	1976	264,0	13	Energia	25	não
PTRH3	Douro	Douro	Vitar-Tabuaço	1965	552,0	100	Abastecimento e energia	64	não
PTRH4	Mondego	Mondego	Aguieira	1981	124,7	423	Abastecimento, energia e rega	270	sim
PTRH4A	Mondego	Alva	Lagoa Comprida	1966	1600,0	14	Energia	13	não
PTRH4A	Mondego	Mondego	Raiva	1981	61,5	24	Energia	20	não
PTRH4A	Vouga	Vouga	Ribeiradio	2016	110,0	136	Energia	75	não
PTRH5A	Tejo	Tejo	Belver	1952	46,2	13	Energia	81	não
PTRH5A	Tejo	Tejo	Fratel	1973	74,0	93	Energia	130	não
PTRH5A	Tejo	Zêzere	Bouçã	1955	175,0	48	Energia	50	não
PTRH5A	Tejo	Zêzere	Santa Luzia	1942	656,0	54	Abastecimento e energia	32	não
PTRH5A	Tejo	Zêzere	Cabril	1954	294,0	720	Abastecimento e energia	97	não
PTRH5A	Tejo	Tejo	Pracana	1950	114,0	112	Energia	40	não
PTRH5A	Tejo	Zêzere	Castelo do Bode	1951	121,5	1095	Abastecimento e energia	139	não
PTRH7	Guadiana	Guadiana	Pedrogão	2005	84,8	106	Energia, Rega	10	não
PTRH7	Guadiana	Guadiana	Alqueva	2004	152,0	4150	Abastecimento, energia e rega	240	sim

Tabela 3. Aproveitamentos hidroelétricos com capacidade de regulação ou em cascata em Portugal | Centrais hidroeléctricas con regulación o capacidad en cascada en Portugal | Fuente/ Fonte: APA

ESPAÑA

Más allá de los embalses hidroeléctricos con capacidad de regulación, España cuenta con 23 instalaciones de almacenamiento hidráulico de energía distribuidas por toda su geografía, con una potencia de turbinación de 5,9 GW.

De la capacidad total instalada, 3,4 GW se corresponden con instalaciones de bombeo puro, y 2,5 GW con instalaciones de bombeo mixto.

ESPAÑA

Para além das centrais hidroeléctricas com capacidade de regulação, Espanha dispõe de 23 instalações de armazenamento de energia hídrica distribuídas por toda a sua geografia, com uma potência turbinada de 5,9 GW.

Do total da capacidade instalada, 3,4 GW correspondem a instalações de bombagem puras e 2,5 GW correspondem a instalações de bombagem mista.

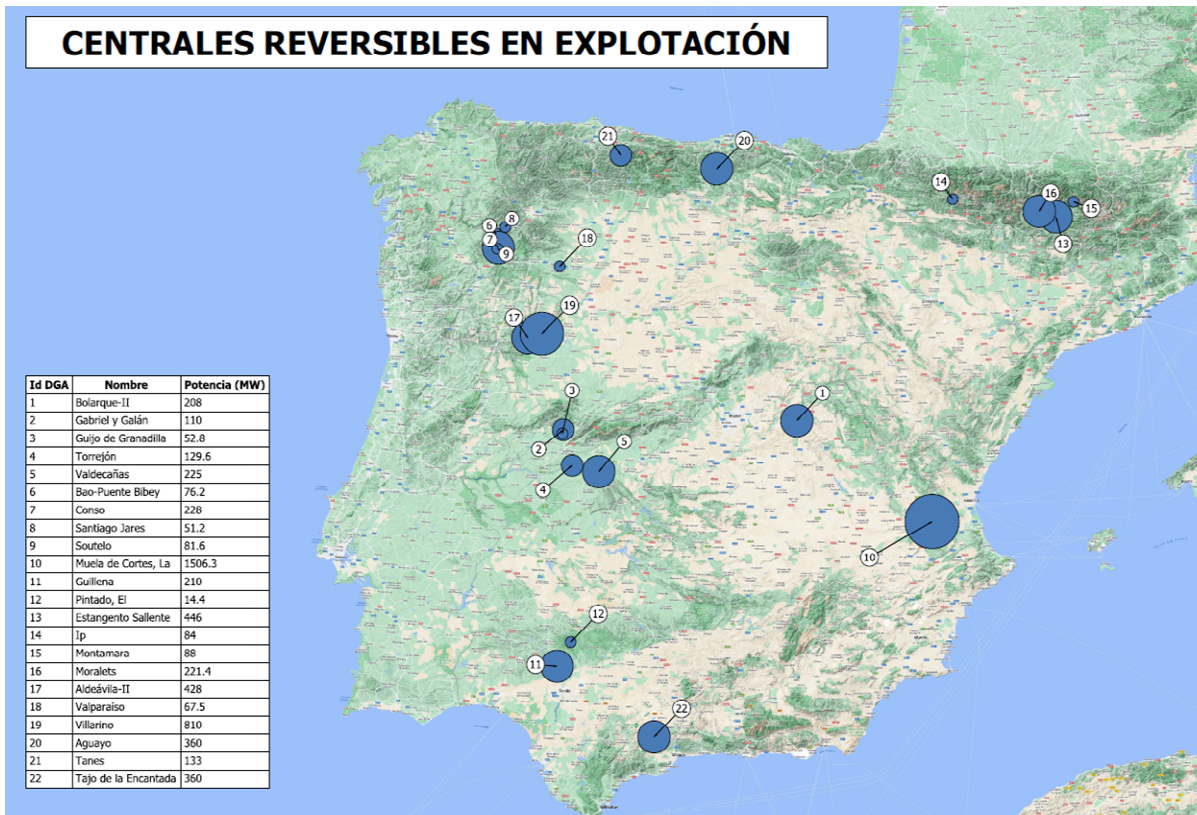


Figura 46. Centrales hidroeléctricas reversibles actuales en España

De la capacidad total, 343 MW no están operativos, aunque se prevé su próxima puesta en explotación mediante mejoras tecnológicas de los grupos de las centrales.

En cuanto al alcance del almacenamiento hidráulico de energía, 3,6 GW se corresponden con almacenamiento diario/semanal, mientras que el restante 1,9 GW se corresponde con almacenamiento estacional de energía.

En relación a las previsiones de desarrollo de nueva capacidad de almacenamiento hidráulico de energía, a fecha septiembre de 2022, se habían registrado nuevos proyectos de almacenamiento hidráulico, en base a los cuales se estima, atendiendo a su grado de madurez, y su viabilidad técnica y administrativa, que puedan superar los 20 GWh de nuevo almacenamiento, que en

Da capacidade total, 343 MW não estão operacionais, embora se preveja que sejam colocados em funcionamento em breve através de melhorias tecnológicas nos grupos das centrais.

No que diz respeito ao âmbito do armazenamento de energia hidroelétrica, 3,6 GW correspondem ao armazenamento diário/semanal, enquanto os restantes 1,9 GW correspondem ao armazenamento sazonal de energia.

Relativamente às previsões de desenvolvimento de novas capacidades de armazenamento de energia hidroelétrica, a partir de setembro de 2022, tinham sido registados novos projetos de armazenamento hídrico, com base nos quais se estima, tendo em conta o seu grau de maturidade, e a sua viabilidade técnica e administrativa, que pode

regulación diaria supondrían un incremento de 2,5 GW de potencia.

No necesariamente estos proyectos sean los de mejor aportación posible en cuanto a CAPEX y OPEX necesarios y a almacenamiento ofrecido, y en ningún caso se contempla el aprovechamiento conjunto de tramos internacionales, dadas las bareras normativas existentes. Por lo cual resultará de interés, como se hará en posteriores informes, explorar tales posibilidades y analizar en su caso los cambios normativos y acuerdos necesarios, sin por ello dejar de cumplir los requisitos de la Directiva Marco del Agua..

Adicionalmente, la actualización del PNIEC 2023-2030 propone como medida de actuación para el desarrollo del almacenamiento hidráulico de energía, el estudio del uso de los embalses de titularidad estatal para servir de despósito inferior a nuevas instalaciones reversibles. En línea con este objetivo, desde la Dirección General del Agua, se está promoviendo un programa específico para su uso cuyo potencial técnico alcanzaría y una nueva potencia instalada de hasta 10,2 GW.

El horizonte temporal de desarrollo y puesta en explotación de los proyectos abarca desde 2025 a 2045.

ultrapassar os 20 GWh de novo armazenamento, o que na regulação diária significaria um aumento de 2,5 GW de potência.

Estes projetos não são necessariamente os que apresentam o melhor contributo possível em termos de CAPEX e OPEX necessários e do armazenamento oferecido, e em nenhum caso está contemplada a utilização conjunta de troços internacionais, dadas as barreiras regulatórias existentes. Por conseguinte, será interessante, explorar nos relatórios subsequentes tais possibilidades e analisar, quando apropriado, as alterações regulamentares e os acordos necessários, sem deixar, no entanto, de atender às exigências da Diretiva-Quadro da Água.

Adicionalmente, a atualização do PNEC 2023-2030 propõe como medida de ação para o desenvolvimento do armazenamento de energia hídrica, o estudo da utilização de albufeiras públicas para servirem de reservatórios inferiores para novas instalações reversíveis. Em linha com este objetivo, a Direcção Geral de Águas está a promover um programa específico para a sua utilização cujo potencial técnico atingiria uma nova potência instalada até 10,2 GW.

O horizonte temporal para o desenvolvimento e outorga das concessões dos projetos varia entre 2025 e 2045.

5.1 GESTIÓN DEL ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO EXISTENTE, E INFLUENCIA DE LA CARACTERIZACIÓN DEL AÑO HIDROLÓGICO (SECO, MEDIO O HÚMEDO) EN UNA PERSPECTIVA ANUAL E HIPERANUAL

5.1 GESTÃO DO ARMAZENAMENTO HÍDRICO EXISTENTE E INFLUÊNCIA DAS CARACTERÍSTICAS DO ANO HIDROLÓGICO (SECO, MÉDIO, HÚMIDO), NUMA PERSPETIVA ANUAL E INTERANUAL

5.1.1 PORTUGAL

En Portugal, la importancia del sector de la generación hidroeléctrica para la producción de electricidad y su contribución a la reducción de la dependencia energética del gas natural es indiscutible. La apuesta que Portugal ha hecho y sigue haciendo por las energías renovables, en concreto la eólica y la solar, hace aún más importante el almacenamiento para la producción hidroeléctrica, incluido el bombeo asociado en diversos aprovechamientos hidroeléctricos.

La energía hidroeléctrica, por su madurez tecnológica y competitividad de costes para el sistema energético, a la vez que potencia las energías eólica y solar, es una fuente importante para aumentar la integración y producción de energía a partir de fuentes renovables. Sin embargo, la producción hidroeléctrica depende en gran medida de las características del año hidrológico y de la articulación con otros usos también esenciales y/o incluso prioritarios.

El régimen de licencias para el uso de los recursos hídricos, definido en la Ley de Aguas (Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro) y en el Decreto-Ley nº 226-A/2007, de 31 de mayo, estipula que la captación de agua para la producción de energía hidroeléctrica debe otorgarse mediante contrato de concesión, estando la elección del concesionario sujeta a un procedimiento de licitación. El plazo de la concesión a otorgar deberá tener en cuenta el plazo necesario de amortización de las inversiones a realizar, y nunca podrá exceder de 75 años.

En el contrato de concesión se definen las reglas de explotación que debe cumplir el aprovechamiento hidroeléctrico, debiendo cumplir los caudales ecológicos y asegurar una reserva de dos años para garantizar el abastecimiento público en los embalses donde exista este aprovechamiento. Se incluyen las

5.1.1 PORTUGAL

Em Portugal, é indiscutível a importância do setor de produção de energia hidroelétrica para a produção de eletricidade e a sua contribuição para a redução da dependência energética do gás natural. A aposta que Portugal fez e continua a realizar nas energias renováveis, nomeadamente eólica e solar, torna ainda mais relevante o armazenamento para produção hidroelétrica, incluindo a bombagem associada em vários aproveitamentos hidroelétricos.

A energia hidroelétrica, pela sua maturidade tecnológica e competitividade de custos para o sistema energético, potenciando ainda a energia eólica e solar, é uma fonte importante para incrementar a integração e produção de energia por fontes renováveis. No entanto, a produção hidroelétrica está fortemente dependente das características do ano hidrológico e da articulação com outros usos também essenciais e/ou mesmo prioritários.

O regime de licenciamento das utilizações dos recursos hídricos, definido na Lei da Água (Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro) e no Decreto-lei n.º 226-A//2007, de 31 de maio, determina que a captação de água para a produção de energia hidroelétrica seja outorgada por contrato de concessão, estando a escolha do concessionário sujeta a procedimento concursal. O prazo da concessão a atribuir deve ter em consideração o período necessário de amortização dos investimentos a efetuar, não podendo nunca ultrapassar os 75 anos.

No contrato de concessão são definidas as regras de exploração a que deve obedecer a exploração hidroelétrica, devendo cumprir os caudais ecológicos e assegurar uma reserva de dois anos para garantir o abastecimento público, nas albufeiras onde exista este uso.

condiciones a considerar en el régimen de explotación en situaciones extremas.

En situaciones de sequía y escasez, los derechos pueden suspenderse temporalmente y los concesionarios deben acatar las decisiones de la Comisión de Gestión de Embalses o de la Comisión Interministerial de Sequía.

En caso de modificación de las condiciones existentes en el momento de la firma del contrato de concesión, o para adaptarse a los instrumentos de gestión territorial y a los planes hidrológicos de cuenca, las condiciones definidas en las licencias podrán revisarse temporal o definitivamente, en cuyo caso se evaluará el equilibrio económico y financiero de la concesión.

En caso de incumplimiento de las condiciones impuestas en el contrato de concesión, éste podrá ser declarado caducado.

La grave sequía hidrológica que se produjo en 2022, debida a la combinación de altas temperaturas y bajos niveles de precipitaciones, el quinto año consecutivo con precipitaciones por debajo de la media, supuso una importante reducción de los niveles de almacenamiento de agua en los embalses.

La figura 47 muestra los volúmenes totales almacenados al final del años hidrológicos 2021/22 y 2022/23 en los 80 embalses controlados por la APA. De ellos, solo 40 se utilizan para producir energía hidroeléctrica, además de garantizar los caudales ecológicos y mantener otros usos, concretamente el abastecimiento público.

En el año hidrológico 2022/23 en Portugal continental hubo una precipitación anual de 958,4 mm, un 15% inferior a la media de referencia de 1137,6 mm (1940/41 a 1997/98). La distribución espacial de las precipitaciones mostró una clara

São incluídas as condições a considerar no regime de exploração em situações extremas.

Em situações de seca e escassez os direitos podem ser temporariamente suspensos, devendo os concessionários respeitar as determinações da Comissão de Gestão de Albufeiras ou da Comissão Interministerial da Seca.

Em caso de alteração das condições existentes à data de assinatura do contrato de concessão, ou para adequação aos instrumentos de gestão territorial e aos planos de gestão de região hidrográfica, as condições definidas nos títulos podem ser revistas de forma temporária ou permanente, avaliando neste caso o equilíbrio económico e financeiro da concessão.

Em caso de incumprimento das condições impostas no contrato de concessão este pode ser revogado.

A situação de seca hidrológica severa que se registou em 2022, debida à conjugação de elevadas temperaturas e baixos níveis de precipitação, sendo o quinto ano sucessivo com precipitação abaixo da média, implicou uma redução significativa dos níveis de armazenamento de água nas albufeiras.

Na Figura 47 inclui-se o ponto de situação dos volumes armazenados totais no final dos anos hidrológicos 2021/22 e 2022/23 nas 80 albufeiras monitorizadas pela APA. Destas apenas 40 têm como finalidade a produção de energia hidroeléctrica, para além de garantirem os caudais ecológicos e a manutenção de outros usos, nomeadamente o abastecimento público.

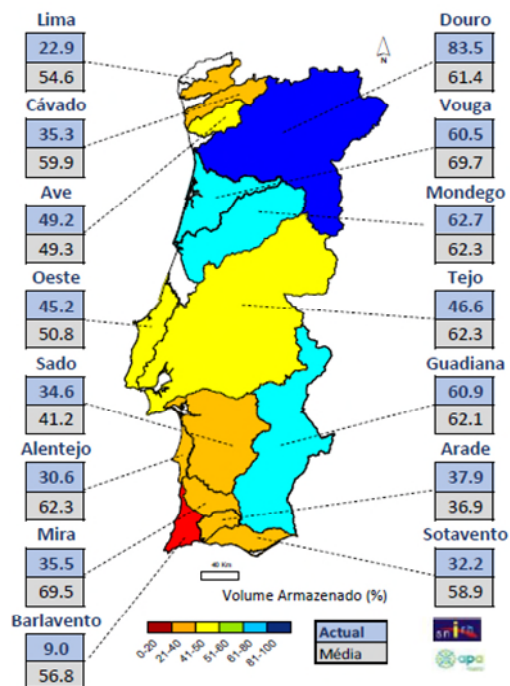
No ano hidrológico de 2022/23 em Portugal Continental registou-se uma precipitação anual de 958,4 mm, 15% inferior à média de referência de 1137,6 mm (1940/41 a 1997/98). A distribuição espacial da precipitação

asimetría entre las cuencas hidrográficas al norte y al sur del río Tajo.

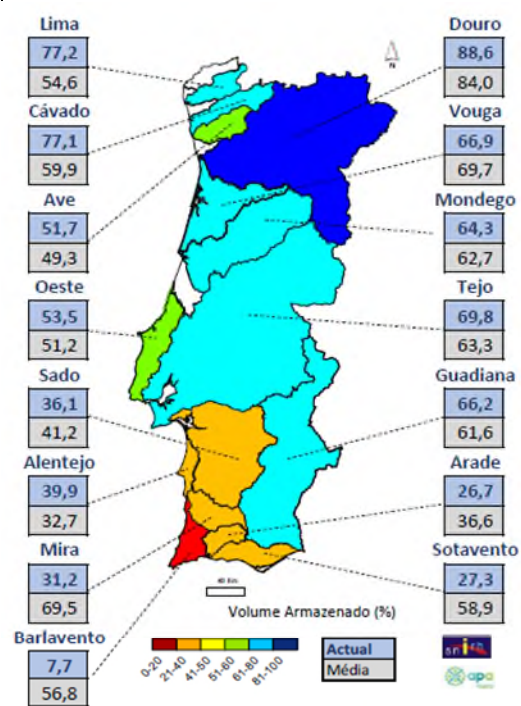
El año hidrológico 2022/2023 finalizó con un porcentaje sobre el volumen total almacenado del 68%, valor superior al registrado al cierre del 2021/2022 (56%). Durante el semestre húmedo del año hidrológico 2022/23, las precipitaciones ocurridas permitieron recuperar las reservas hídricas en algunas cuencas, especialmente en el centro y norte del país. Sin embargo, en las cuencas al sur del Tajo, donde las precipitaciones fueron inferiores a la media, la recuperación fue menor o incluso inexistente.

apresentou uma clara assimetria entre as bacias hidrográficas a norte e sul do rio Tejo.

O ano hidrológico de 2022/2023 terminou com uma percentagem de de volume total armazenado de 68%, valor superior ao registado no final de 2021/2022 (56%). Ao longo do semestre húmido do ano hidrológico 2022/23 a precipitação ocorrida permitiu que houvesse recuperação das reservas hídricas em algumas bacias hidrográficas, em particular no centro e norte do país. Contudo, as bacias a sul do Tejo, onde a precipitação foi inferior à média, a recuperação foi menor ou mesmo inexistente.



Disponibilidades hídricas armazenadas em albufeiras a 30 de setembro de 2022



Disponibilidades hídricas armazenadas em albufeiras a 30 de setembro de 2023

Figura 47- Volúmenes almacenados totales nas albufeiras monitorizadas pela APA a 30 de setembro de 2022 e a 30 de setembro de 2023 | Volúmenes totales almacenados en embalses monitoreados por APA al 30 de septiembre de 2022 y a 30 de septiembre de 2023 | Fuente | Fonte: APA

A principios de octubre de 2021, el almacenamiento de agua disponible para la producción de energía hidroeléctrica era sólo del 27% de la capacidad total. Los bajos caudales naturales experimentados en las cuencas fluviales durante 2022 hicieron que alrededor del 30% de

No início de outubro 2021 o armazenamento hídrico disponível para produção de energia hidroeléctrica estava apenas nos 27% da capacidade total. As baixas afluências naturais, que se registaram nas bacias hidrográficas durante o ano 2022, implicaram que cerca de

la producción hidroeléctrica en grandes centrales tuviera que obtenerse mediante turbobombéo. La sequía de 2021/22 provocó un descenso del 45% en la producción hidroeléctrica.

30% da produção de energia hidroeléctrica em grandes hídricas fosse obtida por turbinamento-bombagem. A situação de seca que se verificou em 2021/22 provocou uma descida de 45% na produção hídrica

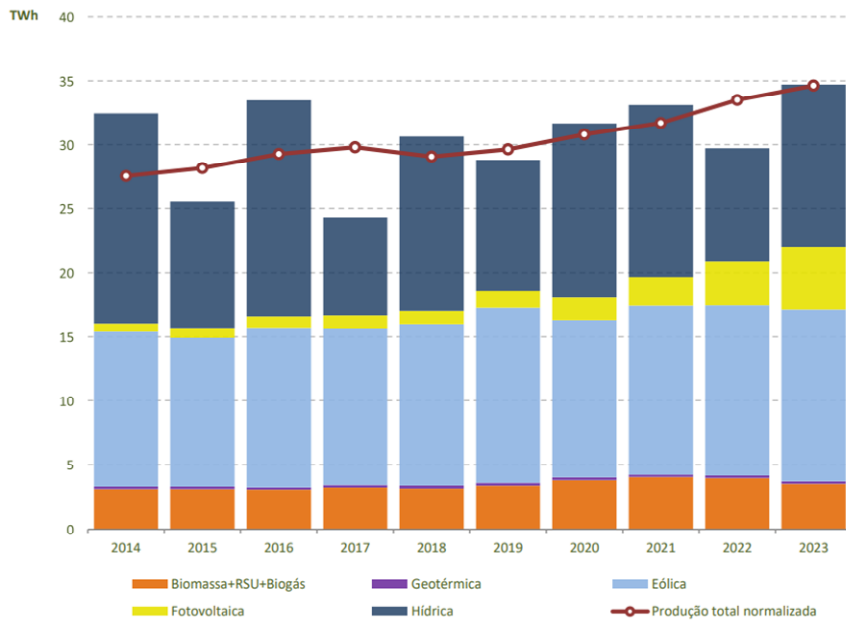


Figura 48- Evolução da Produção de energia entre 2014 -2023 decorrente de fontes renováveis | Evolución de la producción de energía entre 2014 -2023 procedente de fuentes renovables | Fuente/ Fonte DGEG

En cuanto a la producción de energía hidroeléctrica distribuida por cuenca hidrográfica, se constató que la cuenca del Douro fue responsable de producir el 51% de la producción hidroeléctrica que se produjo en 2022.

Em termos de produção de energia hidroeléctrica distribuída por bacia hidrográfica, constatou-se que a bacia do Douro foi responsável pela produção de 51% da produção hídrica que ocorreu em 2022.

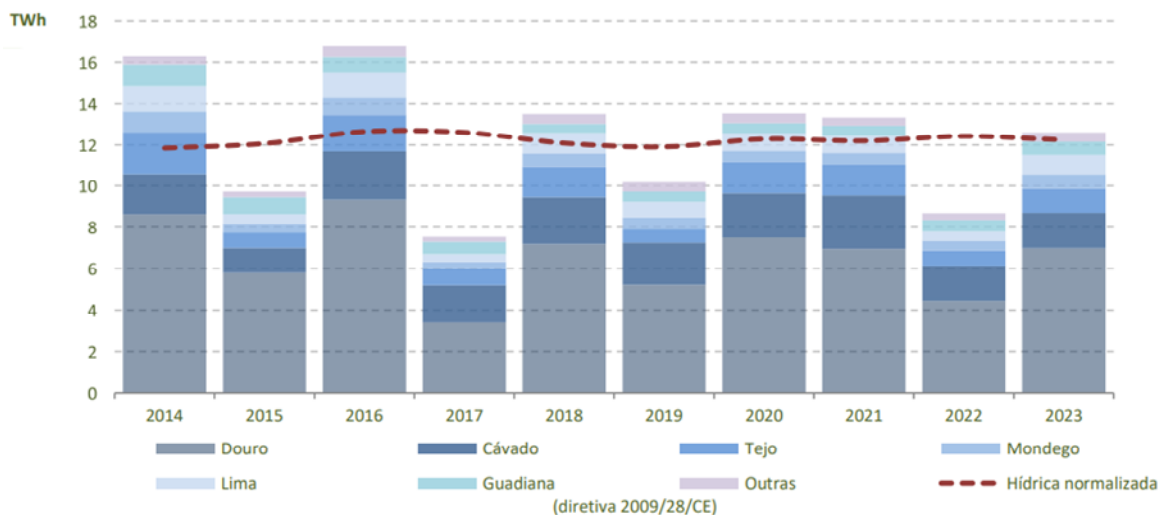


Figura 49- Evolução da Produção de energia hidroelétrica entre 2014 e 2023 nas diferentes bacias hidrográficas | Evolución de la producción de energía hidroeléctrica entre 2014 y 2023 en diferentes cuencas hidroeléctricas | Fuente/ Fonte: DGEG

En este contexto, y con el fin de crear una reserva hidroeléctrica estratégica para la producción de energía, el Gobierno, a través de la Resolución del Consejo de Ministros (RCM) nº 82/2002, de 27 de septiembre, decidió suspender temporalmente la producción de energía hidroeléctrica en quince embalses, de los cerca de cuarenta asociados a grandes presas hidroeléctricas, hasta alcanzar niveles de almacenamiento adecuados para garantizar la seguridad del suministro energético. En Portugal hay once centrales reversibles.

Alrededor de la mitad de los embalses seleccionados para la reserva estratégica de agua se encontraban, en la fecha de publicación de la CRM, ya acondicionados para la producción de energía con el fin de garantizar los usos prioritarios (abastecimiento público y caudales ecológicos) o debido a los bajos niveles de almacenamiento, y uno de ellos se encuentra aún en fase de pruebas, ya que no ha iniciado su plena explotación industrial. A 1 de octubre de 2022, todos los embalses estaban por debajo del 70% de almacenamiento energético y alrededor del 60% de los embalses estaban por debajo del 50%, de los cuales el 56% estaban por debajo del 20%

Durante el primer trimestre del año hidrológico 2022/23, todos los embalses alcanzaron los niveles objetivo definidos, que se superaron significativamente en algunos de los embalses, dadas las favorables características meteorológicas del año hidrológico 2022/23 (precipitaciones totales en Portugal continental: octubre 121,2 mm (123% del valor normal); noviembre 138,7 mm (127% del valor normal); diciembre 250,4 mm (174% del valor normal)), así como el pleno cumplimiento de las normas definidas por parte de las concesionarias.

Tendo em conta este contexto, e com o objetivo de criar uma reserva hídrica estratégica para a produção de energia, o Governo, através da Resolução de Conselho de Ministros (RCM) n.º 82/2002, de 27 de setembro, decidiu suspender temporariamente em quinze albufeiras, do universo de cerca de quarenta associadas a grandes hídricas, a produção de energia hidroelétrica até que sejam atingidos níveis de armazenamento adequados para garantir a segurança de abastecimento de energia. Existem onze centrais reversíveis em Portugal.

Cerca de metade das albufeiras selecionadas para a reserva hídrica estratégica, estavam já, à data de publicação da RCM, condicionadas para a produção de energia para garantir os usos prioritários (abastecimento público e caudais ecológicos) ou devido aos baixos níveis de armazenamento, sendo que uma delas está ainda em fase de testes, pois não iniciou a exploração industrial em pleno. Todas as albufeiras estavam a 1 de outubro de 2022 abaixo dos 70% de armazenamento energético e cerca de 60% das albufeiras abaixo dos 50%, das quais 56% a menos de 20%

Todas as albufeiras atingiram durante o primeiro trimestre do ano hidrológico 2022/23 as cotas objetivo definidas, tendo esta sido ultrapassada de forma significativa em algumas das albufeiras, atendendo às características meteorológicas favoráveis do ano hidrológico 2022/23 (precipitação total no Continente: outubro 121,2 mm (123% do valor normal); novembro 138,7 mm (127% do valor normal); dezembro 250,4 mm (174% do valor normal)), bem como ao cumprimento integral pelos concessionários das regras definidas.

5.1.2 ESPAÑA

La energía hidroeléctrica es vital para el sistema eléctrico español debido a su capacidad de adaptarse a las fluctuaciones de la demanda y su papel en la estabilidad del suministro eléctrico. Actúa como una fuente flexible y sostenible, ofreciendo respaldo a otras energías renovables y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles importados.

Además, contribuye significativamente a la diversificación de la matriz energética, lo que mejora la seguridad energética del país. Su impacto positivo en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero también es notable, ayudando en la lucha contra el cambio climático y cumpliendo con los compromisos internacionales.

En definitiva, la energía hidroeléctrica es un pilar fundamental en la infraestructura energética española, proporcionando estabilidad, sostenibilidad y seguridad a largo plazo.

En España, el régimen jurídico de las concesiones de agua para la producción de energía eléctrica, y almacenamiento hidráulico de energía está regulado por varias normativas, tanto a nivel nacional como autonómico.

En primer lugar, el texto refundido de la Ley de Aguas (TRLA) aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, establece los principios generales para la gestión y utilización del agua, incluyendo su aprovechamiento para la generación de electricidad.

Además, la Ley del Sector Eléctrico regula aspectos específicos relacionados con la producción de energía eléctrica, incluyendo los procedimientos para obtener las autorizaciones correspondientes para la generación de energía eléctrica.

5.1.2 ESPANHA

A energia hidroeléctrica é vital para o sistema eléctrico espanhol devido à sua capacidade de adaptação às flutuações da procura e ao seu papel na estabilidade do fornecimento de electricidade. Atua como uma fonte flexível e sustentável, servindo de suporte a outras energias renováveis e reduzindo a dependência de combustíveis fósseis importados.

Além disso, contribui significativamente para a diversificação da matriz energética, o que melhora a segurança energética do país. É também notável o seu impacto positivo na redução das emissões de gases com efeito de estufa, ajudando no combate às alterações climáticas e no cumprimento dos compromissos internacionais.

Em suma, a energia hidroeléctrica é um pilar fundamental da infraestruturas energética espanhola, proporcionando estabilidade, sustentabilidade e segurança a longo prazo.

Em Espanha, o regime jurídico das concessões de água para a produção de energia eléctrica e armazenamento de energia hidroeléctrica é regulado por diversos regulamentos, tanto a nível nacional como regional.

Em primeiro lugar, o texto consolidado da Lei da Água (TRLA), aprovado pelo Real Decreto Legislativo 1/2001, estabelece os princípios gerais para a gestão e utilização da água, incluindo a sua utilização para a produção de energia hidroeléctrica.

Além disso, a Lei do Setor Eléctrico regula aspectos específicos relacionados com a produção de energia eléctrica, incluindo os procedimentos para a obtenção das correspondentes autorizações para a produção de energia hidroeléctrica.

En las demarcaciones hidrográficas intercomunitarias, las concesiones de agua para la producción de energía eléctrica, y el almacenamiento hidráulico de energía, son otorgadas por las Confederaciones Hidrográficas, salvo en instalaciones de interés general y en las de potencia superior a 5 MW, cuyo otorgamiento corresponde al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Estas concesiones establecen las condiciones y limitaciones para el uso del agua, así como los derechos y obligaciones del titular de la concesión.

Las condiciones fundamentales de las concesiones suelen delimitar la asignación del derecho de uso del agua para generación eléctrica, sujetándose a la legislación nacional y autonómica aplicable. Las concesiones de aguas están limitadas a un plazo determinado, que en ningún caso puede superar los 75 años.

Las condiciones suelen especificar la cantidad de agua disponible, los períodos de utilización y las limitaciones ambientales para garantizar la sostenibilidad del recurso. Además, se establecen las obligaciones del titular de la concesión en términos de mantenimiento de infraestructuras hidráulicas y cumplimiento de normativas ambientales.

Por lo general, las concesiones están sujetas a revisiones periódicas y pueden declararse caducadas si no se cumplen las condiciones establecidas. Este régimen busca garantizar una gestión eficiente y responsable de los recursos hídricos, promoviendo la generación eléctrica sostenible y compatible con la conservación del medio ambiente.

En este sentido, es destacable la modificación del artículo 55.2 del TRLA aprobado en 2021 con el objetivo de delimitar el ejercicio de los derechos de explotación y aprovechamiento de los recursos

Nas regiões hidrográficas intercomunitárias, as concessões de água para a produção de energia hidroelétrica e para o armazenamento hídrico de energia são atribuídas pelas Confederações Hidrográficas, excepto nas instalações de interesse nacional e com potência superior a 5 MW, cuja outorga corresponde ao Ministério da Transição Ecológica e do Desafio Demográfico. Estas concessões estabelecem as condições e limitações ao uso da água, bem como os direitos e obrigações do concessionário.

As concessões outorgam o direito de utilização da água para produção de energia hidrelétrica, tendo por base a legislação nacional e regional aplicável. Estas concessões ficam limitadas a um período determinado, que em caso algum poderá exceder os 75 anos.

As condições que são incluídas nas concessões especificam, em regra, a quantidade de água disponível, os períodos de utilização e as limitações ambientais para garantir a sustentabilidade do recurso. Além disso, são estabelecidas as obrigações do concessionário em matéria de manutenção da infraestrutura hidráulica e cumprimento da regulamentação ambiental.

As concessões podem ser sujeitas a revisão periódica e podem ser revogadas caso as condições estabelecidas não sejam cumpridas. Este regime procura garantir uma gestão eficiente e responsável dos recursos hídricos, promovendo a produção sustentável de hidroeletricidade compatível com a conservação ambiental.

Neste sentido, merece destaque a alteração do artigo 55.2 do TRLA aprovado em 2021 com o objetivo de delimitar o exercício dos direitos de exploração e utilização dos recursos hídricos,

hídricos, mediante la introducción e criterios de utilización racional y sostenible.

En relación a la evolución de las reservas hidroeléctricas en los embalses españoles, el año 2023 finalizó con unas reservas superiores a la media estadística, siendo un año con una pluviosidad media. El año 2023 finaliza con un porcentaje de llenado del 51,0 %, superior a las de finales de 2022 (44,4 %). Las reservas han estado por debajo de las reservas medias históricas durante los meses centrales del año, el primer trimestre cerca de dichas medias y un trimestre final bastante lluvioso situó el nivel de reservas por encima de la media histórica estadístico.

Así, el índice de producible hidráulico en 2023 alcanzó un valor de 0,92 valor superior al 0,67 del año anterior. Los meses de febrero a agosto contaron con un índice mensual inferior a la unidad. Hay que destacar los meses de agosto y noviembre, con índices de producible del 0,12 y 2,05 respectivamente.

Atendiendo a la evolución de las resevas hídricas en embalses hidroeléctricos puede comprobarse su recuperación como tras la sequía del año 2021-2022, alcanzándose valores de reservas previos.

através da introdução de critérios de utilização racional e sustentável.

Relativamente à evolução das reservas hídricas nas albufeiras espanholas com produção de energia hidroeléctrica, o ano de 2023 terminou com níveis de armazenamento superiores à média, sendo um ano com precipitação média. O ano de 2023 termina com uma percentagem de face ao volume total de 51,0%, valor superior ao registado no final de 2022 (44,4%). As reservas estiveram abaixo da média histórica durante os meses do ano, o primeiro trimestre esteve próximo destas médias e um último trimestre bastante chuvoso colocou o nível de reservas acima da média estatística histórica.

Assim, o índice de produção de energia hidroeléctrica em 2023 atingiu o valor de 0,92, valor superior aos 0,67 do ano anterior. Os meses de fevereiro a agosto apresentaram um índice mensal inferior à unidade. De destacar os meses de agosto e novembro, com taxas produzíveis de 0,12 e 2,05 respetivamente.

Tendo em conta a evolução dos volumes armazenados nas albufeiras com produção de energia hidroeléctrica, verifica-se a sua recuperação após a seca de 2021/2022, atingindo valores registados anteriormente.

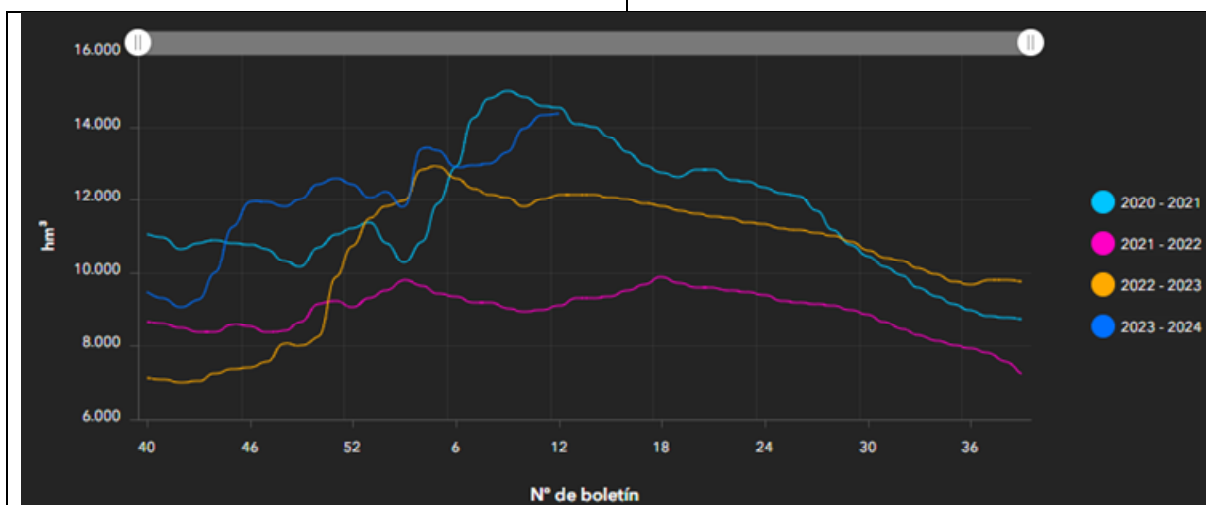
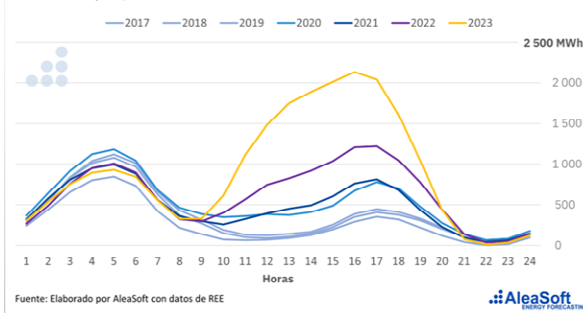


Figura 50. Evolución de las reservas hídricas en embalses hidroeléctricos. | Evolução das reservas hídricas nas albufeiras. | Fuente/ Fonte: MITERD

En relación a las instalaciones de almacenamiento hidráulico de energía existentes en España, se viene observando un paulatino incremento en sus horas de producción como consecuencia de la penetración masiva de ERNGs.

Relativamente às instalações de armazenamento de energia hídrica existentes em Espanha, tem-se observado um aumento gradual das suas horas de produção como consequência da penetração massiva dos ERNG.

Perfil de consumo del bombeo en España peninsular
Entre enero y septiembre de cada año



Perfil de generación del bombeo en España peninsular
Entre enero y septiembre de cada año

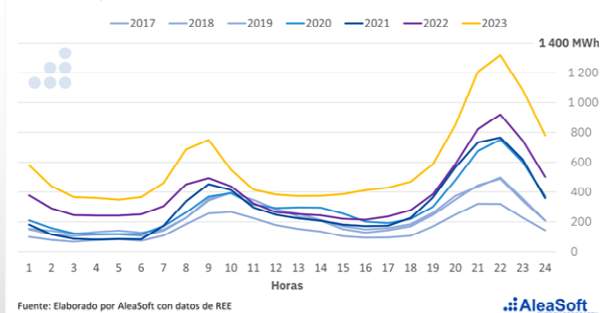


Figura 41. Evolución del almacenamiento hidráulico de energía en España. | Evolução do armazenamento hidroeletrico em Espanha. | Fuente/Fonte: AleaSoft

5.2 ENCAJE CON USOS EXISTENTES, PRIORITARIOS Y CON CONDICIONANTES AMBIENTALES

5.2 ARTICULAÇÃO COM USOS PRIORITÁRIOS E CONDICIONANTES AMBIENTAIS

5.2.1 PORTUGAL

5.2.1 PORTUGAL

Según la Ley de Aguas (artículo 41), se debe garantizar como prioridad la disponibilidad de agua para el abastecimiento público y luego para actividades vitales en los sectores agrícola e industrial. Los caudales ecológicos tienen prioridad sobre todos los demás usos, considerando que son una condición ambiental previa a la asignación de agua para usos.

De acordo com a Lei da Água (artigo 41º), deve ser prioritariamente assegurada a disponibilidade da água para o abastecimento público e, em seguida, para as atividades vitais dos setores agropecuário e industrial. Os caudais ecológicos são prioritários sobre todos os outros usos, atendendo que são uma condicionante ambiental prévia à alocação da água para os usos.

En el Decreto-Ley nº 130/2012, de 22 de junio (artículo 64 sobre el orden de preferencia de usos), se establece que “se da prioridad a la captación de agua para abastecimiento público frente a otros usos previstos, y en igualdad de condiciones”. en condiciones, se prefiere el uso que asegure el uso más equilibrado

No Decreto-Lei n.º 130/2012 de 22 de junho (artigo 64º sobre a ordem de preferência de usos), refere-se que é “*dada prioridade à captação de água para o abastecimento público face aos demais usos previstos, e em igualdade de condições é preferido o uso que*

económicamente, racional y sostenible, sin comprometer la protección de los recursos hídricos”. La producción de energía eléctrica se categoriza de forma relevante, después del suministro y el riego, teniendo en cuenta también las especificidades de cada cuenca.

assegure a utilização economicamente mais equilibrada, racional e sustentável, sem prejuízo da proteção dos recursos hídricos”. A produção de energia elétrica é categorizada de forma relevante, após abastecimento e rega, atendendo ainda às especificidades de cada bacia.

5.2.2 ESPAÑA

La prioridad de usos del agua en España viene delimitada en los planes hidrológicos de cada demarcación, debiendo ser en todo caso el abastecimiento prioritario. Los regímenes de caudales ecológicos tienen prioridad sobre el resto de usos por considerarse como restricción general a la disponibilidad para el uso del agua.

Independientemente de ello, cualquier nuevo derecho privado al uso del agua debe respetar los usos ya existentes, incluso los de menor prioridad, aunque en ese caso tiene derecho, en caso de ser declarados de utilidad pública, a expropiarlos.

En general, la producción de energía eléctrica se categoriza de forma relevante, tras el abastecimiento y el regadío, con las peculiaridades de cada cuenca.

Está en estudio la reforma de la configuración legal de usos del agua existente en España con el objetivo de introducir un nuevo uso del agua, el de almacenamiento hidráulico de energía, y hacerlo de manera que se le conceda la prioridad perseguida por la ley de cambio climático y transición energética, incluso en los planes hidrológicos ya vigentes.

La introducción de este nuevo uso se fundamenta en que el mismo no es en sí el industrial para producción de energía eléctrica, ya contemplado en la legislación de aguas, toda vez que las centrales hidroeléctricas reversibles son

5.2.2 ESPANHA

A prioridade dos usos da água em Espanha está definida nos planos de gestão de região hidrográfica, devendo em qualquer caso o abastecimento público ser a prioridade. Os regimes de caudais ecológicos têm prioridade sobre outros usos, uma vez que são considerados uma restrição geral à disponibilidade de água para utilização.

Independientemente disso, qualquer novo direito privado de utilização da água deve respetar os usos existentes, mesmo os de menor prioridade, embora nesse caso tenha o direito, se forem declarados de utilidade pública, de os expropriar.

De um modo geral, a produção de energia elétrica é categorizada de forma relevante, após o abastecimento público e a rega, atendendo ainda às especificidades de cada bacia.

A reforma jurídica da atribuição da água aos diferentes usos em Espanha está a ser estudada com o objetivo de introduzir um novo uso da água, o do armazenamento de energia hídrica, e fazê-lo de forma a garantir a prioridade definida pela lei das alterações climáticas e transição energética, a refletir mesmo nos planos hidrológicos já em vigor.

A introdução deste novo uso torna-se necessário atendendo que não integra o uso industrial para produção de energia hidroelétrica, já contemplado na legislação existente, uma vez que as centrais

consumidoras de energía (la que se requiere para bombear agua desde el depósito inferior al superior es mayor que el que se genera cuando se turbinan en sentido inverso), por lo cual su finalidad no es incrementar la producción de energía, sino almacenar energía cuando la oferta de electricidad supera a la demanda, para suministrarla – con cierta pérdida de rendimiento – cuando las otras energías no son capaces de atender la demanda.

Con esta reforma normativa, se pretende resolver una de las principales barreras administrativas que está frenando el desarrollo de proyectos de almacenamiento en España, la incompatibilidad con concesiones para la producción de energía eléctrica en vigor.

No obstante, y en caso de llevarse a cabo la modificación normativa, existe la necesidad de evaluar la compatibilidad de los proyectos de almacenamiento hidráulico de energía con los usos existentes en embalses, de forma que se pueda delimitar el grado de afección de la nueva instalación, y cuantificar, en su caso, las indemnizaciones o cautelas que deberán ser exigidas al promotor durante el desarrollo de la instalación.

5.3 EVOLUCIÓN PREVISTA DE LA CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO Y FUNCIONALIDAD A DESEMPEÑAR

La dimensión de una instalación de almacenamiento hidráulico de energía, mediante centrales reversibles, es en relación con ambos términos de capacidad normalmente muy superior a la de cualquier otra tecnología de almacenamiento.

hidroeléctricas reversíveis são consumidoras de energia (que é necessária para bombear água da albufeira a jusante para a albufeira a montante é maior do que o gerado quando a turbina é invertida), pelo que a sua finalidade não é aumentar a produção de energia, mas sim armazenar energia quando a oferta de energia elétrica supera a procura, para a abastecer – com uma certa perda de desempenho – e quando outras energias não são capazes de satisfazer a procura.

Com esta alteração regulamentar pretende-se resolver uma das principais barreiras administrativas que atrasa o desenvolvimento dos projectos de armazenamento em Espanha, a incompatibilidade com as concessões de produção de energia hidroelétrica em vigor.

Caso a alteração regulamentar seja realizada, há ainda a necessidade de avaliar a compatibilidade dos projetos de armazenamento de energia hídrica com os usos existentes nas albufeiras, para que o nível de impacto da nova instalação possa ser identificado e quantificado, quando for o caso.

5.3 EVOLUÇÃO PREVISTA DA CAPACIDADE DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO HÍDRICO E PAPEL A DESEMPENHAR

A dimensão de uma instalação de armazenamento de energia hídrica, utilizando as centrais reversíveis, é normalmente muito maior do que qualquer outra tecnologia de armazenamento.

La principal instalación de almacenamiento hidráulico dentro de España (sistema Cortes - La Muela I y II) cuenta con una potencia total en turbinación de 1.720 MW, alcanzando una producción anual media en torno a 1.625 GWh, magnitud ampliable en función del régimen de explotación. El volumen de la balsa superior es de 20 hm³, que en este caso supone un almacenamiento de energía en torno a 36 GWh

En la península Ibérica, delimitación geográfica del MIBEL, hay que mencionar o Sistema Eletroprodutor do Tâmega, que incluye os hidroeléctricos de Gouvães, Daivões y Alto Tâmega, parcialmente operativo y en camino de conclusión. La capacidad instalada allí es de 1.160 MW, con una capacidad de producción anual estimada en torno a 1.770 GWh. Su capacidad de almacenamiento energético se sitúa en 40 GWh, razón por la que esta instalación se ha venido a denominar coloquialmente como la “gigabatería del Tâmega”. A escala global hay alguna instalación de este tipo que alcanza 3.000 MW de potencia.

En comparación con lo anterior, el sistema de baterías electroquímicas a gran escala (grid-scale) de mayor potencia unitaria actualmente en funcionamiento en el mundo (VBB, Victorian Big Battery en Australia) posee una potencia de 300 MW y una capacidad de almacenamiento de energía de 450 MWh. En la península ibérica no existen aún sistemas de baterías de ese nivel, de hecho, el mayor sistema de almacenamiento electroquímico instalado hasta la fecha en nuestro SE, (planta fotovoltaica de Arañuelo III) cuenta con una potencia de 3 MW y una capacidad de 9 MWh. El valor de estas dos variables muestra a simple vista la diferencia abrumadora de escala que existe hoy entre la tecnología de almacenamiento hidráulico y la de baterías.

A principal instalação de armazenamento hídrico em Espanha (sistema Cortes - La Muela I e II) tem uma potência total de turbina de 1.720 MW, atingindo uma produção média anual de cerca de 1.625 GWh, magnitude que pode ser ampliada em função do regime de exploração. O volume da albufeira de montante é de 20 hm³, o que neste caso representa um armazenamento de energia de cerca de 36 GWh.

Na Península Ibérica, delimitação geográfica do MIBEL, importa referir o sistema eletroprodutor do Tâmega com os aproveitamentos hidroeléctricos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, este último em vias de conclusão. A capacidade instalada é de 1.160 MW, com uma capacidade de produção anual estimada em cerca de 1.770 GWh. A sua capacidade de armazenamento de energia é de 40 GWh, razão pela qual esta instalação passou a ser coloquialmente chamada de “gigabateria do Tâmega”. À escala global existem algumas instalações deste tipo que atingem os 3.000 MW de potência.

Em termos de comparação com o acima exposto, o maior sistema de baterias eletroquímicas à escala da rede elétrica atualmente em funcionamento no mundo (VBB, Victorian Big Battery na Austrália) tem uma potência de 300 MW e uma capacidade de armazenamento de energia de 450 MWh. Na Península Ibérica ainda não existem sistemas de baterias deste nível, aliás, o maior sistema de armazenamento electroquímico instalado até à data na nossa SE, (central fotovoltaica Arañuelo III) tem uma potência de 3 MW e uma capacidade de 9 MWh. O valor destas duas variáveis mostra rapidamente a enorme diferença de escala que existe hoje entre a tecnologia de armazenamento hídrico e de baterias.

Los sistemas de almacenamiento termosolar, asociados a centrales equipadas con esta tecnología de generación (em Espanha com 17 plantas de 50 MW y una de 20 MW), poseen en España una capacidad agregada de almacenamiento de energía en tanques de sales fundidas de 6,67 GWh. La capacidad unitaria de una planta de 50 MW equivale a 7,5 horas de producción, es decir 375 MWh, aunque esta reserva de energía se usa fundamentalmente para dar continuidad a la producción de la planta durante la noche o en días de baja insolación.

En cuanto a la capacidad de los sistemas de almacenamiento basados en el hidrógeno verde, debe mencionarse que en la actualidad no se dispone, dentro de la industria eléctrica, de referencias plenamente operativas de esta tecnología que sean comparables a las dos anteriores. Ciertamente, una vez producido el hidrógeno se puede almacenar comprimido en tanques, si bien existe alguna incertidumbre relativa a la seguridad y coste de este tipo de instalaciones en el contexto de uso del SE. Parece que el ámbito preferente de aplicación del H₂ a medio plazo (2030) será la producción de calor industrial y quizá el transporte pesado, no tanto el almacenamiento de energía dentro del sistema eléctrico.

Para que la electrólisis como procedimiento de producción masiva de hidrógeno sea económicamente rentable, se deberá disponer de una cantidad importante de energía eléctrica de fuentes renovables a un coste muy bajo, hipótesis que hoy no se da.

Las instalaciones de almacenamiento hidráulico de energía poseen la capacidad de operar en distintos horizontes temporales, en función del volumen de agua existente en la balsa superior, es decir el almacenamiento disponible. En las

Os sistemas de armazenamento solar térmico, associados a centrais equipadas com esta tecnologia de geração (em Espanha com 17 centrais de 50 MW e uma de 20 MW), têm em Espanha uma capacidade agregada de armazenamento de energia em tanques de sal fundido de 6,67 GWh. A capacidade unitária de uma central de 50 MW equivale a 7,5 horas de produção, ou seja, 375 MWh, embora esta reserva energética seja utilizada principalmente para continuar a produção da central durante a noite ou em dias de pouca insolação.

Relativamente à capacidade dos sistemas de armazenamento baseados em hidrogénio verde, importa referir que atualmente não existem referências totalmente operacionais desta tecnologia que sejam comparáveis às duas anteriores dentro da indústria da produção de energia. Certamente, uma vez produzido, o hidrogénio pode ser armazenado comprimido em tanques, embora exista alguma incerteza quanto à segurança e ao custo deste tipo de instalação no contexto da utilização de SE. Parece que a área preferida de aplicação do H₂ a médio prazo (2030) será a produção industrial de calor e talvez o transporte pesado, e não tanto o armazenamento de energia dentro do sistema eléctrico.

Para que a eletrólise como procedimento de produção em massa de hidrogénio seja economicamente rentável, uma quantidade significativa de energia eléctrica proveniente de fontes renováveis deve estar disponível a um custo muito baixo, uma hipótese que não existe hoje.

As instalações de armazenamento de energia hidrica têm capacidade para operar em diferentes horizontes temporais, dependendo do volume de água da albufeira de montante, ou seja, do armazenamento disponível. Nas

operaciones de turbinación o descarga, la duración máxima dependerá del volumen disponible en la balsa superior y la potencia a la que opere el equipo electromecánico, que podrá variar siendo regulado por el operador de la central en condiciones de eficiencia dentro del rango que interese. En las etapas de bombeo, los equipos convencionales trabajarán a una potencia nominal fija, por cual la duración límite de esta parte del ciclo dependerá de aquel factor y del volumen de agua a subir.

Los equipos más modernos, regulados mediante electrónica de potencia, pueden trabajar a velocidad variable también en el bombeo y desde ese punto de vista admiten una flexibilidad de operación análoga a la de las operaciones de turbinación.

Por otra parte, la activación de una central reversible hasta alcanzar su plena potencia es rápida (rango de unos pocos minutos). Debido a todo ello, el almacenamiento hidráulico es capaz de adecuarse flexiblemente a las necesidades concretas que puedan surgir en la operación del sistema en prácticamente cualquier momento.

En el caso de los sistemas de baterías, el ciclo tiene límites más estrictos y debe gestionarse a través del correspondiente BMS (Battery Management System). La operación segura requiere en este caso el control de un número significativo de variables de estado: intensidad, voltaje, temperatura, etc. En general debe tenerse en cuenta que el uso predominante de esta clase de sistemas en el sistema eléctrico se halla asociado a la integración de las instalaciones de renovables en las redes de distribución, contribuyendo en éstas especialmente al control y mantenimiento de la tensión.

En ese sentido los requerimientos temporales del ciclo suelen menos exigentes que el caso de la CHR, aunque su respuesta es prácticamente

operações de turbina ou descarga, a duração máxima dependerá do volume disponível na albufeira de montante e da potência de funcionamento dos equipamentos electromecânicos, que poderá variar e ser regulada pelo operador da central em condições de eficiência dentro do intervalo de interesse. Nas etapas de bombagem, os equipamentos convencionais funcionarão com uma potência nominal fixa, pelo que a duração máxima desta parte do ciclo dependerá deste fator e do volume de água a bombear.

Os equipamentos mais modernos, regulados por electrónica de potência, podem também trabalhar com velocidade variável no bombeamento e, deste ponto de vista, permitir uma flexibilidade operacional análoga ao funcionamento das turbinas.

Por outro lado, o acionamento de uma central reversível até atingir a potência máxima é rápido (alcance de alguns minutos). Por tudo isto, o armazenamento hidrico é capaz de se adaptar com flexibilidade às necessidades específicas que possam surgir na operação do sistema praticamente a qualquer momento.

No caso dos sistemas de baterias, o ciclo tem limites mais rigorosos e deve ser gerido através do correspondente BMS (Battery Management System). A operação segura neste caso requer o controlo de um número significativo de variáveis de estado: intensidade, tensão, temperatura, etc. De uma forma geral, deverá ter-se em conta que a utilização predominante deste tipo de sistemas no sistema eléctrico está associada à integração de instalações renováveis nas redes de distribuição, contribuindo especialmente para o controlo e manutenção de tensão.

Neste sentido, as exigências temporais do ciclo são normalmente menos exigentes do que no caso do CHR, embora a sua resposta seja

instantánea. No obstante, se empieza a constatar la presencia en el mundo de algunos grandes sistemas de baterías (> 100 MW) en funciones grid-scale de operación del sistema, principalmente en balance de energía y regulación primaria y secundaria.

El almacenamiento termosolar funciona normalmente en ciclo diario, ligado a la operación rutinaria de este tipo de centrales.

En los sistemas hidrógeno verde habrá que considerar la capacidad de producción y almacenamiento disponibles en la planta y la potencia del turbogenerador.

Normalmente las instalaciones de almacenamiento hidráulico de energía funcionan en ciclo diario, semanal o estacional, en función de sus características y las consignas de sus operadores. Hay que distinguir en este caso entre la oferta de energía en el mercado eléctrico (normalmente a criterio del operador) y la prestación de servicios de ajuste al SE (según programa y consignas del Operador del Sistema). Como se indica anteriormente, el régimen habitual de operación de una central reversible (bombeo-turbinación) se suele ajustar a modelos de ciclo diario, semanal o estacional, según el caso. Los servicios técnicos de ajuste, a demanda de REE.

La operación de un sistema de baterías suele ser a demanda, es decir en tiempo cuasireal función de las necesidades del sistema. Hay que matizar que el funcionamiento de los BMS no es trivial, requiere personal cualificado y en cualquier caso la relación entre capacidad de almacenamiento y potencia nominal da tiempos límite de operación continua relativamente pequeños (entre 1 y 3 horas) para esta clase de tecnologías.

praticamente instantánea. No entanto, a presença de alguns grandes sistemas de baterias (> 100 MW) em funções de operação de sistemas à escala da rede começa a verificar-se no mundo, principalmente no balanço energético e na regulação primária e secundária.

O armazenamento solar térmico funciona normalmente num ciclo diário, ligado à operação de rotina deste tipo de centrais.

Nos sistemas de hidrogénio verde terá de ser considerada a capacidade de produção e armazenamento disponível na central e a potência do turbogerador.

Normalmente, as instalações de armazenamento de energia hidráulica funcionam num ciclo diário, semanal ou sazonal, dependendo das suas características e das instruções dos seus operadores. Neste caso, é necessário distinguir entre o fornecimento de energia no mercado eléctrico (normalmente ao critério do operador) e a prestação de serviços de ajustamento à SE (de acordo com o programa e instruções do Operador do Sistema). Como indicado acima, o regime habitual de funcionamento de uma central reversível (bombagem-turbinacão) é normalmente ajustado para modelos de ciclo diário, semanal ou sazonal, dependendo do caso. Serviços de ajustamento técnico, a pedido da REE.

O funcionamento de um sistema de baterias ocorre geralmente sob pedido, ou seja, quase em tempo real dependendo das necessidades do sistema. Convém esclarecer que o funcionamento do BMS não é trivial, requer pessoal qualificado e em qualquer caso a relação entre a capacidade de armazenamento e a potência nominal dá tempos limite de funcionamento contínuo relativamente

El rendimiento conjunto del ciclo bombeo/turbinación en el caso de las CHR se sitúa en el rango 70%-80%. Puede tomarse como referencia un valor medio en torno al 75%.

Los sistemas de baterías de ion-litio (tipo predominante en la actualidad) poseen un rendimiento del ciclo carga/descarga alrededor del 85% o superior.

Los sistemas de almacenamiento termosolar con sales fundidas poseen un ciclo diario de referencia. El uso de su capacidad de almacenamiento suele ser interno a las plantas, es decir asociado a la continuidad de la producción de electricidad de las plantas correspondientes (noches y días de baja insolación) y vinculado a su ciclo de potencia mediante intercambiadores de calor. En la actualidad la utilización de esta capacidad de almacenamiento no trasciende los límites de las propias plantas, es decir no son visibles ni gestionables por el Operador del Sistema.

En el caso del hidrógeno verde, la doble conversión entre vectores energéticos que es preciso llevar a cabo (electricidad-hidrógeno primero y después viceversa) reduce el rendimiento del ciclo al 30%.

Cuando se habla de un sistema eléctrico no solamente se debe tener en cuenta el origen renovable o fósil de las fuentes de producción, sus emisiones y su coste. Los objetivos del Operador del Sistema son la seguridad de suministro y la calidad del mismo en lo que respecta al mantenimiento de la frecuencia y de la tensión. Sin entrar en aspectos muy técnicos, el sistema necesita para ello lo que se denomina “inercia” que es aportada por los generadores de centrales de ciclo combinado, nucleares e hidráulicas.

pequeños (entre 1 e 3 horas) para esta clase de tecnologías.

A eficiência conjunta do ciclo de bombagem/turbinção no caso do CHR situa-se no intervalo de 70% a 80%. Um valor médio de cerca de 75% pode ser tomado como referência.

Os sistemas de baterias de iões de lítio (tipo atualmente predominante) têm uma eficiência de ciclo de carga/descarga de cerca de 85% ou superior.

Os sistemas de armazenamento solar térmico com sais fundidos têm um ciclo de referência diário. A utilização da sua capacidade de armazenamento é normalmente interna às centrais, ou seja, associada à continuidade da produção de electricidade das correspondentes centrais (noites e dias de pouca insolação) e ligada ao seu ciclo de potência através de permutadores de calor. Atualmente, a utilização desta capacidade de armazenamento não ultrapassa os limites das próprias centrais, ou seja, não são visíveis nem geríveis pelo Operador do Sistema.

No caso do hidrogénio verde, a dupla conversão entre vectores energéticos que tem de ser efectuada (primeiro electricidade-hidrogénio e depois vice-versa) reduz a eficiência do ciclo para 30%.

Quando se fala em sistema eléctrico não se deve ter apenas em conta a origem renovável ou fósil das fontes de produção, as suas emissões e o seu custo. Os objetivos do Operador do Sistema são a segurança do fornecimento e a sua qualidade no que diz respeito à manutenção da frequência e da tensão. Sem entrar em aspetos muito técnicos, o sistema necessita da chamada “inércia” para tal, que é proporcionada pelos geradores de ciclo combinado, centrais nucleares e hídricas.

Es altamente improbable que un escenario 2050 el sistema eléctrico de la península ibérica pueda funcionar sin centrales de ciclo combinado de gas natural, sobre todo si se mantiene la decisión de cerrar las centrales nucleares y se cuestiona la continuidad de las grandes centrales hidráulicas al final de su concesión de aguas dentro del dominio público hidráulico.

Por lo que respecta al papel del hidrógeno en el 2050, como ya se ha explicado, el hidrógeno verde es la vía de descarbonizar aquellos sectores industriales que no son electrificables (transporte aéreo y marítimo, producción de vapor para procesos industriales de sector metalúrgico, cerámico, etc..). El hidrógeno verde no es ni se prevé que sea una solución de almacenamiento de energía para producir electricidad dado el bajísimo rendimiento del proceso de producirlo con energía eléctrica renovable y seguidamente volver a generar electricidad a través una pila de combustible.

Por todo ello, el almacenamiento de energía mediante centrales hidroeléctricas reversibles - especialmente las de bombeo puro- es imprescindible para la correcta explotación de un sistema eléctrico basado en producción renovable y lo seguirá siendo en el futuro. El desarrollo planificado de almacenamiento hidráulico de energía permitirá ir cerrando progresivamente algunas centrales de ciclo combinado reduciendo la dependencia del gas y avanzando en la autonomía e independencia energética del SE español y portugués.

É altamente improvável que num cenário de 2050 o sistema eléctrico da Península Ibérica possa funcionar sem centrais de ciclo combinado a gás natural, especialmente se a decisão de encerramento de centrais nucleares se mantiver e se for questionada a continuidade das grandes centrais hídricas no final do ano hidrológico.

Relativamente ao papel do hidrogénio em 2050, como já foi explicado, o hidrogénio verde é a forma de descarbonizar aqueles sectores industriais que não são electrificáveis (transportes aéreos e marítimos, produção de vapor para processos industriais no sector metalúrgico, cerâmica, etc. .) . O hidrogénio verde não é nem se espera que seja uma solução de armazenamento de energia para produzir electricidade dado o desempenho muito baixo do processo de produção com energia eléctrica renovável e depois de gerar novamente electricidade através de uma célula de combustível.

Por todas estas razões, o armazenamento de energia através de centrais hidroeléctricas reversíveis - especialmente aquelas com bombagem pura - é essencial para o correcto aproveitamento de um sistema eléctrico baseado na produção renovável e continuará a sê-lo no futuro. O desenvolvimento previsto do armazenamento de energia hidráulica permitirá o encerramento progressivo de algumas centrais de ciclo combinado, reduzindo a dependência do gás e promovendo a autonomia e independência energética da SE espanhola e portuguesa.

5.4 PRINCIPALES RETOS ACTUALES Y A MEDIO PLAZO

5.4 PRINCIPAIS DESAFIOS ATUAIS E NO MÉDIO PRAZO

A continuación se presentan los principales retos en el marco de la transición energética para la administración hidráulica y el binomio Agua Energía:

- 1) Fomento de las energías renovables. Mantenimiento de la capacidad de la potencia hidráulica instalada
- 2) Promoción de las centrales hidroeléctricas reversibles. Impulso del almacenamiento hidráulico, reduciendo barreras normativas y administrativas
- 3) Promoción de la generación de energía renovable en régimen de autoconsumo
- 4) Promoción de la hibridación de fuentes de generación renovable y sistemas con capacidad regulable
- 5) Optimización de los 'vertidos' en la integración de energía renovable
- 6) Tecnologías de almacenamiento, ajuste de la oferta-demanda y apuntamiento de precios de energía
- 7) Promoción de la gestión integrada del agua y la energía.
- 8) Necesidades energéticas de la administración hidráulica. Esquema Agua-Energía.

Os principais desafios no âmbito da transição energética para a administração hídrica do binómio Água Energia são:

- 1) Promoção das energias renováveis. Manutenção da capacidade hídrica instalada
- 2) Promoção de centrais hidroelétricas reversíveis. Reforço do armazenamento hídrico, reduzindo as barreiras regulamentares e administrativas
- 3) Promoção da geração de energia renovável em regime de autoconsumo
- 4) Promoção da hibridização de fontes de geração renováveis e sistemas com capacidade ajustável
- 5) Otimização de 'descargas' na integração de energias renováveis
- 6) Tecnologias de armazenamento, ajustamento entre a oferta e a procura e direcionamento dos preços da energia
- 7) Promoção da gestão integrada da água e da energia.
- 8) Necessidades energéticas da administração hídrica, promovendo o nexo de Água-Energia.

5.5 RELACIÓN CON LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EL CAMBIO CLIMÁTICO. VALOR APORTADO POR EL ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO

Las ventajas del almacenamiento hidráulico para el desarrollo equilibrado de la transición energética se deducen de su capacidad unitaria de almacenamiento (potencia y energía), y de su contribución a la estabilidad, operación eficiente y flexibilidad del sistema eléctrico. La importancia que aquí juega el factor escala (varios órdenes de magnitud superior en las instalaciones de almacenamiento hidráulico de energía que en

5.5 RELAÇÃO COM A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E TRANSIÇÃO CLIMÁTICA. IMPORTÂNCIA DO ARMAZENAMENTO HÍDRICO

As vantagens do armazenamento hídrico para o desenvolvimento equilibrado da transição energética são deduzidas da sua capacidade de armazenamento unitário (potência e energia), e da sua contribuição para a estabilidade, operação eficiente e flexibilidade do sistema eléctrico. A importância que o factor escala desempenha aqui (várias ordens de grandeza superior nas instalações de armazenamento de energia hídrica do que noutros tipos de

otras clases de tecnología de almacenamiento de energía) es incuestionable.

La escala, fiabilidad y flexibilidad de esta tecnología la convierten en el compañero idóneo de las ERNGs en la transición ecológica y la descarbonización del sistema eléctrico peninsular.

Asimismo, de todas las tecnologías de almacenamiento de energía, la hidráulica es la que posee una clara utilidad adicional a su papel benefactor en el contexto de la descarbonización del SE. La creación de masas adicionales de agua en el territorio, susceptibles de uso dual en caso necesario, es otro hecho que juega a favor de esta tecnología. Entre tales usos potenciales pueden mencionarse los siguientes:

- Creación de reservas estratégicas de agua para afrontar sequías
- Uso del agua embalsada en la extinción de incendios forestales
- Fomento de la biodiversidad
- Suavización de las variaciones del microclima en sus zonas de localización
- Ocio acuático controlado, puesta en valor del territorio y efectos positivos sobre el turismo
- Otros usos

Es importante resaltar que se deben implementar medidas para minimizar la alteración de la continuidad de los ríos y garantizar caudales ecológicos que promuevan el buen estado de los cuerpos de agua, incluidos los existentes.

Es importante destacar en el caso de las CHR de bombeo puro que no compiten con otros usos del agua ya que su funcionamiento en circuito cerrado es no consuntivo.

tecnologia de armazenamento de energia) é inquestionável.

A escala, fiabilidade e flexibilidade desta tecnologia tornam-na na companheira ideal dos ERNG na transição ecológica e na descarbonização do sistema eléctrico peninsular.

Da mesma forma, de todas as tecnologias de armazenamento de energia, a hídrica é aquela que tem uma clara utilidade adicional ao seu papel benéfico no contexto da descarbonização da SE. A criação de massas de água adicionais no território, susceptíveis de dupla utilização se necessário, é outro facto que joga a favor desta tecnologia. Entre estes potenciais usos podem ser mencionados os seguintes:

- Criação de reservas estratégicas de água para fazer face às secas
- Utilização de água armazenadas para extinguir incêndios florestais
- Promoção da biodiversidade
- Suavização das variações microclimáticas nas suas áreas de localização
- Lazer aquático controlado, valorização do território e efeitos positivos no turismo
- Outros usos

Importa salientar que as medidas de minimização da quebra da continuidade fluvial e a garantia dos caudais ecológicos que promovam o bom estado das massas de água têm de ser implementados, incluindo nos já existentes.

Salienta-se que os CHR de bombagem não concorrem com outros usos da água, uma vez que o seu funcionamento em circuito fechado não implica consumo/perda do recurso.

Las tecnologías electroquímica y termosolar carecen de usos alternativos a lo que es su misión específica, y los sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno verde poseen, como se ha indicado, un uso mejor definido en la producción de calor industrial (y quizá a medio plazo en el transporte pesado) que como almacenamiento de energía dentro del SE.

Relacionado con lo anteriormente expuesto, supone una ventaja relacionada de manera inequívoca con la robustez y resiliencia del SE, aparte de la contribución a su flexibilidad, seguridad de operación y suministro.

Es indudable, por otra parte, que el almacenamiento de energía en centrales reversibles contribuye a la independencia energética de la Península Ibérica al reducir la necesidad de importación de gas natural, ya sea por su propia producción de energía eléctrica o por utilizar los excedentes de energías renovables volátiles (eólica y fotovoltaica) para almacenar su producción en forma de energía potencial asociada al agua.

As tecnologias electroquímica e solar térmica carecem de utilizações alternativas à sua missão específica, e os sistemas de armazenamento baseados em hidrogénio verde têm, como foi indicado, uma utilização melhor definida na produção de calor industrial (e talvez, a médio prazo, no transporte pesado).

Face ao exposto, a origem hídrica representa uma vantagem inequivocamente relacionada com a robustez e resiliência da SE, para além do contributo para a sua flexibilidade, segurança de funcionamento e abastecimento.

Não há dúvida, por outro lado, que o armazenamento de energia em centrais reversíveis contribui para a independência energética da Península Ibérica ao reduzir a necessidade de importação de gás natural, quer para a sua própria produção de energia eléctrica, quer através da utilização de excedentes de energia renovável (eólica e fotovoltaica) para armazenar a sua produção sob a forma de energia potencial associada à água.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES
<p>En conclusión, la transición energética impulsada por la Unión Europea requiere el desarrollo y aplicación de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima de sus países miembro. En el caso de la península ibérica, los PNIEC de Portugal y España contemplan escenarios de descarbonización que conllevan una necesidad de incrementar el almacenamiento de energía a fin de integrar con seguridad en el MIBEL las energías renovables no gestionables, fundamentalmente la eólica y la fotovoltaica.</p> <p>En este sentido, el almacenamiento hidráulico de energía presenta unas notables condiciones que ameritan seguir avanzando en propiciar su desarrollo mediante nuevas Centrales Hidroeléctricas Reversibles, aprovechando las oportunidades que las condiciones geográficas de la península (desniveles y recursos hídricos, a pesar del cambio climático) ofrecen, propiciando los cambios normativos y los acuerdos que se requieran para facilitar el desarrollo de nuevas CHR y en concreto de las que mejores condiciones aporten, incluyendo las que puedan utilizar tramos internacionales de los ríos compartidos.</p> <p>Al mismo tiempo, es importante evaluar las condiciones ambientales y la mejor manera de articular el uso del agua, para la producción y almacenamiento de energía, con los objetivos de la Directiva Marco del Agua.</p> <p>Pero estos temas serán evaluados en los siguientes informes previstos para este Grupo de Trabajo.</p>	<p>Em conclusão refere-se que a transição energética promovida pela União Europeia exige o desenvolvimento e a aplicação dos Planos Nacionais Integrados de Energia e Clima dos seus países membros. No caso da Península Ibérica, os PNEC de Portugal e Espanha contemplan cenários de descarbonização que implicam a necessidade de aumentar o armazenamento de energia para integrar com segurança energias renováveis intermitentes, fundamentalmente eólica e fotovoltaica, no MIBEL.</p> <p>Neste sentido, o armazenamento de energia hídrica apresenta condições de excelência que merecem um progresso contínuo na promoção do seu desenvolvimento através de novas Centrais Hidroeléctricas Reversíveis, aproveitando as oportunidades que as condições geográficas da península oferecem (desníveis e recursos hídricos, apesar das alterações climáticas), promovendo alterações regulatórias e os acordos necessários para facilitar o desenvolvimento de novos CHR e, especificamente, daqueles que proporcionam as melhores condições, incluindo os que podem utilizar secções internacionais dos rios partilhados.</p> <p>Paralelamente importa avaliar as condições ambientais e a melhor forma de articular os aproveitamentos hídricos, para a produção e armazenamento de energia, com os objetivos da Diretiva-Quadro da Água</p> <p>Mas estes temas serão avaliados nos relatórios seguintes planeados para este Grupo de Trabalho.</p>