



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales ICADE  
Trabajo de Fin de Grado ADE

# **EL SECTOR ELÉCTRICO EN LA UNIÓN EUROPEA: OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS**

Director: David Hernández García  
Autora: María Pérez-Taberner Silva  
Clave: 201600979

MADRID, octubre de 2022



## RESUMEN EJECUTIVO

### *Contexto, motivación y objetivo*

La Unión Europea se encuentra en una delicada situación: la necesidad de la transición energética hacia un sistema eléctrico sin emisiones, seguro y con tarifas asequibles se ha visto incrementada por los recientes eventos geopolíticos que han puesto de manifiesto la mayúscula dependencia de combustibles fósiles del viejo continente.

En este proyecto, se ha analizado la situación actual del sector eléctrico en ocho países de la UE (España, Portugal, Francia, Alemania, Italia, Polonia, Suecia y Países Bajos), para entender los desafíos a los que se enfrentan y qué caminos se abren ante ellos para alcanzar los objetivos europeos de las próximas décadas.

### *Marco teórico y metodología*

Para cada uno de los países estudiados se ha recabado información en relación con los principales agentes del sector (generadores, distribuidores, comercializadores, operadores del mercado y del sistema y reguladores) y parámetros característicos (demanda, capacidad instalada, longitud de la red de transporte...). La información presentada muestra los datos más actualizados para cada una de las variables especificadas.

Con todo lo anterior, se ha formado una visión general de cada país, extrayendo los puntos fuertes de cada sistema y señalando también los retos que afrontarán en el futuro próximo.

### *Resultados y conclusiones*

La situación actual muestra tres grandes problemas. Por una parte, generación aún muy dependiente de combustibles fósiles (especialmente Alemania, Italia, Polonia y Países Bajos). En segundo lugar, estructuras de transporte y distribución con deficiencias que impiden la seguridad de suministro ante una gran penetración de energías renovables. La escasa interconexión de algunos países (especialmente, España, Portugal e Italia) imposibilita un mercado acoplado y sin saturación de líneas entre países vecinos. Por último, las tarifas eléctricas, que se han visto incrementadas en los últimos semestres, obstaculizan los objetivos de electrificación de la economía.

Los ejes de actuación que se identifican para enfrentar estos problemas se centran en:

- Priorización de tecnologías de generación con mínimas emisiones de CO<sub>2</sub> y tecnologías flexibles que permitan un mejor balance de suministro y demanda.
- Desarrollo de redes reforzadas, digitalizadas y con generación descentralizada, que posibiliten el acoplamiento de los sistemas y mercados de la UE.
- Promoción de una mayor liberalización de la generación y comercialización, motivando una competencia eficaz que permita una optimización de precios y de bienestar social.

### *Palabras clave*

**Sistema eléctrico, mercado eléctrico, renovable, descarbonización, Agenda 2030, demanda, suministro, tarifa eléctrica, red de transporte.**

## EXECUTIVE SUMMARY

### *Context, motivation and objectives*

The European Union is in a delicate situation: the need for an energy transition towards a non-emitting, safe and affordable electric system has increased due to recent geopolitical events that have brought to light the tremendous dependence of the old continent on fossil fuels.

In this project, the current situation of eight electric systems in the UE (Spain, Portugal, France, Germany, Italy, Poland, Sweden and the Netherlands) has been studied to understand the challenges they will soon have to face and the path they should follow to comply with European objectives in the next decades.

### *Theoretical framework and methodology*

For every chosen country, information has been collected regarding key agents in the sector (generators, distributors, retailers, market and system operators and regulatory bodies) and distinctive parameters (demand, installed capacity, high voltage grid length...). The information displayed in this document shows the most updated data for every one of the variables.

With this information, a general overview of every country has been presented, extracting the strengths of every system and noting the potential threats as well.

### *Results and conclusions*

The current situation faces three major problems. First, generation is still dependent on fossil fuels (especially in Germany, Italy, Poland and the Netherlands). Secondly, transmission and distribution networks' deficiencies prevent security of supply in case of large renewable penetration. The scarcity of interconnection capacity (especially in Spain, Portugal and Italy) prevents the creation of a coupled system between neighbor countries. Lastly, electricity tariffs have been growing along the past few semesters and constitute an obstacle for electrification goals.

The action axes that have been identified to face these problems are:

- Prioritization of generation technologies that minimize CO<sub>2</sub> emissions and flexible technologies that allow a better supply and demand balance.
- Development of robust and digitalized grids with decentralized generation, enabling system and market coupling.
- Motivate a further liberalization of electricity generation and retail to promote effective competition and optimization of prices and social wellbeing.

### *Key words*

**Electric system, electricity market, renewable, decarbonization, Agenda 2030, demand, supply, electricity tariff, transmission network.**

## Contenido

1. Introducción .....	6
2. Objetivos.....	8
3. Metodología .....	9
4. Agentes .....	11
4.1. Generadores.....	11
4.2. Operador del Sistema de Transporte.....	11
4.3. Distribuidoras .....	12
4.4. Comercializadoras .....	12
4.5. Operador del mercado .....	12
4.6. Regulador .....	14
4.7. Relaciones en la cadena de valor .....	14
Flujos de energía .....	15
Flujos monetarios .....	15
5. Variables.....	17
Número de consumidores .....	17
Demanda anual.....	17
Demanda anual per cápita en el hogar.....	17
Capacidad instalada .....	17
Generación anual.....	17
Saldo de interconexiones .....	18
Autoconsumo .....	18
Longitud red de transporte.....	18
Capacidad de interconexión.....	18
Índice de Duración Media de Interrupción en el Sistema .....	19
Índice de Frecuencia Media de Interrupción en el Sistema .....	19
Pérdidas en la red de transporte .....	19
Pérdidas en la red de distribución .....	20
Miembro de SDAC.....	20
Miembro de SIDC.....	20
Precio de la electricidad en el hogar.....	20

Resumen de magnitudes .....	21
6. Países de estudio .....	22
6.1. España .....	22
6.2. Portugal .....	25
6.3. Francia.....	28
6.4. Alemania .....	31
6.5. Italia .....	34
6.6. Polonia .....	37
6.7. Suecia .....	40
6.8. Países Bajos .....	43
7. Conclusiones .....	46
La Unión Europea: mismos objetivos, diferentes puntos de partida.....	46
Liberalización del sector eléctrico: generación y comercialización .....	47
Infraestructura de red: sistemas seguros y mercados conectados .....	48
Tecnologías: no sólo se habla de renovables .....	48
Demanda: crecimiento y patrones de consumo .....	49
Aspectos sociales: salta la alarma de la pobreza energética .....	49
Desafíos: a qué nos enfrentamos.....	50
8. Futuros estudios .....	51
Bibliografía.....	52

# 1. Introducción

El presente proyecto constituye el Trabajo de Fin de Grado de Administración y Dirección de Empresas, cursado en la Universidad Pontificia Comillas – ICADE.

La temática del proyecto se encuadra dentro de los sistemas eléctricos en países escogidos dentro de la Unión Europea. Por ello, a título introductorio, se comenzará explicando qué se entiende por cadena de valor del sector eléctrico y los principales cambios que ha sufrido en las últimas décadas, así como la motivación del Trabajo de Fin de Grado.

Una vez introducido el tema, se procederá a listar los objetivos y a explicar la metodología, así como a definir las variables y los agentes dentro del sector que aparecerán en el análisis a nivel de país.

Seguidamente, se realizará un estudio de cada uno de los países elegidos, incluyendo una perspectiva general y las características del sistema en cuanto a las variables y los agentes previamente establecidos.

Por último, se presentarán unas conclusiones con las principales resoluciones estudiadas en el cuerpo del texto y una lista de sugerencias para futuros estudios que versen sobre la misma temática.

## *Cadena de valor del sector eléctrico*

El sector de la electricidad engloba todos los procesos, agentes y transformaciones desde los recursos empleados como energía primaria para su generación (carbón, gas natural, viento, agua, radiación solar...) hasta su consumo en un punto de suministro industrial o doméstico, incluyendo los organismos públicos y privados que intervienen en su transporte, compra, venta, legislación, etc. Tradicionalmente, las empresas eléctricas eran grandes compañías integradas verticalmente, cuyas funciones abarcaban gran parte de la cadena de valor de la energía eléctrica, pero en las últimas décadas esta estructura se ha visto fragmentada.

## *Proceso de liberalización*

En el año 1996, con la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (1), se publicaron unas primeras directrices sobre qué medidas deberían incorporar los mercados de electricidad en la Unión Europea. Este fue el primer paso hacia una liberalización del mercado de producción, con los objetivos de incrementar la competitividad y flexibilizar un sistema cada vez más diverso en cuanto a fuentes de generación. Pero esta liberalización no se ha llevado a cabo sólo en la generación, sino también en la comercialización, permitiendo a los consumidores escoger su compañía suministradora de electricidad.

En la actualidad, en la mayoría de países de la Unión Europea nos encontramos con una perspectiva similar: una generación y comercialización liberalizadas y unas redes de transporte y distribución que operan bajo el paraguas de la administración como actividades reguladas.

## *Motivación del proyecto*

Durante estas últimas décadas, los cambios normativos, la evolución del mercado y las preocupaciones por un futuro más sostenible han propiciado una transformación en el sector eléctrico. Dentro de Europa, se observan un panorama cada vez más complejo pero también más homogeneizado entre los distintos países y se pueden observar numerosos puntos en común.

Con la aparición de nuevos agentes, nuevas formas de generación y un mercado cada vez más flexible e interconectado, se plantea el estudio de algunos países dentro de la Unión Europea para un análisis general de su situación actual.

## 2. Objetivos

Como se ha explicado en el capítulo anterior, la motivación de este proyecto surge de la transformación que el sector eléctrico en Europa ha vivido en el pasado reciente, los cambios que se están viviendo en el presente y las propuestas a futuro para conseguir redes de energía eléctrica más conectadas, inteligentes y sostenibles.

Partiendo de dicha motivación, se presentan una serie de objetivos. En la determinación de estos se ha tratado aplicar el criterio S.M.A.R.T, definido por Doran en 1981 (2). Las siglas de este acrónimo se corresponden con *Specific* (Específico), *Measurable* (Medible), *Assignable* (Asignable), *Realistic* (Realista) y *Time-related* (Determinado en el Tiempo).



Figura 1. S.M.A.R.T Goals. Fuente: (2).

Con ello, se definen los siguientes objetivos de manera específica, medible, asignable y realista:

- Identificar los principales agentes que participan en la cadena de valor de la electricidad desde su generación a su consumo. Con esto se pretende establecer un marco común de definiciones que permitan reconocer qué actores llevan a cabo qué papeles dentro del sector y si estas funciones se ejercen de manera similar en los países de estudio. Es decir, este objetivo incluye, para cada agente: funciones, si existe una organización que los represente en Europa y las interacciones que muestra con el resto de agentes.
- Estudiar el sistema eléctrico de al menos 5 países dentro de Europa, considerando unas mismas variables que permitan una comparación de dichos países. Se listarán una serie de parámetros (un mínimo de 7) que permitan dar una visión general del sistema eléctrico de cada país. Se contemplará incluir tanto variables numéricas (por ejemplo, capacidad instalada en MW) como dicotómicas (por ejemplo, si el sistema pertenece al mercado intradiario continuo o no).
- Analizar las tendencias a futuro de los sistemas eléctricos estudiados. En concreto, se examinarán al menos 1 propuesta por país, que tenga relación con el desarrollo de infraestructura, promoción de proyectos innovadores o cualquier otro desafío actual.

Para cumplir con el requisito temporal, se establece que la información presentada en cuanto a la situación actual será, en todos los casos que sea posible, correspondiente a 2021. En los casos en los que esto no sea posible, se mostrarán la última actualización disponible y se reflejará el año al que pertenece la información. En cuanto a las tendencias de futuro, se limitarán a propuestas cuya entrada en aplicación o funcionamiento sea anterior a 2050.

### 3. Metodología

El enfoque con el que se abordará el estudio de los países escogidos se representa de manera sintetizada en el siguiente diagrama:

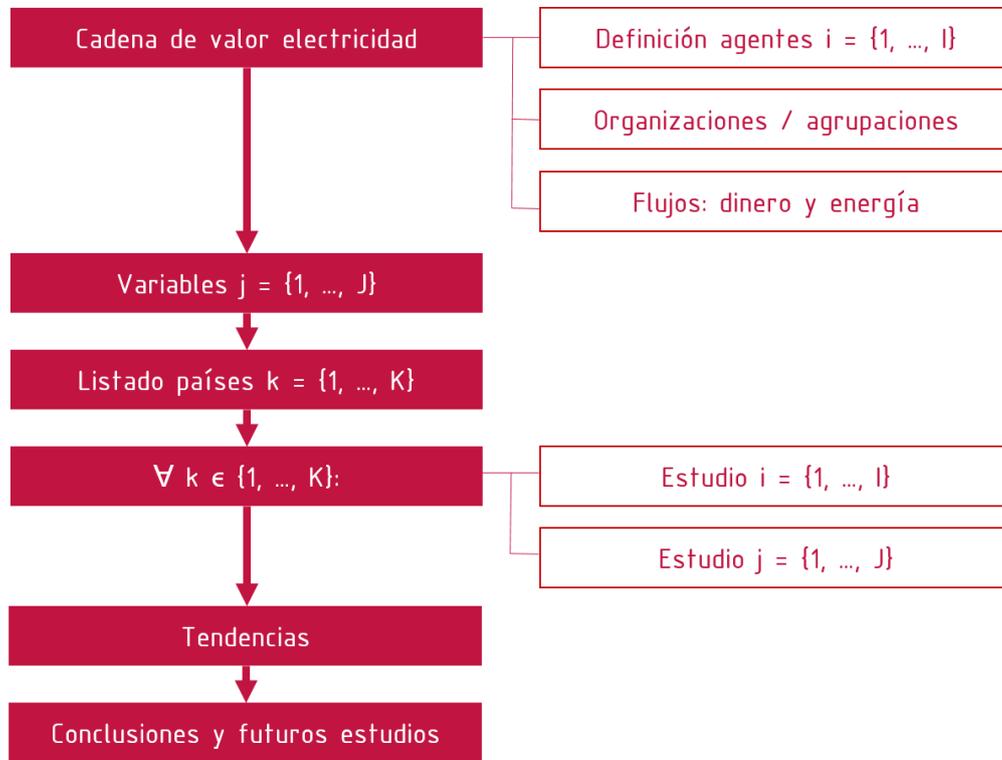


Figura 2. Síntesis metodológica.

A continuación, se detallan los pasos de la metodología.

En primer lugar, se estudiará la cadena de valor de la electricidad, comenzando por los agentes que participan en ella. Se decide estudiar los siguientes roles: generador, operador del sistema de transporte, distribuidora, comercializadora, operador del mercado y regulador. Además, se detallarán las organizaciones internacionales que motivan la colaboración de cada agrupación (por ejemplo, la organización que agrupa a operadores del mercado). Una vez todos los roles dentro de la cadena de valor se hayan definido, se establecerán las conexiones de dinero y energía que ocurren entre ellos. El resultado de este paso es presentar de forma genérica los distintos agentes que aparecen en todos los sistemas eléctricos. Se encuentran fuera del alcance de este proyecto actores que aparezcan como una excepción en un sistema en concreto.

Seguidamente, se definirán las variables y parámetros que permitan establecer una visión general del sistema eléctrico. Estas variables serán definidas en 5. Variables.

Una vez construida una estructura común de agentes que participan en el sector eléctrico y variables que lo definen, para cada país escogido se realizará un estudio que incluya las compañías que ejercen como los agentes de ese país y las cifras reales que se corresponden para esas variables.

Luego, se incorporará una visión general del sistema a partir de los datos presentados y de las hojas de ruta de los distintos países.

Por último, se realizará una reflexión general que analice el panorama de los sistemas eléctricos estudiados en su conjunto, resalte las principales conclusiones y determine las posibles vías de desarrollo de posibles estudios futuros sobre el tema.

## 4. Agentes

Como se explica en 3. Metodología, para cada país de estudio se examinarán los principales actores que aparecen en la cadena de valor de la energía eléctrica. Debe hacerse notar que esta lista no es exhaustiva y no incluye elementos que incidan indirectamente sobre esta cadena, ya que el objetivo de este proyecto no es un análisis a fondo de las competencias de estos actores. El propósito de este apartado es definir a los principales agentes para crear un marco común que permita comparar los diferentes países.

### 4.1. Generadores

En Ingeniería Eléctrica, el concepto de generador eléctrico elude al “objeto destinado a entregar energía eléctrica por transformación de otra forma de energía. Los alternadores y las dinamos transforman energía mecánica de rotación en energía eléctrica.” ... “Las placas fotovoltaicas transforman energía luminosa en energía eléctrica”. (3). Sin embargo, en el presente TFG se tomará como generador aquella empresa que gestione los recursos y dispositivos para obtener energía eléctrica (la empresa que, por ejemplo, disponga de una central de ciclo combinado o de placas fotovoltaicas y obtenga electricidad como producto final).

Desde que el uso de la electricidad se generalizó, la generación ha solido ser centralizada en grande núcleos por diversos factores como la cercanía a recursos (carbón, embalse, etc), por economías de escala o por dificultad en el diseño y operación (4). Sin embargo, en la actualidad deben tenerse en cuenta también los puntos de generación distribuida, con menor potencia pero también capaces de verter electricidad a la red, ya que son cada vez más comunes.

### 4.2. Operador del Sistema de Transporte

Los Operadores del Sistema de Transporte (TSOs, por sus siglas en inglés de “Transmission System Operator”) son las entidades responsables de operar el porte de la electricidad a alta tensión. Estas entidades, de acuerdo a ENTSO-E<sup>1</sup> son independientes del resto de actores, proporcionan acceso a la red a los agentes de mercado (generadores, distribuidores, y grandes consumidores) y asegurar una segura operación del sistema (5). La independencia del resto de actores es un requisito de la Unión Europea a los países miembros<sup>2</sup>.

Se denomina transporte a aquellas conexiones eléctricas que suceden a alta tensión (generalmente, a valores superiores a 130 kV) y se dan entre puntos neurálgicos de la red.

Tradicionalmente (y así sigue siendo en la actualidad), los TSOs son empresas públicas con gestión en exclusiva de los sistemas y cada país suele tener un único TSO (en España;

---

<sup>1</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity.

<sup>2</sup> Artículo 11 de la Directiva 2009/72/CE.

Red Eléctrica de España, en Portugal; Redes Energéticas Nacionais), pero existen excepciones (Alemania; TransnetBW, TenneT TSO, Amprion y 50 Hertz).

ENTSO-E<sup>3</sup> es la organización que aglutina TSOs para su correcta coordinación y cooperación en Europa.

### 4.3. Distribuidoras

En este contexto, se entenderá como distribuidores o distribuidoras las compañías encargadas de la transmisión de electricidad a media tensión (generalmente, valores superiores a 1 kV). A lo largo del texto, pueden aparecer también como DSOs (por sus siglas en inglés, Distribution System Operators). Conectan alta tensión y consumidores. Además, en muchos países se encargan de la gestión de contadores.

Las distribuidoras son compañías reguladas cuyos ingresos los determinan los cuerpos reguladores de cada país (6). Aunque existen alrededor de 2.400 compañías de distribución<sup>4</sup>, dentro de cada país generalmente hay un pequeño número de grandes distribuidoras (más de 100.000 clientes) que cubren la mayor parte del territorio. Además, estas empresas pueden formar parte de un grupo eléctrico integrado verticalmente (especialmente, grupos que combinen generación y distribución), aunque son controladas de cerca por la Comisión Europea<sup>5</sup>.

### 4.4. Comercializadoras

En este contexto, las compañías comercializadoras de electricidad o comercializadores serán aquellas que adquieren energía eléctrica para su venta a los consumidores. Algunos países (como es el caso de España con el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor) cuentan con comercializadoras de último recurso que están obligadas a ofrecer ciertas tarifas a sectores minoristas o vulnerables de la población.

Debe hacerse notar que las comercializadoras pueden formar parte también de un gran grupo, que genere, distribuya y venda energía, o pueden ser una empresa sin activos de generación que compre electricidad a un generador.

Este tipo de empresas son muy numerosas en los sistemas europeos y agentes fundamentales en los mercados mayoristas.

### 4.5. Operador del mercado

Los operadores de mercado (o NEMO, por sus siglas en inglés de Nominated Electricity Market Operator), son los gestores de los mercados mayoristas. Los distintos NEMOs se coordinan a través del NEMO Committee<sup>6</sup>. En cada NEMO, los agentes ofertan y compran energía en diversos mercados spot (no todos los NEMOs ofrecen todas las tipologías):

---

<sup>3</sup> <https://www.entsoe.eu/>

<sup>4</sup> En 2011 en Unión Europea y Noruega. (5)

<sup>5</sup> Artículo 26 de la Directiva 2009/72/CE.

<sup>6</sup> <https://www.nemo-committee.eu/index>

- Diarios: se casan el día anterior a ser despachados mediante subasta marginalista.
- Intradía por subastas: casados con una cierta frecuencia, también de corte marginalista.
- Intradía continuo: con remuneración *pay-as-bid*, en cualquier momento del día.

En los mercados marginalistas, se agregan las ofertas de venta a diferentes precios incrementales y las ofertas de compra a diferentes precios decrementales. El punto de corte establece la energía casada y el precio. Todos los vendedores que ofertaron por debajo de ese precio, recibirán la cantidad casada como retribución (€/MWh). De manera simétrica, todos los compradores con ofertas a mayor precio, pagarán la cantidad casada por MWh. Estos mercados suceden cada día para las siguientes 24 h, con ofertas horarias (subasta diaria) o cada cierto periodo de tiempo (subastas intradiarias).

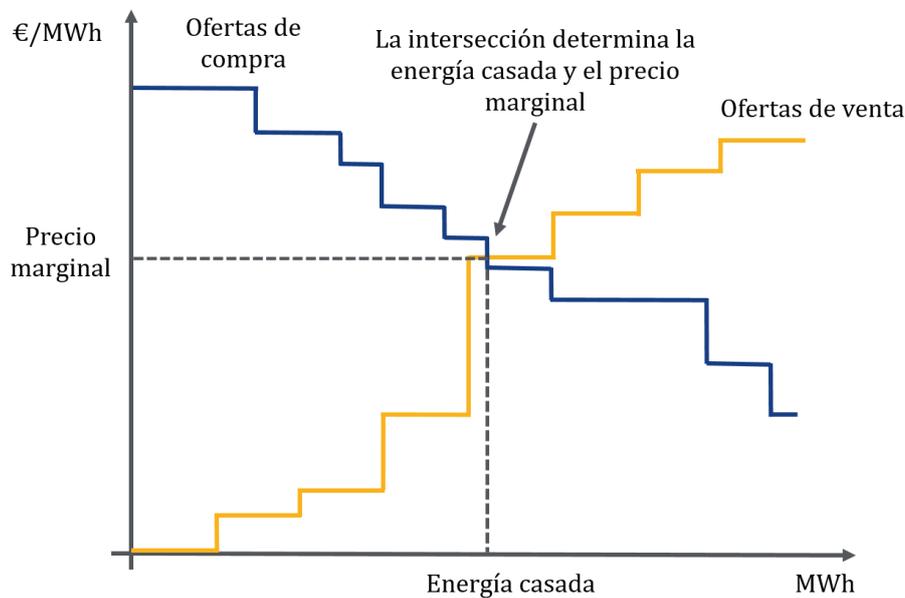


Figure 1. Casación de ofertas en mercado marginalista. Fuente: elaboración propia a partir de información de CNMC.

En la Unión Europea, los distintos mercados spot regionales se dirigen hacia una homogeneización y unificación:

- SDAC (Single Day-Ahead Coupling) es el nombre de la zona que abarca los países europeos que están acoplados en las subastas diarias. Si dos zonas no tienen restricciones por capacidad de líneas ni otras limitaciones técnicas, llegarán a los mismos precios en la subasta del mercado diario. Este SADC permite que las ofertas de compra y venta de varios países sean tenidos en cuenta de manera simultánea por un mismo algoritmo (EUPHEMIA) y se optimice su casación, aumentando así la competitividad del mercado<sup>7</sup>.
- SIDC (Single Intraday Coupling) es el nombre de la zona que incluye aquellos mercados regionales que intercambian energía de manera intradiaria. En el 2018 se puso en funcionamiento el proyecto XBID (Cross-Border Intraday), que

<sup>7</sup> <https://www.nemo-committee.eu/sdac>

permite el intercambio de manera continua. Se espera que próximamente se lance un nuevo proyecto para acoplar también las subastas intradiarias<sup>8</sup>.

#### 4.6. Regulador

El regulador se presenta como una entidad independiente que busca alcanzar los objetivos de transparencia, competencia, eficacia, sostenibilidad y buenas prácticas que aseguran el buen funcionamiento del mercado.

En Europa, los reguladores energéticos están abiertos a formar parte del Consejo de Reguladores Europeos de Energía o CEER, por sus siglas en inglés (Council of European Energy Regulators)<sup>9</sup>.

Cabe destacar también la existencia de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía o ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)<sup>10</sup>. Mientras que CEER es una organización formada por los reguladores, ACER es un organismo creado por la Unión Europea para fomentar la cooperación de estos y motivar la homogeneización e integración de los marcos regulatorios.

#### 4.7. Relaciones en la cadena de valor

Además de los mercados spot, explicados en 4.5 Operador del mercado, se debe tener en cuenta que la energía eléctrica puede intercambiarse también en otros mercados:

- Derivados (por ejemplo, en forma de futuros). Estos se intercambian en mercados organizados.
- Servicios auxiliares, gestionados generalmente por el TSO. Ya que la electricidad no puede ser almacenada en grandes cantidades y el suministro debe igualarse a la demanda en tiempo real, cuando los intercambios de los mercados no se ajustan a la realidad, es necesario hacer que ciertos generadores aumenten o reduzcan su producción. Los distintos servicios que rodean estos ajustes, así como la disponibilidad de las centrales para subir o bajar generación, etc, son sujetos de organizarse en un mercado. Su remuneración es pública.
- Contratos bilaterales. Estos se dan de manera independiente entre comprador y vendedor, sin darse en ningún mercado organizado. El precio de compra venta no se hace público y, al ser un contrato privado, pueden tener ciertos requisitos que no se den en los intercambios comerciales de los mercados explicados.

Sumando todo lo anterior, se establecen entonces distintos ciclos en la cadena de valor de la electricidad.

---

<sup>8</sup> <https://www.nemo-committee.eu/sidc>

<sup>9</sup> [https://www.ceer.eu/eer\\_about#](https://www.ceer.eu/eer_about#)

<sup>10</sup> <https://www.acer.europa.eu/the-agency/about-acer>

### *Flujos de energía*

La energía sigue el siguiente camino físico: se produce en un generador, se transmite por líneas de alta tensión, se transforma a media tensión pasando por las líneas de distribución y llega al punto de consumo transformada de nuevo, a baja tensión.

El Operador del Sistema se encarga de que en todo momento el suministro sea igual a la demanda y, para hacer que este principio se cumpla, puede forzar a ciertas unidades de generación a subir o bajar su producción y/o puede abrir mercados de servicios auxiliares con este fin. Las restricciones técnicas del sistema, ajuste de frecuencia, controles de voltaje en alta tensión... son responsabilidades del Operador del Sistema.

Las distribuidoras se encargan del último tramo: hacer que el porte de electricidad en media tensión sea eficaz.

### *Flujos monetarios*

Sin embargo, los flujos de dinero pueden seguir varios caminos. En el caso de mercados spot o futuros, puede existir una empresa comercializadora que funcione como minorista, comprando en mercados mayoristas y vendiendo a clientes finales. Estas comercializadoras no tienen por qué tener activos físicos que transmitan la electricidad, sólo funcionan como intermediarias.

En el caso de los servicios auxiliares, el Operador del Sistema puede remunerar directamente a la generación por, por ejemplo, haber necesitado una mayor producción para cubrir un incremento de la demanda inesperado en un punto concreto. Los distintos mecanismos de remuneración para los servicios que el Operador del Sistema emplea para hacer coincidir oferta y demanda se encuentran fuera del alcance de este proyecto.

Por último, si de lo que se habla es de un contrato bilateral, entonces un consumidor paga directamente a un generador por una cierta cantidad de energía entregada con ciertas condiciones, sin pasar por mercados organizados. O un comercializador que posteriormente venderá esa energía a consumidores finales. Estos intercambios son vigilados por el cuerpo regulador, que siendo parte independiente, busca favorecer el buen funcionamiento de los mercados, la protección a los consumidores y una regulación eficiente.

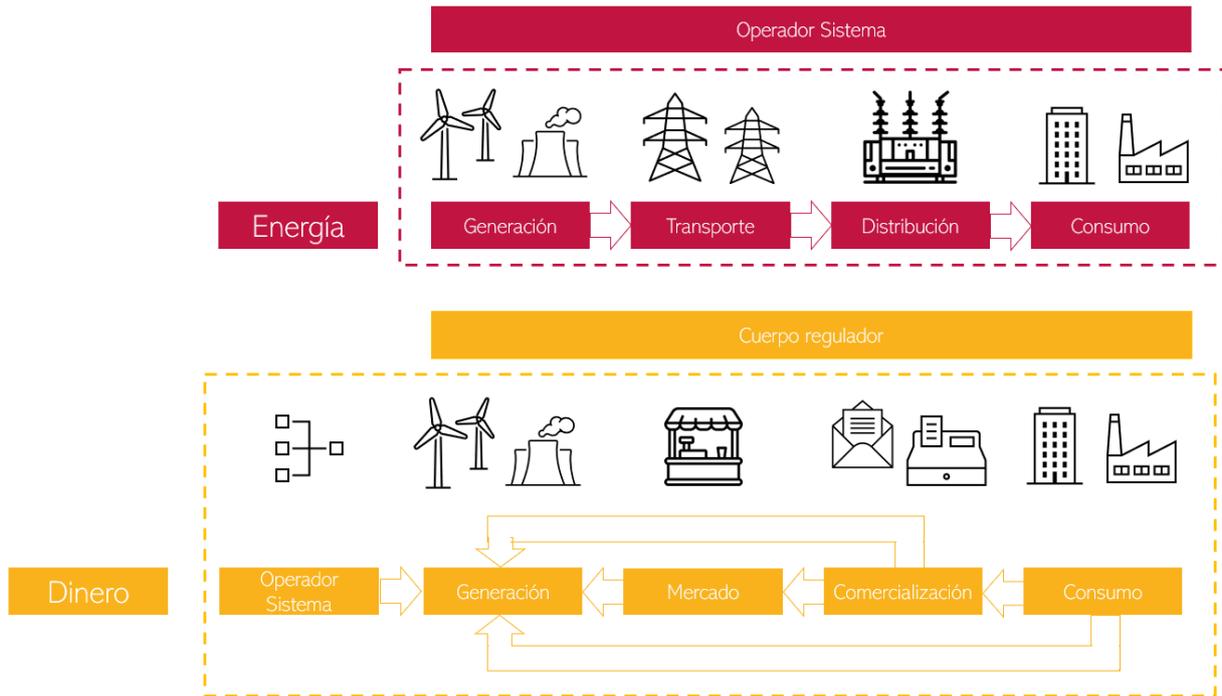


Figura 3. Flujos de energía y dinero en la cadena de valor de la electricidad.

Existen grandes grupos empresariales integrados verticalmente con presencia en varias etapas de la cadena de valor de la electricidad. En estos grupos pueden darse también intercambios monetarios entre la rama de generación y la de comercialización a través de los contratos bilaterales.

## 5. Variables

A continuación, se definen las magnitudes que se estudiarán para cada país seleccionado, así como las unidades de medida y las fuentes de las que se tomarán los datos. Para cada variable se especificará también el año. De manera general, se tomarán los datos disponibles más recientes. Sin embargo, en algunas excepciones se tomará un año anterior al más reciente disponible por el ser poco significativo (bien por haberse visto distorsionado por la pandemia de Covid o algún evento peculiar).

### Número de consumidores

Dado que el acceso al suministro eléctrico es muy cercano al 100% en los países de la Unión Europea (7), se asumirá un número de consumidores de electricidad igual al total de la población, medido a 1 de enero. El dato se tomará de 2021 de Eurostat (8).

### Demanda anual

Se tomará la información de la demanda en el punto final de consumo, en GWh, para el país en su totalidad, en el año 2019 (9). Es decir, la demanda que resulta de sumar hogares, industria, servicios públicos y otros.

### Demanda anual per cápita en el hogar

En este caso, se dará un ratio calculado como la demanda final en los hogares dividido entre la población (denominador (10) y numerador (8) con datos de 2019). La unidad de medida será MWh/persona.

### Capacidad instalada

Se mostrará la capacidad o potencia de generación nacional en MW, con los valores de 2020 ofrecidos por la base de datos de la Comisión Europea (11).

Además, se presentará el valor de esa capacidad que pertenece a tecnologías que emplean combustible fósil, tecnologías renovables y nuclear.

Debe tomarse en cuenta que para el cálculo de renovables no se considerará la capacidad de hidráulica de bombeo, ya que esta puede emplear energía proveniente de tecnologías fósiles en horas de carga aunque la descarga no produzca emisiones y utilice como recurso el agua.

### Generación anual

La generación anual se tomará como la energía eléctrica bruta producida en un país en GWh. La especificación de “bruta” incluye las pérdidas y consumos en plantas auxiliares, servicios y transformadores (12). Los valores se tomarán del año 2019 (13).

Además, se calcularán los porcentajes del total que pertenecen a tecnologías de combustión, renovables y proveniente de reactores nucleares.

Debe tenerse en cuenta aquí que la generación no es proporcional a la capacidad o potencia instalada. La generación (Wh) es el resultado de una tecnología produciendo a cierta potencia (W) durante un tiempo (h). Además, debe tenerse en cuenta que la generación tiene ciertas pérdidas, por lo que el valor total es también un producto de la eficiencia de las plantas (siendo esta un valor entre 0 y 1, generalmente expresa de forma porcentual).

$$\text{Generación (Wh)} = \text{Potencia (W)} \cdot \text{Tiempo (h)} \cdot \text{Eficiencia}$$

Algunas tecnologías (como la nuclear) producen electricidad durante todo o casi todo el año, por lo tanto su componente de tiempo es muy alto y llegan a alta generación con baja potencia instalada. Por otra parte, otras tecnologías (como la eólica, que depende de las rachas de viento) producen durante menos tiempo y sin aprovechar la potencia nominal del activo, lo que provoca que sea necesaria una alta capacidad instalada para llegar a los mismos niveles de generación que las primeras.

### Saldo de interconexiones

El saldo de interconexiones será el resultado de restar las importaciones a las exportaciones, en el año 2019 (14) (15). Así, un mayor volumen exportado dejará un saldo transfronterizo positivo, mientras que los países cuyas importaciones superen lo exportado tendrán valores negativos.

### Autoconsumo

Para medir el autoconsumo, se tomarán los datos de Eurostat, la Oficina Estadística oficial de la Unión Europea, (16) en GWh de energía bruta producida por “autoproducers” en el año 2020. Esta organización define “autoproducers” aquellos entes que “generan electricidad y/o calor, total o parcialmente para su uso como una actividad que apoya a su actividad primaria” (17). Es decir, autoconsumidores son aquellos productores de energía cuya servicio principal no es la generación eléctrica.

### Longitud red de transporte

La longitud de la red de transporte será la distancia, en km, que sumen todas las líneas de alta y muy alta tensión gestionadas por el Transmission System Operator (TSO) del país. Para ello, se obtendrá información de informes y páginas web de dichos Operadores de Transporte, Ministerios y páginas especializadas (18) (19) (20) (21) (22) (23) (24) (25). No ha sido posible encontrar datos de todos los sistemas estudiados para un mismo año, lo que deberá ser tenido en cuenta en la comparación.

### Capacidad de interconexión

La capacidad de interconexión es el ratio entre la electricidad que puede transmitirse a través de las fronteras del país y la energía producida dentro de su territorio. Altas

capacidades de interconexión son indispensables para la unificación de un mercado europeo en el que se transporta energía a grandes distancias y a través de multitud de países, favoreciendo la optimización de los intercambios y la competitividad entre generadores internacionales. En 2014, el Consejo Europeo acordó exigir una mínima capacidad de interconexión del 10% en 2020 para los países miembros, valor que subió al 15% para el año 2030.

En el presente TFG se mostrará el nivel de interconexión que tenían estos países en 2017, como una variable que sólo puede tomar dos valores: “Sí” o “No”, dependiendo de si cumplían ya con los requisitos del objetivo 2020 (26).

De manera individual, en el estudio por país se nombrarán algunos de los proyectos en vías de desarrollo que favorecen el cumplimiento de los objetivos del Consejo Europeo.

### Índice de Duración Media de Interrupción en el Sistema

El Índice de Duración Media de Interrupción en el Sistema o SAIDI (System Average Interruption Duration Index) es una medida de calidad y continuidad en el suministro. Se calcula como el ratio anual entre la suma de la duración de las interrupciones en el servicio de electricidad y el número de consumidores total y se mide en min/consumidor. Este índice puede medirse para cortes planeados o no planeados, teniendo en cuenta eventos excepcionales o no... Para el presente análisis se ofrecerán los datos correspondientes al SAIDI de interrupciones planeadas y no planeadas, incluyendo eventos excepcionales. Debe tenerse en cuenta que existen ligeras diferencias por países en el cálculo de esta magnitud (por ej, algunos países solo incluyen interrupciones en niveles de baja tensión). La información de los distintos SAIDIs en los países de estudio se ha obtenido de CEER (27), presentando información de 2016.

### Índice de Frecuencia Media de Interrupción en el Sistema

El Índice de Frecuencia Media de Interrupción en el Sistema o SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), de la misma manera que el SAIDI, es también una medida de calidad y continuidad. Se calcula como el ratio anual entre el número de interrupciones y el número total de consumidores y se mide en interrupciones/consumidor. Los valores de SAIFI presentados serán también los que corresponden a cortes planeados y no planeados, incluyendo eventos excepcionales. Los datos serán igualmente tomados de CEER (27).

### Pérdidas en la red de transporte

Las pérdidas, tanto las de transporte como las de distribución, se miden como la diferencia en los flujos de energía de entrada (inyecciones) y salida de la red (retiradas) (28) y son una medida de la eficiencia de la red, la reducción de fugas y fiabilidad de red.

Las pérdidas se clasifican generalmente en técnicas (resultado de condiciones físicas: flujo a través de cables y efecto Joule, transformación...) o no técnicas (relacionadas con la falta de medida o no facturación de cierta energía). El Consejo de Reguladores Europeos recopila datos de las pérdidas en transporte, haciendo hincapié en que no todos

los países consideran las pérdidas no técnicas. En los países de estudio del presente proyecto:

- Francia, Países Bajos, Polonia, Portugal, España y Suecia sí consideran pérdidas no técnicas en la red de transporte.
- Alemania e Italia no consideran pérdidas no técnicas en la red de transporte.

Las pérdidas de la red de transporte se presentarán como el porcentaje de la diferencia de inyecciones y retiradas sobre la energía inyectada en la red medidas en 2018 (28).

### Pérdidas en la red de distribución

Las pérdidas en la red de distribución se medirán también como el porcentaje de la diferencia de inyecciones y retiradas sobre energía inyectada, esta vez en la red de distribución, medidas en 2018 (28). Al igual que con la red de transporte, pueden dividirse en técnicas y no técnicas. En los países de estudio del presente proyecto

- Italia, Francia, Países Bajos, Polonia, Portugal, España y Suecia sí consideran pérdidas no técnicas en la red de distribución.
- Alemania no considera pérdidas no técnicas en la red de distribución.

Debe tenerse en cuenta que las pérdidas de distribución, para todos los países, son mayores que las de transporte.

### Miembro de SDAC

Como se ha explicado anteriormente, el SDAC (Single Day-Ahead Coupling) es la iniciativa que permite que la optimización de los mercados diarios se realice de forma conjunta en una zona de países acoplados (29). La variable “Miembro de SDAC” sólo tendrá dos valores: “Sí” o “No”.

### Miembro de SIDC

De la misma manera que para el punto anterior, la variable “Miembro de SIDC” sólo tomará los valores “Sí” o “No”, alegando a la participación del país en el Single Intraday Coupling (30).

### Precio de la electricidad en el hogar

Por último, se presenta el precio de la electricidad en el hogar en €/kWh, de manera semestral (31). Se mostrará una evolución desde 2017 hasta 2021, comparando cada país de estudio con la media de todos los países de la Unión Europea, tanto para los precios sin tasas ni impuestos como los precios finales con todas las tasas e impuestos.

Esta magnitud, de corte económico, es uno de los indicadores que emplea el Observatorio Europeo de Pobreza Energética para sus estudios.

Debe tenerse en cuenta que dentro de la categoría “hogar” se han considerado los consumidores con un consumo anual de entre 2.500 kWh y 5.000 kWh.

## Resumen de magnitudes

A continuación, se presenta una Tabla resumen con las magnitudes explicadas en esta sección, así como su tipo y unidades de medida, si las tuvieran.

<b><i>Magnitud</i></b>	<b><i>Tipo</i></b>	<b><i>Unidades</i></b>
<i>Número de consumidores</i>	Cuantitativa discreta	consumidores
<i>Demanda anual total</i>	Cuantitativa continua	GWh
<i>Demanda anual per cápita en el hogar</i>	Cuantitativa continua	MWh/persona
<i>Capacidad instalada</i>	Cuantitativa continua	MW
<i>Generación anual neta</i>	Cuantitativa continua	GWh
<i>Saldo de interconexiones</i>	Cuantitativa continua	GWh
<i>Autoconsumo</i>	Cuantitativa continua	GWh
<i>Longitud de la red de transporte</i>	Cuantitativa continua	km
<i>Capacidad de interconexión SAIDI</i>	Categoría	-
<i>SAIFI</i>	Cuantitativa continua	Min/consumidor
<i>Pérdidas en la red de transporte</i>	Cuantitativa continua	- (dado como porcentaje)
<i>Pérdidas en la red de distribución</i>	Cuantitativa continua	- (dado como porcentaje)
<i>Participación en mercado comunitario</i>	Discreta	-
<i>Participación en mercado intradiario continuo</i>	Discreta	-
<i>Precio de la electricidad en el hogar</i>	Cuantitativa continua	€/kWh

Tabla 1. Resumen magnitudes, tipo y unidades de medida. Elaboración propia.

## 6. Países de estudio

A continuación, se muestran los datos recogidos para cada uno de los países escogidos.

### 6.1. España

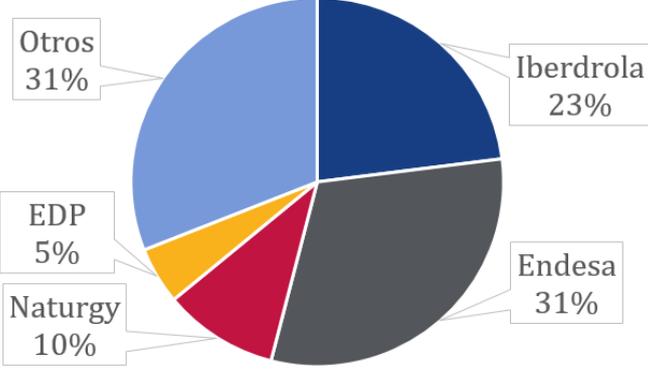
TSO	NEMO		Regulador
			
<b>Generación</b>			
Cifras (en España)			
Capacidad instalada (MW)	28.427	21.915	15.895
Producción anual neta (GWh)	60.968	57.592	41.753
<b>Distribución</b>			
			
		<p>España cuenta con 5 grandes empresas distribuidoras y alrededor de 340 muy pequeñas y localizadas</p>	
<b>Comercialización</b>			
<p>Cuota de mercado por volumen de ventas (%). Resaltan 4 grandes empresas. Existen aproximadamente otras 440 de medio o bajo volumen. División en comercializadoras de mercado libre y de mercado regulado (únicamente ocho).</p>			

Tabla 2. Principales agentes del sistema español. Fuentes: (32), (33), (34), (6), (35), (36).

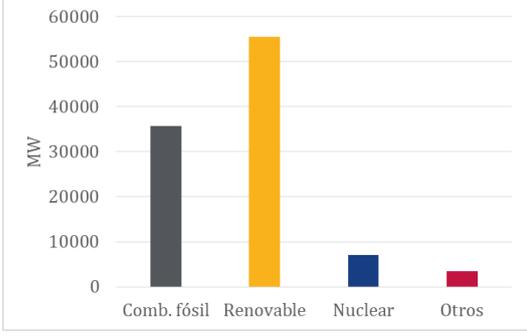
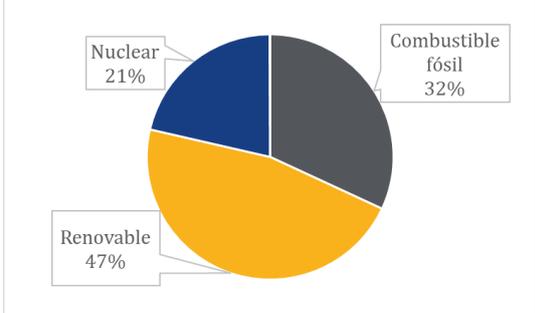
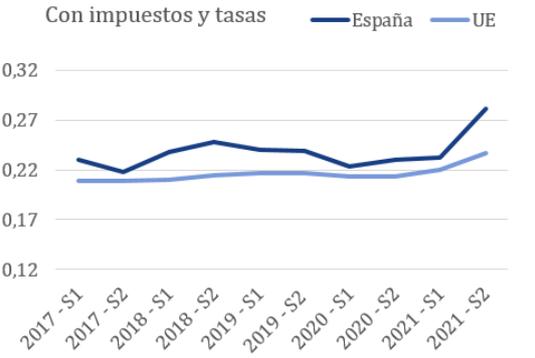
No. consumidores		Demanda anual		Demanda anual per cápita en el hogar	
46,9 M		242.843 GWh		1,55 MWh/persona	
Capacidad instalada			Generación anual		
101.845 MW			273.257 GWh		
					
Saldo interconexiones			Autoconsumo		
-6.862 GWh (Importador)			35.666 GWh		
Longitud red de transporte		Capacidad interconexión		SAIDI	SAIFI
44.770 km		No		65,82 min/con	1,18 int/con
Pérdidas en la red de transporte			Pérdidas en la red de distribución		
1,95%			8,47%		
SDAC			SIDC		
Sí			Sí		
Precio de la electricidad en el hogar					
					

Tabla 3. Principales magnitudes del sistema español.

## Visión general: presente y futuro

España se organiza en torno a un único mercado, que comparte con Portugal, y cuenta con un único TSO.

Destacan un conjunto de grandes compañías eléctricas (Iberdrola, Endesa, Naturgy) con alta integración vertical; aparecen en todas las etapas de la cadena de valor. En los últimos años se ha observado una progresiva liberalización de la comercialización, como demuestra el crecimiento en número de comercializadoras “no tradicionales” y el decrecimiento continuo del índice de concentración Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>11</sup> en los sectores doméstico, PYME e industrial.



La demanda per cápita anual se asemeja a la media de la Unión Europea (1,55 vs 1,58 MWh/persona) y se muestra un gran porcentaje de generación renovable. Se espera que este continúe creciendo en los próximos años, alcanzando el objetivo de 74% de energía renovable en la producción eléctrica en 2030 definido en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima). Además, se ha ordenado el cese de la producción eléctrica con carbón (actualmente, solo se realiza de manera residual y cesará por completo en los próximos meses) y se ha preparado un plan de cierre nuclear, a pesar de ser una tecnología sin emisiones de dióxido de carbono, comenzando con la parada de Almaraz I en 2027. Cobrarán especial importancia las tecnologías de almacenamiento flexible que permitan contrarrestar la incertidumbre y falta de aportes de inercia de muchas de las tecnologías renovables.

Tradicionalmente, España ha sido un país importador de Francia<sup>12</sup>, aunque el saldo no es llamativo dada la escasa interconexión con la que cuenta el país. Actualmente, la interconexión hispano-francesa tiene una capacidad de 2.800 MW, aunque un nuevo proyecto por el Golfo de Bizkaia la hará crecer hasta los 5.000 MW. Esta nueva línea ha sido declarada Proyecto de Interés Común por la UE y se espera que entre en funcionamiento en 2026 o 2027. Por otra parte, España sí muestra un alto nivel de integración con Portugal, con múltiples conexiones y valores de congestión mucho menores que con Francia. Existe, además, una limitada conexión con Marruecos.

En cuanto a la red de alta y media tensión, cabe destacar que la planificación que realiza Red Eléctrica se basa en tres principios: Sostenibilidad ambiental, Seguridad de suministro y Eficiencia Económica. España es un referente mundial en la integración de renovables en un sistema seguro y con mínimas interrupciones, como así lo demuestra la pionera creación del CECRE (Control Centre of Renewable Energies).

Red Eléctrica calcula en unos 5.700 M€ la inversión necesaria en los próximos 5 años para optimizar la operación del sistema.

*Tabla 4. Visión general del sistema español. Fuentes: (36), (37), (38), (39)..*

<sup>11</sup> El Índice de Herfindahl o Índice de Herfindahl y Hirschman (HHI) es una medida que informa sobre la concentración de un mercado. El índice se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado que cada empresa posee y sumando esas cantidades, por lo que los resultados pueden variar de un valor cercano a 0 (competencia perfecta) a 10.000 (control monopolístico). Se considera que índices de entre 1.000 y 1.500 puntos reflejan una concentración de mercado moderada, mientras que con índices con valores superiores a 2.500 puntos se considera que el mercado es demasiado concentrado (36).

<sup>12</sup> Excepción a partir de junio de 2022 debido a la “excepción ibérica” en el mercado.

6.2. Portugal

TSO	NEMO	Regulador
		
<b>Generación</b>		
Cifras (en Portugal)		
Capacidad instalada (MW)	8.267	2.937
Producción neta (GWh)	16.046	-
<b>Distribución</b>		
Una gran compañía en Portugal continental (e-Redes, del Grupo EDP) y otras 12 repartidas de manera aislada.		
<b>Comercialización</b>		
 	<p>EDP ostenta el 73% de la cuota de mercado en cuanto a número de clientes, siendo especialmente dominante en el sector residencial. En cuanto a volumen comercializado, EDP es también líder en sector residencial, pequeños negocios e industria, aunque es superado por Endesa en el segmento de grandes consumidores.</p> <p>Existen unas 30 comercializadoras de mercado libre y 13 de mercado regulado.</p>	

Tabla 5. Principales agentes del sistema portugués. Fuentes: (35), (40), (41), (42), (43).

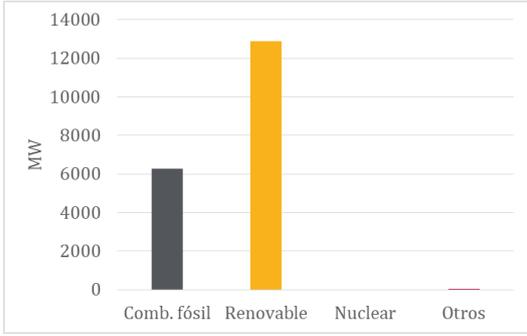
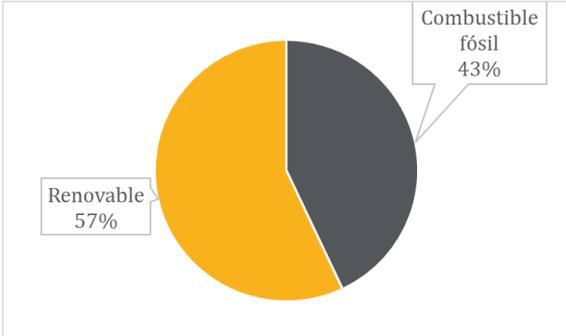
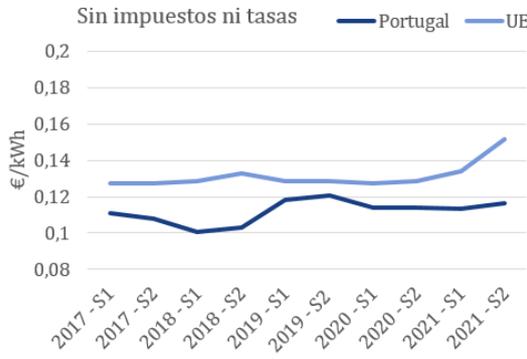
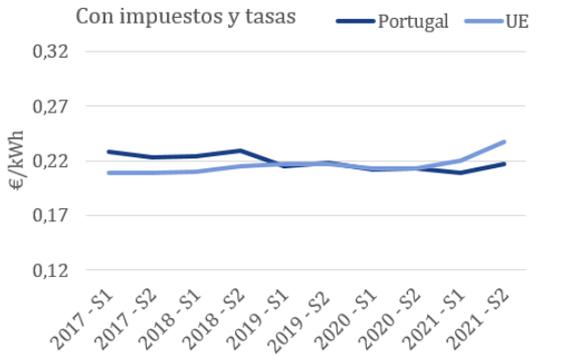
No. consumidores		Demanda anual		Demanda anual per cápita en el hogar	
10,3 M		48.810 GWh		1,29 MWh/persona	
Capacidad instalada			Generación anual		
<p>19.155 MW</p> 			<p>53.154 GWh</p> 		
Saldo interconexiones			Autoconsumo		
-3.399 GWh (Importador)			8.877 GWh		
Longitud red de transporte	Capacidad interconexión	SAIDI	SAIFI		
9.348 km	No	77,65 min/con	1,65 int/con		
Pérdidas en la red de transporte			Pérdidas en la red de distribución		
1,64 %			8,74 %		
SDAC			SIDC		
Sí			Sí		
Precio de la electricidad en el hogar					
<p>Sin impuestos ni tasas</p> 			<p>Con impuestos y tasas</p> 		

Tabla 6. Principales magnitudes del sistema portugués.

### Visión general: presente y futuro

En Portugal destaca el grupo EDP como compañía verticalmente integrada que domina todas las etapas de la cadena de valor de la electricidad. Es el mayor generador, seguido por TrustEnergy (una joint-venture de Engie y Marubeni), el distribuidor de la inmensa mayoría del país y la comercializadora que mayores cuotas de mercado presenta. Endesa tiene también un papel importante en el segmento de grandes consumidores y han aparecido una treintena de comercializadoras en los últimos años, pero es aún un mercado con una alta concentración.



Portugal participa en los mercados intra comunitarios, siendo su NEMO el mismo que el español.

La capacidad de generación renovable creció en un 95% en los últimos 12 años. Portugal cuenta con altos porcentajes de generación renovable, aunque la falta de nuclear en el mix energético produce una mayor dependencia de las tecnologías de combustible fósil. Su producción de electricidad en base al carbón es nula, siendo el cuarto país de la UE en conseguirlo.

El sistema está altamente integrado con el español, con múltiples conexiones a lo largo de la frontera. No se esperan grandes ampliaciones de capacidad en los próximos años.

El precio medio de la electricidad en el hogar sigue valores similares a la media de la Unión Europea, aunque en el último año ha mostrado valores desacoplados y menores que esta.

Aunque casi la totalidad de la población se conecta a la red eléctrica únicamente como consumidor, Portugal aprobó a principios de 2022 en su Boletín Oficial el Decreto-Ley 15/2022, que aplica la Directiva UE 2019/944 y que busca favorecer un nuevo tipo de agente: el pro-sumidor (productor y consumidor). Con esto, Portugal apuesta por motivar el autoconsumo que además pueda funcionar una generación distribuida. Por ello, se espera que los niveles de autoconsumo crezcan en el futuro próximo.

Tras la pandemia, Portugal presentó (apoyado económicamente por la UE) el Plano de Recuperação e Resiliência (Plan de Recuperación y Resiliencia), con el que se espera favorecer la transición energética. Uno de los principales puntos en este plan son las grandes asignaciones para proyectos renovables eléctricos en Madeira y Azores (hasta 69M€ y 116 M€, respectivamente), ya que estos archipiélagos aún no han alcanzado las cuotas de generación renovable presentes en Portugal continental.

*Tabla 7. Visión general del sistema portugués. Fuentes: (44), (45), (46), (47), (48)*

6.3. Francia

TSO	NEMOs	Regulador
 <p>Le réseau de transport d'électricité</p>	  	 <p>COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE</p>
Generación		
Cifras (en Francia)		
Capacidad instalada (MW)	92.612	4.216
Producción neta (GWh)	413.092	11.300
Distribución		
<p>Enedis (del grupo EDF) gestiona la red de distribución en el 95% del territorio. En el restante 5%, actúan las ELDs (Entreprise locale de distribution)</p>		
Comercialización		
<p>Una comercializadora histórica (EDF), que concentra más del 70% del número de clientes, y unas 50 comercializadoras alternativas. Algunas de ellas (Uniper, Alpiq...) más centradas en el gran o mediano consumidor y otras (Direct Energie, Engie...) en consumidores menores.</p>		
		

Tabla 8. Principales agentes del sistema francés. Fuentes: (35), (49), (50), (51), (52), (53).

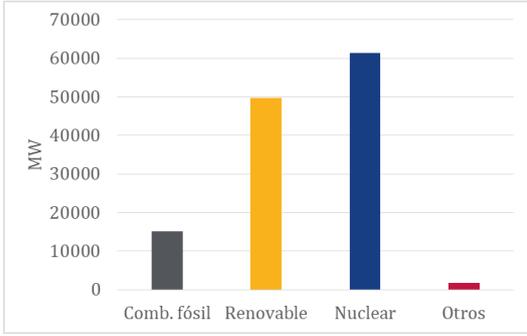
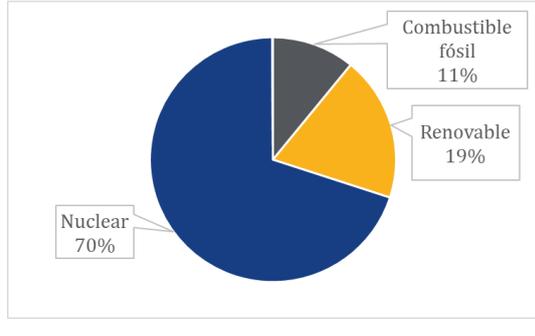
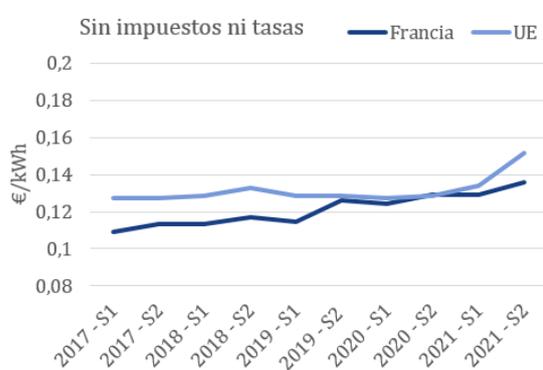
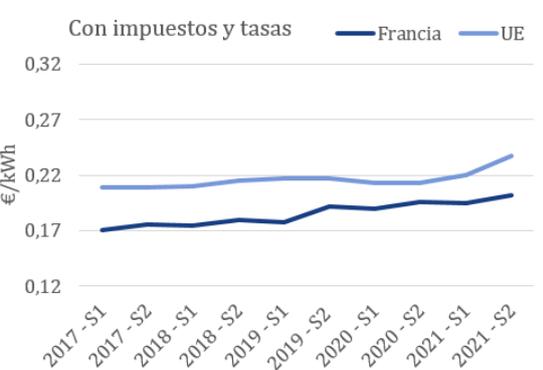
No. consumidores		Demanda anual		Demanda anual per cápita en el hogar	
67,2 M		440.778 GWh		2,38 MWh/persona	
Capacidad instalada			Generación anual		
128.026 MW			570.012 GWh		
					
Saldo interconexiones			Autoconsumo		
+ 57.667 (Exportador)			21.652 GWh		
Longitud red de transporte	Capacidad interconexión	SAIDI	SAIFI		
105.970 km	No	70,50 min/con	0,22 int/con		
Pérdidas en la red de transporte			Pérdidas en la red de distribución		
2,27 %			6,01 %		
SDAC			SIDC		
Sí			Sí		
Precio de la electricidad en el hogar					
					

Tabla 9. Principales magnitudes del sistema francés.

### Visión general: presente y futuro

En el sistema eléctrico francés destaca una compañía con gran presencia en generación, distribución y comercialización: Grupo EDF (Électricité de France), propiedad del Estado francés. Esta compañía nació en los años 40 tras la decisión del gobierno de crear un monopolio y fue la impulsora del parque nuclear francés actual. En el 2004, el mercado se liberaliza y comienza la entrada de otros agentes en el panorama eléctrico.



La enorme potencia nuclear instalada produce la mayoría de la energía eléctrica en el país y permite un saldo exportador a países vecinos. Sin embargo, esta situación también crea una gran dependencia de una misma tecnología. A fin de diversificar las fuentes de electricidad en el país, el gobierno ha anunciado inversiones e incentivos en proyectos eólicos. El objetivo es alcanzar los 40 GW de potencia eólica marina instalada antes de 2030.

La demanda anual per cápita en el hogar despunta respecto a otros países europeos, muy influenciada por la alta electrificación de los aparatos calefactores. Como parte del Plan de Recuperación y Resiliencia francés, se busca reducir el consumo originado por esta causa. Se ha lanzado la iniciativa “MaPrimeRenov”, con una asignación de más de 1.400 millones de euros, que busca promover el aislamiento y eficiencia de calefacciones en hogares familiares y apartamentos colectivos.

En cuanto a infraestructura, cabe destacar que Francia tiene la red de transporte (alta y muy alta tensión) más larga de Europa y muestra valores de SAIFI muy inferiores a la media, dando prueba de la seguridad de suministro. A pesar de sus más de 50 interconexiones con países vecinos, no alcanza los estándares de capacidad de intercambio propuestos por la Unión Europea. El Plan de Desarrollo a 10 Años (The Ten-Year Network Development Plan) asume que esta capacidad se doblará antes del 2035, gracias a grandes proyectos como IFA 2, Celtic, Bahía de Bizkaia y Savoy-Piedmont.

*Tabla 10. Visión general del sistema francés. Fuentes: (54), (55), (56), (57).*

6.4. Alemania

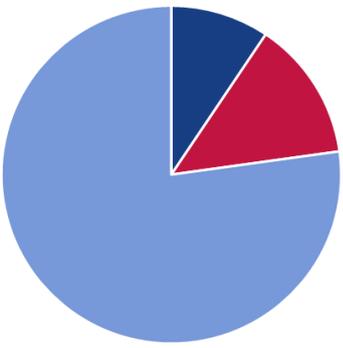
TSOs		NEMOs		Regulador
   		   		 Bundesnetzagentur
Generación				
Cifras en Alemania		 		
Capacidad instalada (MW)	20.200	7.800	11.000	
Producción neta (GWh)	78.900	49.000	38.300	
Distribución				
<p>Más de 870 distribuidores de electricidad, unos 800 con menos de 100.000 consumidores</p>		<p>DSOs en Alemania por número de consumidores</p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>■ &gt; 100.000</li> <li>■ &lt; 100.000 &amp; &gt; 30.000</li> <li>■ &lt; 30.000</li> </ul>		
Comercialización				
<i>Segmento de mercado. Consumidores con perfil de carga...</i>		<i>Compañías líderes en ese segmento (CR4)</i>		
Medido (mediano – gran consumidor)		E.ON, RWE, EWE, N-Ergie		
Estándar (pequeño consumidor)		E.ON, EnBW, Vattenfall, EWE		

Tabla 11. Principales agentes del sistema alemán. Fuentes: (58), (59).

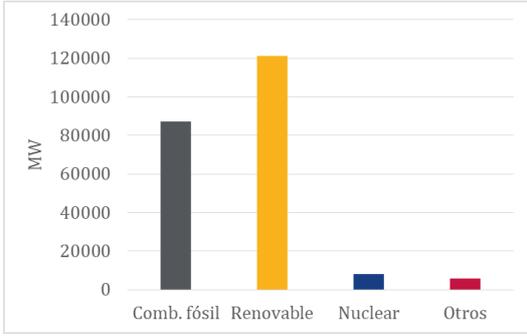
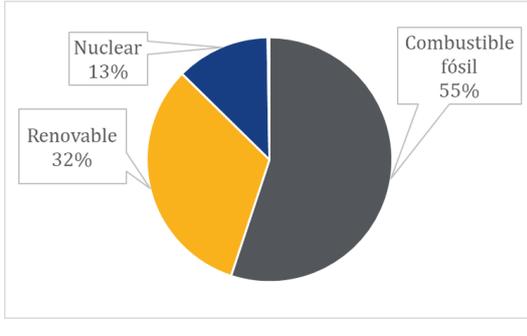
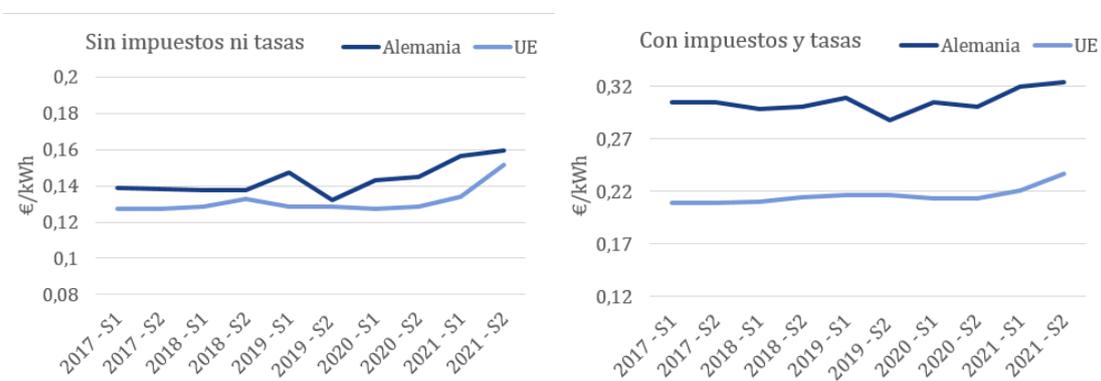
<b>No. consumidores</b>		<b>Demanda anual</b>		<b>Demanda anual per cápita en el hogar</b>	
83,0 M		507.543 GWh		1,52 MWh/persona	
<b>Capacidad instalada</b>			<b>Generación anual</b>		
222.596 MW			606.917 GWh		
					
<b>Saldo interconexiones</b>			<b>Autoconsumo</b>		
+ 32.667 GWh (Exportador)			51.760 GWh		
<b>Longitud red de transporte</b>	<b>Capacidad interconexión</b>	<b>SAIDI</b>	<b>SAIFI</b>		
37.000 km	No	23,55 min/con	0,59 int/con		
<b>Pérdidas en la red de transporte</b>			<b>Pérdidas en la red de distribución</b>		
1,92 %			6,8 %		
<b>SDAC</b>			<b>SIDC</b>		
Sí			Sí		
<b>Precio de la electricidad en el hogar</b>					
					

Tabla 12. Principales magnitudes del sistema alemán.

### Visión general: presente y futuro

Alemania constituye uno de los casos más interesantes, puesto que existen varios operadores de mercado y cuatro operadores del sistema, separados por zonas, siendo una excepción a la regla general europea de un operador del sistema por país.

En la generación, existe una media concentración de grandes empresas. Por capacidad instalada, RWE, EnBW, LEAG, Vattenfall, y Uniper representan más del 55%. Por generación, RWE, LEAG, EnBW, E.ON<sup>13</sup>, Vattenfall representan más del 65%. Esta concentración ha ido disminuyendo en los últimos años, hacia una generación más liberalizada, aunque queda mucho camino por recorrer.



Alemania es también un país extremadamente complejo en la etapa de distribución, puesto que cuenta con un número superior a 870. Unos 70 cuentan con más de 100.000 clientes, lo que hace que esta etapa de la cadena de valor, aun estando fuertemente regulada, muestre una gran diversidad de compañías.

En cuanto a comercialización, destaca RWE tanto en pequeños como medianos y grandes consumidores. Cabe señalar que el precio que pagan los consumidores del hogar en Alemania, tras considerar impuestos y tasas, es muy superior a la media de la Unión Europea.

En los últimos años, el panorama alemán ha sufrido grandes cambios. Por una parte, RWE y E-ON, dos de las grandes empresas eléctricas, anunciaron un intercambio de activos que afectaría a la estructura y estrategia de ambas, centrándose RWE en generación y E.ON en distribución y comercialización. Por otra parte, la decisión de dismantelar progresivamente la energía nuclear y acelerar el cese del carbón como tecnología de generación, decisión que tras la invasión Rusia de Ucrania está siendo revisada. La generación alemana es aún muy dependiente de combustibles fósiles. Aunque en los últimos años se han publicado documentos regulatorios que favorecen las energías renovables (cabe destacar el Acta de Fuentes de Energías Renovables EEG), los acontecimientos de los últimos meses la ponen en el punto de mira de la transición ecológica, siendo uno de los países europeos a los que mayores retos se enfrenta.

Se han presentado varios escenarios del sistema alemán en 2030. En los casos más optimistas, la capacidad instalada renovable crece hasta los 220 GW y la dependiente del carbón cae hasta los 17,1 GW. Sin embargo, otros escenarios (que quizá son de mayor aplicación tras la crisis energética de 2022), defienden que en 2030 la capacidad renovable será de 180 GW y la de carbón 22.9 GW. Las inversiones necesarias para que el sistema soporte esta penetración de renovables asegurando confiabilidad y seguridad de suministro se sitúan entre 61.000 y 68.000 M€ en los próximos 8 años.

Tabla 13. Visión general del sistema alemán. Fuentes: (60), (61), (62).

<sup>13</sup> Hasta 2017, E.ON y Uniper se consideraban como un único grupo. La venta de Uniper se realizó a la compañía finesa Fortum.

6.5. Italia

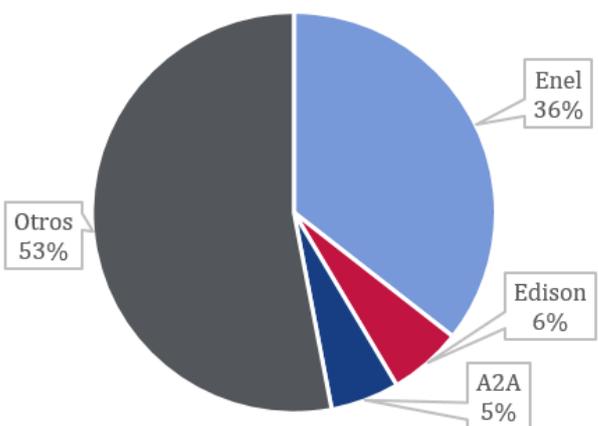
TSO	NEMO		Regulador	
				
<b>Generación</b>				
Cifras en Italia				
Capacidad instalada (MW) en Italia	25.609	4.504	6.499	9.600
Producción neta (GWh) en Italia	47.964	23.346	20.628	18.241
<b>Distribución</b>				
  	<p>Existen 126 distribuidoras registradas, el top 10 según número de usuarios sirven al 98,1% de consumidores. La principal compañía, con el 85,3% de volumen de distribución, es e-Distribuzione (Enel group).</p>			
<b>Comercialización</b>				
<p>Cuota de mercado sector residencial</p> 		<p>En el sector residencial, destaca Enel con una gran cuota de mercado. Existen más de 700 comercializadoras.</p>		

Tabla 14. Principales agentes del sistema italiano. Fuentes: (63), (64), (65), (66), (67).

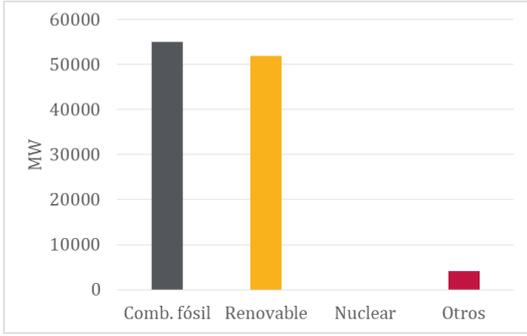
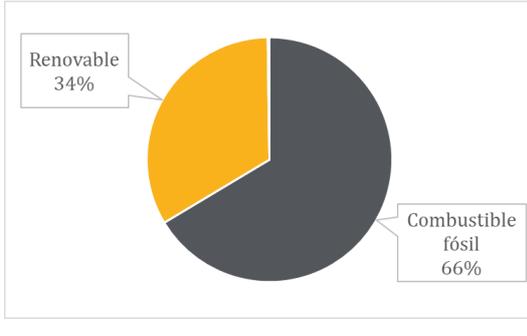
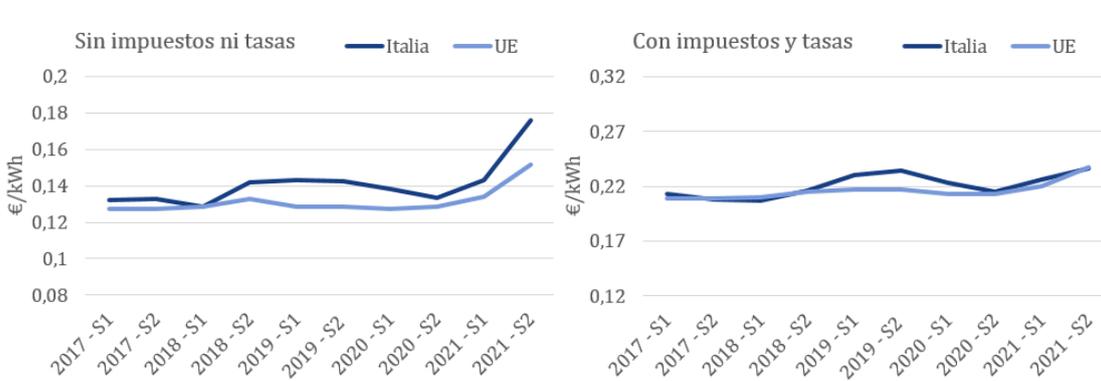
No. consumidores		Demanda anual		Demanda anual per cápita en el hogar	
59,8 M		301.803 GWh		1,10 MWh/persona	
Capacidad instalada			Generación anual		
<p>111.217 MW</p> 			<p>293.853 GWh</p> 		
Saldo interconexiones			Autoconsumo		
-38.141 (Importador)			20.334 GWh		
Longitud red de transporte	Capacidad interconexión	SAIDI	SAIFI		
74.000 km	No	143,74 min/con	2,17 int/con		
Pérdidas en la red de transporte			Pérdidas en la red de distribución		
1,81 %			-		
SDAC			SIDC		
Sí			Sí		
Precio de la electricidad en el hogar					
					

Tabla 15. Principales magnitudes del sistema italiano.

Visión general: presente y futuro

El mercado italiano muestra la peculiaridad de estar dividido en 7 zonas energéticas: Central-Norte, Central-Sur, Norte, Cerdeña, Sicilia, Sur y Calabria. Cada zona es funciona como mercados separados, siendo limitantes los intercambios entre zonas. Esto sucede por la insuficiente capacidad de la red de transporte y el desbalance entre zonas en cuanto a oferta y demanda. Estas diferencias afectan principalmente a generadores, ya que el precio final para consumidores se ajusta de manera que quede uniforme.



En cuanto a agentes, destaca el grupo Enel como líder absoluto en generación y distribución, y con un gran porcentaje de la comercialización. Esta compañía verticalmente integrada fue fundada en 1962 con la fusión de más de un millar de generadores y es controlada por el estado italiano.

Respecto a la generación, se observa que Italia es aún muy dependiente de tecnologías de origen fósil.

Como ya se adelantaba con la necesidad de dividir la geografía en 7 zonas de mercado eléctrico, motivada por la saturación del sistema ante intercambios de electricidad de un punto a otro del país, la infraestructura de alta tensión necesita grandes inversiones en los próximos años. Además de afectar al funcionamiento del mercado, esta situación genera también que otros parámetros de calidad y seguridad de suministro, como el SAIDI, se sitúen en valores muy superiores (143,74 min/consumidor) a los de otros países de la Unión Europea.

El fortalecimiento de la red interna cobrará aun mayor importancia con los planes de mayor integración de energías renovables para cumplir con la transición energética, propuestos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Estos objetivos incluyen llegar en 2030 a una generación renovable del 55%. Para ello, la capacidad instalada de tecnología solar debería llegar a más de 50 GW (frente a los aproximadamente 22 GW actuales).

A las necesidades internas se suma la escasa capacidad de interconexión con otros países, muy afectada por la geografía peninsular e isleña del país. Italia no espera alcanzar en 2030 el 15% de capacidad de interconexión requerido por la UE, a pesar de sus propuestas de desarrollo de nuevas líneas de interconexión (destacan proyectos con el norte de África, los Balcanes y en las islas). Terna ha aprobado el plan “Driving Energy”, que estima en 10.000 M EUR las inversiones que se lleven a cabo antes de 2025.

Tras el ajuste zona, se puede apreciar que el precio medio del hogar en Italia ha seguido, en los últimos semestres, muy de cerca la estela de los valores medios de la Unión Europea. Se espera que el próximo invierno, el gobierno apruebe un plan de emergencia para suavizar los efectos que la guerra en Ucrania está teniendo en la factura eléctrica del pequeño consumidor.

Tabla 16. Visión general del sistema italiano. Fuentes: (68), (69), (70), (71), (72), (73), (74).

6.6. Polonia

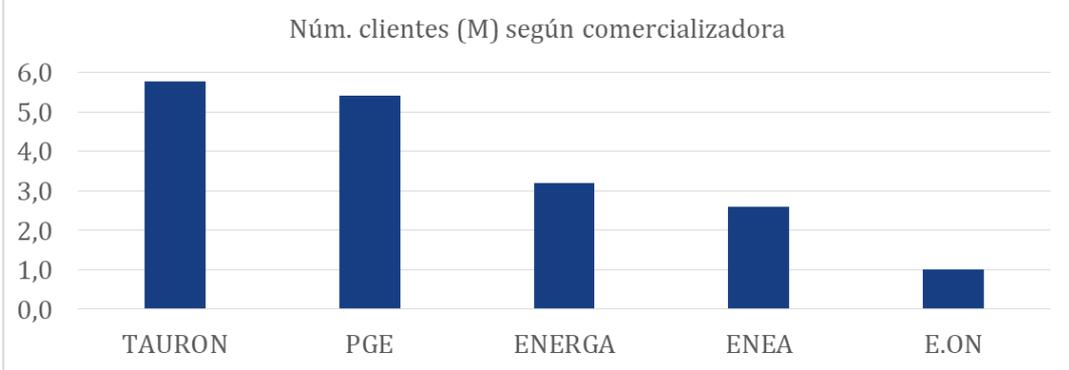
TSO	NEMOs		Regulador												
 Polskie Sieci Elektroenergetyczne	 POLISH POWER EXCHANGE  NORD POOL		 Urząd Regulacji Energetyki												
Generación															
Datos en Polonia	 Polska Grupa Energetyczna	 POLSKA ENERGIA													
Capacidad instalada (MW)	17.729	5.200	6.300												
Producción neta anual (GWh)	68.334	14.643	26.032												
Distribución															
  PGE Dystrybucja S.A.  powered by   POLSKA ENERGIA 															
En Polonia, se observan 5 grandes DSOs y 180 pequeñas distribuidoras															
Comercialización															
<p>Núm. clientes (M) según comercializadora</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Comercializadora</th> <th>Núm. clientes (M)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TAURON</td> <td>~5.8</td> </tr> <tr> <td>PGE</td> <td>~5.5</td> </tr> <tr> <td>ENERGA</td> <td>~3.2</td> </tr> <tr> <td>ENEA</td> <td>~2.8</td> </tr> <tr> <td>E.ON</td> <td>~1.0</td> </tr> </tbody> </table>				Comercializadora	Núm. clientes (M)	TAURON	~5.8	PGE	~5.5	ENERGA	~3.2	ENEA	~2.8	E.ON	~1.0
Comercializadora	Núm. clientes (M)														
TAURON	~5.8														
PGE	~5.5														
ENERGA	~3.2														
ENEA	~2.8														
E.ON	~1.0														

Tabla 17. Principales agentes del sistema polaco. Fuentes: (75), (76), (77), (78), (79), (80), (81), (82)

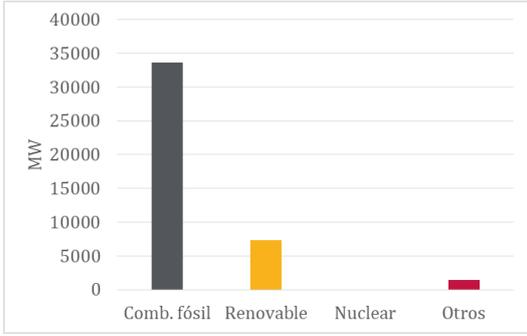
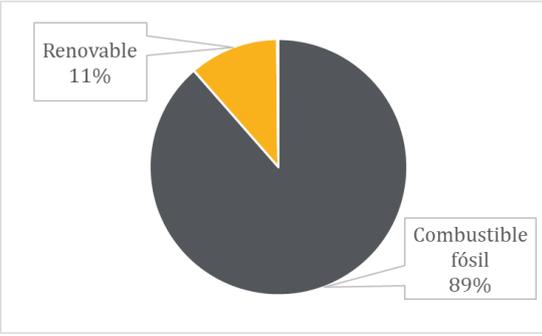
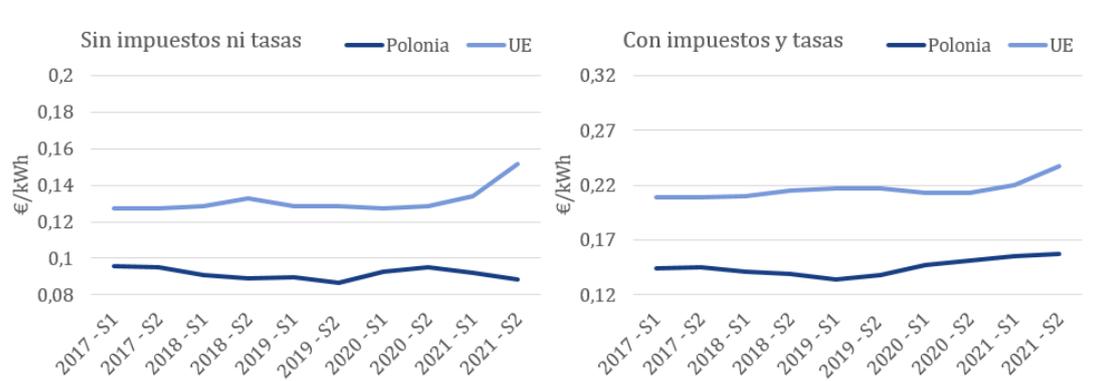
<b>No. consumidores</b>		<b>Demanda anual</b>		<b>Demanda anual per cápita en el hogar</b>	
38,0 M		152.001 GWh		0,77 MWh/persona	
<b>Capacidad instalada</b>			<b>Generación anual</b>		
42.335 MW			163.988 GWh		
					
<b>Saldo interconexiones</b>			<b>Autoconsumo</b>		
-10.623 GWh (Importador)			18.795 GWh		
<b>Longitud red de transporte</b>	<b>Capacidad interconexión</b>	<b>SAIDI</b>	<b>SAIFI</b>		
15.700 km	No	272,0 min/con	3,46 int/con		
<b>Pérdidas en la red de transporte</b>			<b>Pérdidas en la red de distribución</b>		
1,48 %			4,45 %		
<b>SDAC</b>			<b>SIDC</b>		
Sí			Sí		
<b>Precio de la electricidad en el hogar</b>					
					

Tabla 18. Principales magnitudes del sistema polaco.

### Visión general: presente y futuro

En Polonia, destaca un agente en la cadena de valor de la electricidad: PGE (Polska Grupa Energetyczna). Es líder en generación, tanto en capacidad instalada como en producción. Es también uno de los grandes distribuidores y comercializadores. Otros protagonistas verticalmente integrados son Tauron, Enea and Energa.



Polonia se caracteriza por su desmedida dependencia de los combustibles fósiles. El carbón, que en muchos países de la Unión ha desaparecido por completo o se espera que lo haga en los próximos meses, es todavía una fuente de generación clave en este país, alcanzando valores cercanos al 72% en 2021. Ante la quema de carbón, que es la fuente de electricidad que mayor nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> produce, el gobierno se encuentra en una situación en la que trata de promover las tecnologías renovable y nuclear. El EPP2040 (Energy Policy of Poland until 2040) establece los siguientes objetivos: no superar el 56% de generación de electricidad a partir de carbón en 2030, implementar energía nuclear en 2033 (en la actualidad no cuentan con ningún reactor) e incrementar hasta, al menos, un 23% de renovables en el mix energético.

Surge aquí un problema en cuanto a seguridad y estabilidad en el corto-medio plazo: se pretende reducir el carbón, una generación contaminante pero previsible y controlada, por renovables, que no aportan la suficiente seguridad de suministro. A pesar de las inversiones en nuclear (fuente que complementará a las renovables), no se espera que los reactores entren en operación hasta dentro de 8 – 10 años. Se sitúa entonces el gas natural como una generación de transición que, a pesar de ser contaminante, representa unos niveles de emisiones menores que el carbón y que posibilita la gestión de un sistema que incluya mayor capacidad instalada de renovables. Es decir, los planes del sistema polaco pasan por un incremento del gas natural en el mix en la próxima década. Estos planes están siendo revisados tras la invasión rusa de Ucrania. Queda por determinar si se incluirán actualizaciones que incluyan tecnologías innovadoras de participación flexible, como las baterías o las centrales hidráulicas de bombeo.

Polonia tiene, por lo tanto, la oportunidad de sentar en los próximos años un precedente sobre cómo transformar un mix de generación eminentemente fósil hacia uno con alta penetración de renovables y bajas emisiones.

El precio de la electricidad en el hogar se sitúa muy por debajo de la Unión Europea. En los últimos años, se ha intentado motivar el autoconsumo en el hogar, con programas como Mój Prąd (“Mi electricidad”), que convierte a los pequeños consumidores en pro-sumidores gracias a subvenciones para la instalación de tecnología solar fotovoltaica de entre 2 y 10 kW de potencia.

*Tabla 19. Visión general del sistema polaco. Fuentes: (83), (84), (85), (86).*

6.7. Suecia

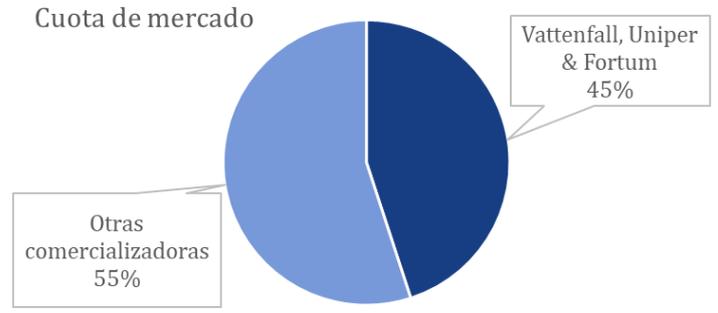
TSO	NEMOs	Regulador
 <b>SVENSKA KRAFTNÄT</b>	  	 <b>Energimarknadsinspektionen</b> <small>Vi övervakar och utvecklar energimarknaderna</small>
Generación		
Cifras en Suecia	 <b>VATTENFALL</b>	 
Capacidad instalada (MW)	15.220	4.436
Producción neta (GWh)	78.500	26.656
		21.100
Distribución		
 <b>VATTENFALL</b>		 <b>ELLEVIO</b>
Existen 3 grandes empresas que distribuyen más de la mitad de la electricidad en el país y otras 165, 129 de estas últimas son propiedad municipal		
Comercialización		
<p>Tres grandes compañías suman un alto porcentaje del mercado de comercialización, aunque existen otras 130 empresas. Algunas de estas operan sólo en algunas áreas del país (dividido en cuatro zonas principales de mercado o <i>bidding zones</i>) o incluso en áreas más pequeñas, sujetas al ámbito local.</p>	<p>Cuota de mercado</p> 	

Tabla 20. Principales agentes del sistema sueco. Fuentes: (87), (88), (89), (90).

<sup>14</sup> Datos de Fortum sin considerar los de la anterior filial Uniper.

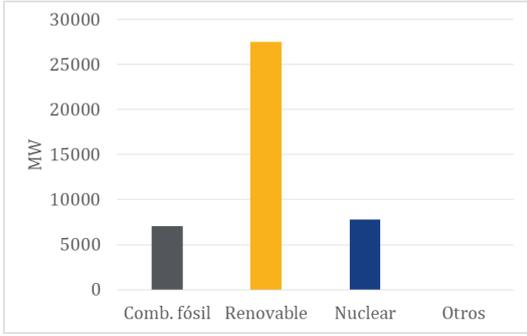
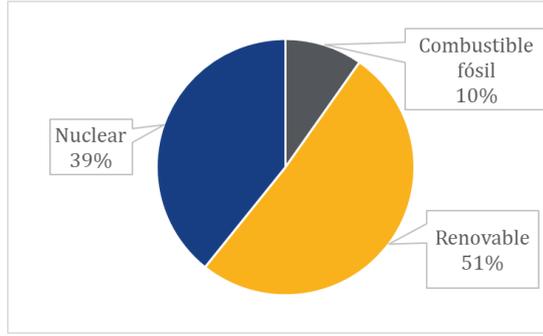
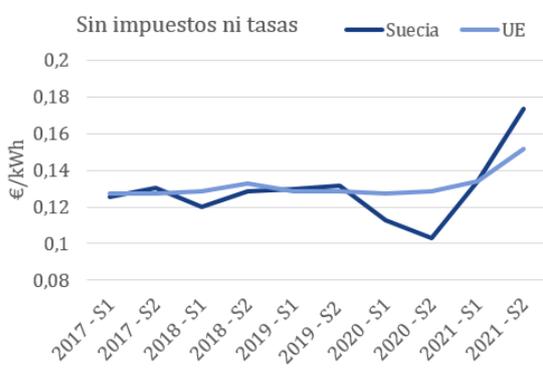
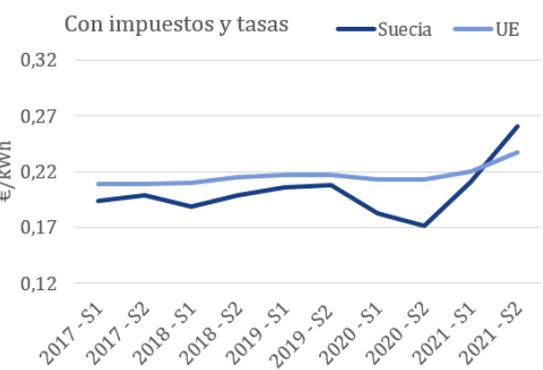
No. consumidores		Demanda anual		Demanda anual per cápita en el hogar	
10,2 M		127.372 GWh		4,29 MWh/persona	
Capacidad instalada			Generación anual		
42.286 MW			168.439 GWh		
					
Saldo interconexiones			Autoconsumo		
+ 26.161 GWh (Exportador)			6.609 GWh		
Longitud red de transporte	Capacidad interconexión	SAIDI	SAIFI		
17.000 km	Sí	94,42 min/con	1,34 int/con		
Pérdidas en la red de transporte			Pérdidas en la red de distribución		
2,55 %			3,49%		
SDAC			SIDC		
Sí			Sí		
Precio de la electricidad en el hogar					
Sin impuestos ni tasas			Con impuestos y tasas		
					

Tabla 21. Principales magnitudes del sistema sueco.

### Visión general: presente y futuro

En el panorama sueco destacan tres grandes compañías generadoras: Vattenfall, Fortum y Uniper. Vattenfall, propiedad del estado, tiene también operaciones en otros países (Dinamarca, Finlandia, Países Bajos, Gran Bretaña y Alemania) y constituye uno de los grandes protagonistas en el norte del continente. Fortum es la compañía estatal finesa. Por último, Uniper, anteriormente controlada por Fortum, tiene desde septiembre de 2022 un 99% de participación del estado alemán.



El operador del mercado que controla el mercado spot en los países nórdicos y bálticos y que es propiedad de los reguladores de estos países, NoordPool, gestiona 4 *bidding zones*. Por razones similares a las de Italia (accidentes topográficos y distancia geográfica entre puntos de generación y consumo), en Suecia la infraestructura de transporte y distribución no permite un mercado único. A estos problemas se une el frío clima, que incrementa la dificultad de operación y el riesgo de fallos en el suministro. Siempre que las líneas entre zonas no estén saturadas, el precio del mercado será el mismo. De manera opuesta a la situación italiana, en Suecia los grandes núcleos de consumo se sitúan al sur del país, mientras que la generación toma lugar en zonas al norte de este.

La Real Academia Sueca de Ciencias de la Ingeniería apunta que en 2023, 2024 y 2025 las inversiones en la red eléctrica crecerán respecto a 2021 y 2022. En concreto, se espera que se alcancen inversiones de 7.000 M SEK (640 M €, aproximadamente) solo en 2025, con los objetivos de favorecer la integración del mercado, mantener y mejorar líneas existentes y conectar nuevos centros de generación. Dos de los grandes proyectos que se encuentran actualmente en desarrollo son SydVästlänken y NordBalt, entre las zonas de mercado SE3 y SE4 y en conexión con Lituania, respectivamente.

Suecia es país que destaca por su generación renovable que, complementada por la nuclear, hacen que sus emisiones de dióxido de carbono por producción de electricidad sean mínimas y su dependencia de combustibles fósiles sea mucho menor que la de otros países de su alrededor. En concreto, la generación hidroeléctrica significa alrededor de un 45% del total, potenciada por la gran riqueza hídrica del país. Se espera que Suecia llegue a un 100% de generación renovable en 2040.

El consumo de electricidad en el hogar casi triplica la media de la Unión Europea. Esto se debe, en gran parte, a la alta electrificación del transporte (desde 2016 hasta 2021, el 46% de los nuevos coches matriculados fueron eléctricos) y a un clima desfavorable, que motiva un alto consumo de sistemas de calefacción y otros dispositivos de uso interior.

Los planes de transición energética en este caso se centran en una mejora de la eficiencia como uno de los puntos principales, sumado a las necesidades de mejora de infraestructuras en media y alta tensión, ya que estas son unas de las más antiguas de Europa.

Tabla 22. Visión general del sistema sueco. Fuentes: (91), (89), (92), (93), (94), (88)

6.8. Países Bajos

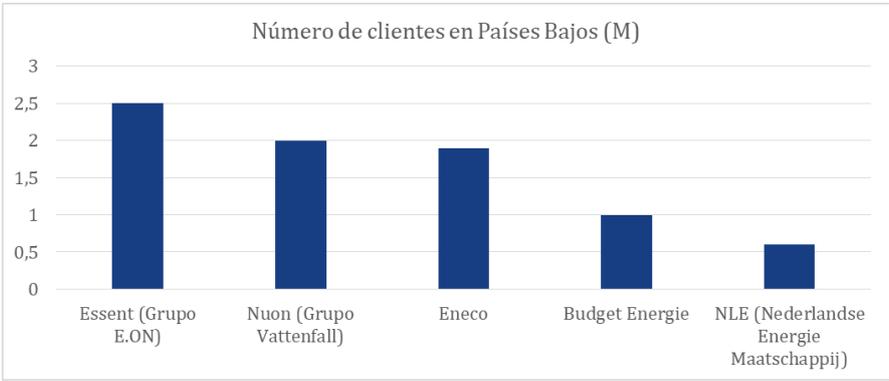
TSO		NEMO		Regulador													
																	
Generación																	
Cifras en Países Bajos																	
Capacidad instalada (MW)	4.545	4.087	3.023	1.595													
Producción neta (GWh)	19.324	12.900	-	6.500													
Distribución																	
<p>Hay 3 grandes compañías distribuidoras (Liander, Enexis y Stedin) que operan más del 80% del territorio neerlandés. Hasta 2021, existían otras 4 empresas de distribución (Coteq, Rendo, Westland Infra y Enduris), pero la compra de Enduris por parte de Stedin redujo el número total de distribuidoras a 6.</p>																	
																	
Comercialización																	
<p>Número de clientes en Países Bajos (M)</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Empresa</th> <th>Número de clientes (M)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Essent (Grupo E.ON)</td> <td>2.5</td> </tr> <tr> <td>Nuon (Grupo Vattenfall)</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>Eneco</td> <td>1.9</td> </tr> <tr> <td>Budget Energie</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>NLE (Nederlandse Energie Maatschappij)</td> <td>0.6</td> </tr> </tbody> </table>						Empresa	Número de clientes (M)	Essent (Grupo E.ON)	2.5	Nuon (Grupo Vattenfall)	2.0	Eneco	1.9	Budget Energie	1.0	NLE (Nederlandse Energie Maatschappij)	0.6
Empresa	Número de clientes (M)																
Essent (Grupo E.ON)	2.5																
Nuon (Grupo Vattenfall)	2.0																
Eneco	1.9																
Budget Energie	1.0																
NLE (Nederlandse Energie Maatschappij)	0.6																

Tabla 23. Principales agentes del sistema neerlandés. Fuentes: (95), (96), (87), (97), (90), (98), (99).

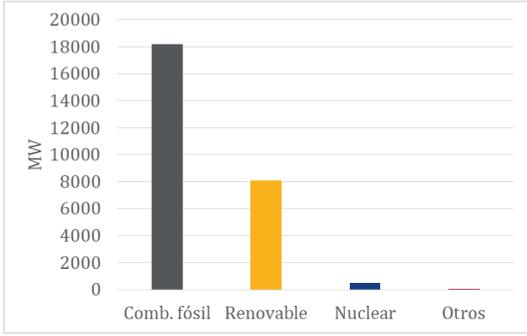
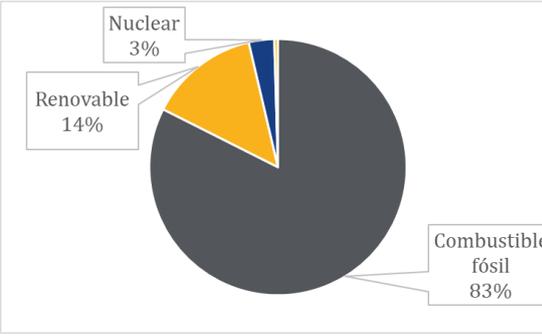
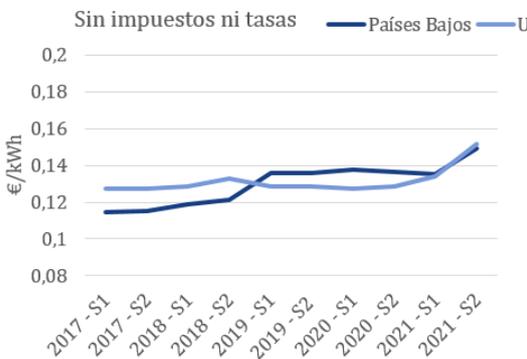
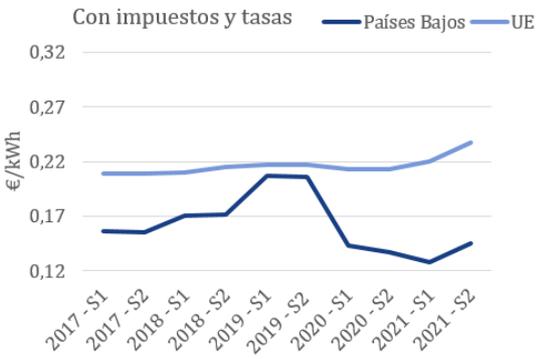
No. consumidores		Demanda anual		Demanda anual per cápita en el hogar	
17,3 M		113.652 GWh		1,35 MWh	
Capacidad instalada			Generación anual		
26.825 MW			121.352 GWh		
					
Saldo interconexiones			Autoconsumo		
-855 GWh (Importador)			34.557 GWh		
Longitud red de transporte	Capacidad interconexión	SAIDI	SAIFI		
10.100 km	Sí	27,28 min/con	0,32 int/con		
Pérdidas en la red de transporte			Pérdidas en la red de distribución		
1,19 %			4,38 %		
SDAC			SIDC		
Sí			Sí		
Precio de la electricidad en el hogar					
					

Tabla 24. Principales magnitudes del sistema neerlandés.

### Visión general: presente y futuro

En Países Bajos, destacan 4 grandes empresas en generación: RWE, Vattenfall, Engie y Uniper. Todas ellas tienen presencia internacional y han sido nombradas en estudios de otros países en este mismo proyecto.

En total existen unas 40 comercializadoras: 5 de ellas de gran escala (Essent, Eneco, Vattenfall, NLE, Engie), 15 como pequeños negocios comercializadores independientes y el resto como marcas enfocadas al suministro B2B.



Al contrario de lo que pasa en otros casos de estudio, las grandes distribuidoras no tienen relación con los generadores ni comercializadores; no pertenecen al mismo grupo empresarial. Esto se debe a que en 2011, ante la liberalización del sector, se impuso un límite mínimo de participación pública en las distribuidoras, manteniendo así esta etapa de la cadena de valor siempre alejado de la privatización. Esto causó hace unos años un debate en Europa sobre los límites a los movimientos de capital y libertad de establecimiento en el sector eléctrico.

Cabe destacar que la generación eléctrica en Países Bajos está dominada por las fuentes que emplean combustibles fósiles. Es uno de los países que mayores diferencias muestran entre su porcentaje de generación renovable en 2020 (14% - 15%) y los objetivos a 2030 (27%).

Una de las principales herramientas que se busca potenciar para alcanzar los objetivos de renovables es el desarrollo de energía eólica, especialmente de la tecnología eólica marina. El gobierno neerlandés firmó en 2022 un acuerdo con los gobiernos belga, danés y alemán para alcanzar de manera conjunta 65 GW de renovable marina en 2030 y 150 GW en 2050, aprovechando los rápidos vientos del Mar del Norte, el Canal de la Mancha y los estrechos de Skagerrak y Kattegat.

Sin embargo, para poder soportar una mayor penetración de renovables, es necesaria una infraestructura de red adecuada. Actualmente ya existen cuellos de botellas que están limitando el desarrollo de instalaciones solares fotovoltaicas y se espera que las necesidades de capacidad de red sean mucho mayores en los próximos años, especialmente en las zonas costeras dada la importancia que se espera que cobre la eólica marina. TenneT, el operador del sistema propiedad del Estado neerlandés, anunció en 2022 que las inversiones en infraestructura en la próxima década alcanzarían los 22.000 M€. En concreto, se destinarán 13.000 M€ a desarrollo de líneas y subestaciones en la parte continental y 9.000 M€ en construcciones marítimas.

Además de problemas estructurales, en Países Bajos se identifica otro obstáculo para la implementación de renovables: los procedimientos administrativos. Aunque se han lanzado varias iniciativas para aglutinar las solicitudes de permisos y acelerar los procesos de aprobación (por ejemplo, “All in One Permit for Physical Aspects”), la burocracia continúa siendo una de las grandes barreras a las que se enfrentan en el panorama neerlandés.

*Tabla 25. Visión general del sistema neerlandés. Fuentes: (100), (101), (102), (103), (104), (105).*

## 7. Conclusiones

Tras haber presentado un estudio de ocho países de la Unión Europea, se presentan las conclusiones de este Trabajo de Fin de Grado. Estas conclusiones serán estructuradas por temáticas y pretenden, primero, aportar las principales características observadas en cada país y, segundo, aglutinar las principales tendencias en las regiones presentadas.

*La Unión Europea: mismos objetivos, diferentes puntos de partida*

Cada uno de los países estudiados ha mostrado ciertas peculiaridades que lo caracterizan. A continuación, se muestra cuáles son estos puntos determinantes que definen cada uno de los países analizados.

### España

En el panorama español, destacan tres grandes empresas eléctricas (Iberdrola, Naturgy, Endesa) que dominan el sector. Este país cuenta ya con un gran porcentaje de energía renovable, aunque su potencial solar y eólico marino permite un despliegue potencial de estas tecnologías aún mayor. Su mayor desafío pasa por las mejoras de interconexión, debida en gran parte por la disposición geográfica del país.

### Portugal

Muestra similitudes con España en cuanto a potencial de despliegue renovable y dificultades a la hora de incrementar la interconexión con otros países. Sin embargo, el mercado muestra un índice de liberalización menor: destaca una única empresa, EDP, que se presenta como líder en el sector eléctrico portugués.

### Francia

El país galo despunta por su supremacía nuclear, que representa alrededor de un 70% de la generación y permite mínimas emisiones y un saldo exportador a otros países vecinos. Su red de transporte es la más extensa de la Unión Europea en longitud y muestra altos índices de fiabilidad y seguridad de suministro. La gran eléctrica francesa, EDF, es propiedad del Estado.

### Alemania

El sector eléctrico más segmentado de los estudiados es el alemán, al contar con zonas muy diferenciadas por razones históricas que llevan a operadores de mercado y de sistema a coexistir, además de contar con centenares de distribuidoras. Su principal reto pasa por un sistema eléctrico más descarbonizado, ya que es muy dependiente de combustibles fósiles. Por otra parte, su posición privilegiada en el corazón del continente hace que sea un país clave para asegurar en un futuro un sistema conectado.

### Italia

Dividida en siete zonas energéticas, Italia muestra claros problemas en su red de transporte y distribución, tanto en su vertiente interna (entre zonas italianas) como externa (dificultad para aumentar interconexión con otros países vecinos). Por otra parte, una gran parte de su generación parte de combustibles fósiles, a pesar de su excelente ubicación para desarrollar tecnologías eólicas y solares.

### Polonia

La producción eléctrica polaca es la más contaminante. Resalta por estar supeditada al uso del carbón como fuente de generación y su apuesta por un gran desarrollo nuclear en los próximos años (en la actualidad no cuentan con ningún reactor). Aunque sus tecnologías de generación deberán sufrir significativos cambios en los próximos años, cuenta con una gran ventaja geográfica que permite a Polonia ser un país altamente conectado con otros estados.

### Suecia

Suecia brilla por su generación hidroeléctrica, que representa casi la mitad de su consumo, y unas dificultades topográficas que parten el país en cuatro zonas de mercado. Debido a circunstancias climatológicas (largas temporadas de frío y escasa luz durante el día), es uno de los países que mayor consumo per cápita muestra. El Estado controla Vattenfall, la gran empresa eléctrica sueca y una de las mayores compañías en el panorama europeo.

### Países Bajos

De manera similar a Alemania y Polonia, Países Bajos es aún muy dependiente de combustibles fósiles para asegurar su suministro eléctrico, aunque destaca por sus ambiciosas metas renovables para 2030, que implican un enorme despliegue de tecnologías no emisoras de CO<sub>2</sub>. El gobierno neerlandés ha firmado acuerdos con sus homónimos belga, danés y alemán para hacer del desarrollo de la eólica marina un objetivo común.

A pesar de las diferentes peculiaridades que caracterizan a cada país y que acaban de ser expuestas, en la Unión Europea también se observan ciertas tendencias comunes. Estas son explicadas en los siguientes subapartados.

#### *Liberalización del sector eléctrico: generación y comercialización*

Durante las últimas décadas, en el sector eléctrico de la Unión Europea se ha sucedido un proceso de liberalización del mercado. Esta evolución pasa por una estructura privada y en competencia de diversos generadores y comercializadores, mientras que el transporte y la distribución se mantienen como ramas reguladas (propiedad privada o del Estado pero con ingresos regulados).

A pesar de los esfuerzos de incrementar la competencia en generación y comercialización, se observa que esta es aun baja. En cada país existe una lista muy limitada de grandes grupos empresariales que constituyen enormes cuotas de mercado (EDP en Portugal, EDF y Engie en Francia, etc) y que están verticalmente integradas, apareciendo en ambas etapas de la cadena de valor de la electricidad. Algunas, además, participan en la distribución.

Es especialmente preocupante la concentración en la generación, en la que apenas se distinguen agentes “no tradicionales”.

#### *Infraestructura de red: sistemas seguros y mercados conectados*

Todos los países estudiados coinciden en que son necesarias grandes inversiones en la infraestructura de red.

Por una parte, en el ámbito interno, ante una nueva generación más renovable y distribuida, que además pueda incluir la figura de pro-sumidores que consuman y viertan a red según el momento. Suecia e Italia son dos países que ni siquiera han conseguido configurarse como un único mercado nacional debido a carencias en las redes de transporte y distribución y se sitúan en una situación complicada para acoger a estos nuevos roles.

Por otra parte, prácticamente todos los países incumplen las recomendaciones europeas en cuanto a mínimas capacidades de interconexión con países vecinos. En el largo plazo, la Unión Europea tiene objetivo un mercado conectado, acoplado y en la que los flujos de energía puedan ser transportados de una punta a otra del continente, asegurando optimización de precios y bienestar. Una infraestructura óptima permitiría, por ejemplo, que en verano la generación solar del Sur se llevara al Norte y que en invierno la generación hidráulica del Norte se llevara al Sur. Es decir, será uno de los puntos clave para una optimización de las energías renovables. Por lo tanto, las inversiones en red deben dedicarse también a facilitar los intercambios internacionales.

#### *Tecnologías: no sólo se habla de renovables*

En cuanto a las distintas técnicas de generación eléctrica, se aprecian ciertas divergencias.

Por una parte, todos los países presentan tendencias que indican gran crecimiento de la capacidad instalada renovable. Desde la UE y desde las distintas hojas de ruta nacionales, se plasma un desarrollo unívoco de estas tecnologías. Mientras que los países del Sur apuestan por la solar como dominante, en el Norte se estudian grandes construcciones de hidráulica y eólica marina y continental.

Por otra parte, todos los países coinciden en que para cumplir con los objetivos medioambientales a 2030 y 2050 (y actualmente, en parte también por disminuir la dependencia de otros países de fuera de la Unión) es necesario reducir el carbón, la fuente de electricidad más contaminante. Algunos países parten de mejores posiciones y planean o han conseguido recientemente cesar la generación a partir del carbón de forma total (como es el caso de España o Portugal). Otros, como es el caso de Alemania y, especialmente, Polonia, no pueden todavía prescindir de este combustible fósil. Aunque cuentan con hojas de ruta que promueven decrementos en el uso de este combustible fósil, no es fácil determinar cuándo podrán prescindir de él por completo.

Además, se aprecian también diferentes posiciones en cuanto al uso de la energía nuclear. Existe un bloque de países, liderado por Francia, que apuestan por esta tecnología como habilitadora de la transición energética hacia un futuro de mínimas emisiones. Otro bloque, en el que destacan España y Alemania, se encuentra en contra de esta tecnología. La guerra en Ucrania ha hecho que algunos miembros de la Unión, como Bélgica y Países Bajos, cambien su posición anterior de paulatino cese de centrales a una ampliación de la vida útil de los actuales reactores o incluso planes de desarrollo para nuevas centrales.

En cuanto a desarrollos futuros, se espera despliegue de nuevas tecnologías flexibles o centrales de ciclo combinado que puedan funcionar también con hidrógeno verde. Estas tecnologías ya han demostrado que son viables técnicamente, queda por determinar si son también viables en el plano económico.

Las baterías son un caso de tecnología flexible que ayudaría además a gestionar una red más segura, pudiendo consumir o generar dependiendo de las necesidades e incluso participar en otros servicios de seguridad de suministro como pueden ser control de tensión o resolución de restricciones técnicas en zonas congestionadas. Su rápida respuesta ante las necesidades de sistema podría ser una excelente ayuda para sistemas cada vez más descentralizados y con generación intermitente.

#### *Demanda: crecimiento y patrones de consumo*

Actualmente, la demanda eléctrica en la Unión Europea varía de acuerdo con varios factores, entre los que se pueden destacar la temperatura y la electrificación de ciertos sectores de la economía.

Por una parte, las frías temperaturas hacen que los países del Norte cuenten con una demanda mayor en los meses de otoño e invierno. Los países del Sur muestran picos de consumo en invierno (aunque menores) y en verano, por las altas temperaturas. Esta medida está también muy relacionada con la electrificación del acondicionamiento de los edificios, ya que en países donde la calefacción se realiza mediante estufas, los picos de los meses fríos son menos notables.

La electrificación del transporte es otro de los grandes factores que afecta a la demanda. En países como Suecia, gran parte de los nuevos coches matriculados son eléctricos. Se espera que esta tendencia sea seguida por otros países de la Unión, aumentando por lo tanto el consumo eléctrico medio del hogar.

A pesar de que ciertas tendencias indiquen un consumo eléctrico mayor, cabe destacar también que se aspira a dispositivos eléctricos cada vez más eficientes, edificios mejor aislados y menores pérdidas en redes. Esto haría que el enorme incremento de la demanda que se podría esperar para las próximas décadas (más coches eléctricos, más calefactores eléctricos, etc) se vea mitigado.

#### *Aspectos sociales: salta la alarma de la pobreza energética*

Ante los acontecimientos de los últimos meses, ha crecido la preocupación en la Unión Europea por la pobreza energética.

Como se puede observar en los gráficos de los países estudiados, todos, sin excepción, muestran una tendencia ascendente de los precios de la electricidad en el hogar,

especialmente en el último semestre analizado. Ante esta carga para los consumidores domésticos, varios países han establecido medidas de alivio temporales.

Esta anómala situación ha abierto el debate sobre las medidas intervencionistas en el funcionamiento del mercado y se abre la puerta a que en el futuro se implementen políticas que protejan a pequeños consumidores ante fenómenos disruptivos que puedan hacer llegar el precio de la electricidad a valores de récord.

#### *Desafíos: a qué nos enfrentamos*

Por último, se especifican aquí los desafíos que los países de la Unión Europea esperan hacer frente en los próximos años. Estos puntos aglutinan las diversas tendencias comentadas en el resto de subapartados.

En primer lugar, se espera que la transición energética transforme la generación de electricidad. Se prioriza el desarrollo de tecnologías que impliquen mínimas emisiones contaminantes a la atmósfera. A esto se une la urgencia de disminuir la dependencia de otros países no miembros de la Unión. Sin embargo, los gobiernos de los países miembros reconocen la dificultad de cumplir con los objetivos a 2030 y 2050. A pesar de haber presentados hojas de ruta que favorecen su consecución, estas pueden no ser suficientes.

En segundo lugar, se supone una red reforzada, digitalizada y con puntos de generación más descentralizados. A las centrales eléctricas tradicionales habrá que sumar pequeños generadores que puedan participar de la generación o del consumo dependiendo del momento. Un sistema digitalizado y robusto sería capaz de tratar información en tiempo real y ayudar a los agentes de mercado y a los operadores de las redes de transporte y distribución en la toma de decisiones. Esto requerirá enormes inversiones en infraestructura y es probable que no todos los países puedan hacer frente a ello.

Por último, uno de los grandes obstáculos a los que se enfrenta la consecución de la liberalización del mercado eléctrico es el de las grandes compañías verticalmente integradas, que impiden modelos de competencia perfecta y establecen barreras de entrada a nuevos agentes. Existe una gran expectativa sobre un incremento de esta competencia en la generación y comercialización de electricidad.

En definitiva, los países de la Unión Europea se enfrentan en los próximos años a la revolución del sector eléctrico que, llevada a cabo de forma correcta, puede alcanzar un sistema seguro, eficiente y conectado, que optimice el bienestar social y medioambiental.

## 8. Futuros estudios

En el presente Trabajo de Fin de Grado se ha tratado de dar una visión general del sector eléctrico de varios países de la Unión Europea. No obstante, ha habido varios temas que han quedado fuera del alcance del proyecto y que podrían ser interesantes en caso de una continuación de este:

- Se han observado grandes empresas eléctricas en cada uno de los países de estudio. Sin embargo, no se ha mostrado información sobre cómo gestionan estas su energía eléctrica. Podría ser interesante ver si estos grupos empresariales tienen una gran participación en los mercados mayoristas o, por el contrario, funcionan a través de contratos bilaterales.
- Se ha explicado de forma breve el funcionamiento del mercado mayorista, que en el caso de los países estudiados es común. Una potencial línea de estudio puede incluir una comparación de las reglas de distintos mercados en diferentes regiones del mundo.
- A pesar de haber descrito las funciones del Operador del Sistema (TSO), podría resultar de utilidad incluir en futuros estudios a través de qué mecanismos concretos se asegura que la oferta sea igual a la demanda. Estos mecanismos toman distintas formas en los países estudiados (mercados de regulación, de balance, desvíos...).
- Otra dimensión que podría ser estudiada es la de los tipos de factura en cada uno de los países (si existe factura de último recurso, si se aplican descuentos en ciertas facturas según el tipo de consumidor, etc).

Por otra parte, el proyecto deja muchas preguntas abiertas que se esperan resolver en los próximos años. Se entiende que sería interesante revisar el documento en el futuro y considerar si los objetivos mencionados se han cumplido y si las oportunidades y desafíos del sector han cambiado.

## Bibliografía

1. **Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea.** Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de Electricidad. *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*. Bruselas, Bélgica : s.n., 1996.
2. *There's a S.M.A.R.T Way to Write Management's Goals and Objectives.* **Doran, G. T.** 70, *Management Review*, pp. 35 - 36.
3. **Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial - Universidad de Salamanca.** Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial - Ingeniería Eléctrica - Universidad de Salamanca. [En línea] <https://electricidad.usal.es/Principal/Circuitos/Diccionario/Diccionario.php?b=generador>.
4. *Autoconsumo: claves para una nueva era de Generación Distribuida.* **Baena Martínez, A., Sanz Ilundain, V., et al.** 61, s.l. : Deloitte, Garrigues, Club Español de la Energía, 2019, Cuadernos de Energía, págs. 63 - 71.
5. **European Network of Transmissin System Operators for Electricity.** ENTSO-E. [Online] <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>.
6. **EURELECTRIC.** *Power Distribution in Europe. Facts & Figures.* s.l. : The Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC, 2011.
7. **Banco Mundial.** Base de datos de Energía Sostenible para todos (SE4ALL). *Acceso a la electricidad (% de la población).* [Online] 2020. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>.
8. **Eurostat.** Eurostat Data Browser. *Population on 1 January by age and sex: Total, Total (DEMO\_PJAN).* [Online] [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/demo\\_pjan/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/demo_pjan/default/table?lang=en).
9. —. Eurostat Data Browser. *Supply, transformation and consumption of electricity. Energy balance: Available for final consumption (NRG\_CB\_E).* [En línea] [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_cb\\_e/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_e/default/table?lang=en).
10. —. Eurostat Data Browser. *Supply, transformation and consumption of electricity: Final consumption - other sectors - households (NRG\_CB\_E).* [Online] [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_cb\\_e/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_e/default/table?lang=en).
11. —. Eurostat Data Browser. *Electricity production capacities by main fuel groups and operator: Total, Main Activity Producers.* [Online] [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_INF\\_EPC\\_\\_custom\\_3237264/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_INF_EPC__custom_3237264/default/table?lang=en).
12. —. Eurostat Statistics Explained. Glossary. *Gross electricity generation.* [Online] [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Gross\\_electricity\\_generation](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Gross_electricity_generation).
13. —. Eurostat Data Browser. *Gross and net production of electricit and derived heat by type of plant and operator: Total, Total, Gross electricity production (NRG\_IND\_PEH).* [Online]

[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_IND\\_PEH\\_\\_custom\\_3203817/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEH__custom_3203817/default/table?lang=en).

14. —. Eurostat Data Browser. *Supply, transformation and consumption of electricity: Imports* (NRG\_CB\_E). [Online]

[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_CB\\_E\\_\\_custom\\_3230740/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_E__custom_3230740/default/table?lang=en).

15. —. Eurostat Data Browser. *Supply, transformation and consumption of electricity : Exports* (NRG\_CB\_E). [Online]

[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_CB\\_E\\_\\_custom\\_3230740/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_E__custom_3230740/default/table?lang=en).

16. —. Eurostat Data Browser. *Gross and net production of electricity and derived heat by type of plant and operator*. [Online]

[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_IND\\_PEH\\_\\_custom\\_3229926/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEH__custom_3229926/default/table?lang=en).

17. **IEA, Eurostat, Naciones Unidas.** *Electricity and Heat annual questionnaire 2016 and historical revisions*. 2017. pág. 3.

18. **Red Eléctrica.** *El sistema eléctrico español. Sistema eléctrico 2021*. s.l. : Red Eléctrica, 2022. pág. 71.

19. **Redes Energéticas Nacionales.** *Dados técnicos 2021. Technical data 2021*. 2022. p. 17.

20. **Réseau de Transport d'Électricité.** RTE. *Key figures and financial publications*. [En línea] <https://www.rte-france.com/en/finance/key-figures-financial-publications>.

21. **BMWK. Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action.** Grids and Grid Expansion. *An electricity grid for the energy transition*. [En línea]

<https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Dossier/grids-grid-expansion.html#:~:text=The%20total%20length%20of%20the%20German%20transmission%20grids%20is%20around,be%20up%20to%20525%20kV..>

22. **Terna.** Decarbonisation, market efficiency, security and sustainability are among the main drivers for the development of our infrastructures. [En línea] <https://www.terna.it/en/electric-system/grid>.

23. **Polskie Sieci Elektroenergetyczne.** *Energy in good hands 2021*. 2022. pág. 6.

24. **Svenska Kraftnät (SvK).** Map of the national grid. Transmission grid for electricity 2020. [Online] [https://www.svk.se/siteassets/english/national-grid/svk\\_transmission-network-for-electicity-2020.pdf](https://www.svk.se/siteassets/english/national-grid/svk_transmission-network-for-electicity-2020.pdf).

25. **Global Transmission Report.** TSO Focus. *Dutch-German Tennet: Playing a central role in creation of NWE*. [En línea] 2016.

<https://www.globaltransmission.info/archive.php?id=26063#:~:text=TenneT%20presently%20owns%2022%2C245%20km,Dutch%20and%20German%20end%20users..>

26. **ENTSO-E.** *Power Facts Europe 2019*. 2019. p. 75.

27. **Council of European Energy Regulators.** *CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply. Data update 2015/2016.* Bruselas : CEER Publications, 2018. págs. 61, 67.
28. —. *2nd CEER Report on Power Losses. Energy Quality of Supply Work Stream.* 2020. pp. 11, 159 - 160.
29. **NEMO Committee.** Single Day-ahead Coupling (SDAC). [Online] <https://www.nemo-committee.eu/sdac>.
30. —. Single Intraday Coupling (SIDC). [Online] <https://www.nemo-committee.eu/sidc>.
31. **Eurostat.** Eurostat Data Browser. *Electricity prices for household consumers - bi-annual data (NRG\_PC\_204).* [Online] [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_pc\\_204/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table?lang=en).
32. **Iberdrola.** *Informe integrado. Marzo 2022.* 2022. pág. 16.
33. **Endesa.** Endesa en cifras. *Sobre Endesa.* [En línea] <https://www.endesa.com/es/sobre-endesa/nuestro-negocio/cifras>.
34. **Naturgy.** *Informe financiero anual consolidado 2021.* 2022. pág. 13.
35. **Eurelectric.** *Distribution Grids in Europe. Facts and Figures 2020.* 2020.
36. **CNMC.** *Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad. Año 2020 y avance sobre la situación de crisis energética actual.* 2021. pág. 14.
37. **Red Eléctrica de España.** La interconexión eléctrica submarina por el Golfo de Bizkaia. [En línea] <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-electrica-submarina-con-francia>.
38. **Consejo de Ministros.** *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021 - 2030. Documento completo.* 2020.
39. **Red Eléctrica de España.** *Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021 - 2026.* 2020.
40. **ERSE Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.** Electricity. Functioning (PT). Distribuição. [Online] <https://www.erse.pt/en/electricity/functioning-pt/distribuicao/>.
41. **EDP.** *Key Data 2021 (xlsx).* 2022.
42. **trustenergy.** Electricity generation is the core business of trustenergy. *Activity.* [Online] <http://www.trustenergy.pt/en/activity>.
43. **ERSE Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.** *Boletim. Mercado liberalizado electricidade. Síntese Mensual.* 2022. págs. 1 - 2.
44. **REA State of the Environment Portal Portugal.** Energy and Climate. Renewable Energy. [En línea] [https://rea.apambiente.pt/content/renewable-energy?language=en#:~:text=Analysing%20the%20production%20of%20electricity,%25\)%20and%20geothermal%20\(0.7%25\)..](https://rea.apambiente.pt/content/renewable-energy?language=en#:~:text=Analysing%20the%20production%20of%20electricity,%25)%20and%20geothermal%20(0.7%25)..)
45. **Euronews wirh Reuters.** UK Online Report Business News. *Portugal becomes the fourth EU country to stop using coal to generate electricity.* [En línea]

<https://www.euronews.com/green/2021/11/22/portugal-becomes-the-fourth-eu-country-to-stop-using-coal-to-generate-electricity>.

46. **APREN Associação de Energias Renováveis.** Production. *Electricity Generation by Energy Sources in the Autonomous Region of Madeira. Electricity Generation by Energy Sources in the Autonomous Region of Azores.* [En línea] <https://www.apren.pt/en/renewable-energies/production>.

47. **Plano de Recuperação e Resiliência.** C14. *Hydrogen and Renewables.* [En línea] <https://recuperarportugal.gov.pt/hydrogen-and-renewables-c14/?lang=en>.

48. **Molina, Pilar Sánchez.** *pv magazine.* *Portugal aprueba un DL para primar autoconsumo y redes inteligentes frente al sistema centralizado.* [En línea] enero de 2022. <https://www.pv-magazine.es/2022/01/18/portugal-aprueba-un-dl-para-primar-autoconsumo-y-redes-inteligentes-frente-al-sistema-centralizado/>.

49. **ENEDIS.** Notre entreprise. [En línea] <https://www.enedis.fr/notre-entreprise>.

50. **EDF.** *Annual Results 2021. Analyst pack 2021.* 2022.

51. **ENGIE.** *Databook. FY 2021 Results.* 2022. p. 12.

52. **Commission de Régulation de l'Énergie.** *Observatoire. Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel.* 2019. pp. 13 - 14.

53. **Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires.** **Commercialisation de l'électricité.** *Répartition des parts de marché entre fournisseurs.* [En ligne] [https://www.ecologie.gouv.fr/commercialisation-lelectricite#:~:text=Au%2030%20juin%202019%2C%20les%20fournisseurs%20historiques%20\(EDF%20et%20les,d%C3%A9tails%2C%202%C3%A8me%20trimestre%2019\)..](https://www.ecologie.gouv.fr/commercialisation-lelectricite#:~:text=Au%2030%20juin%202019%2C%20les%20fournisseurs%20historiques%20(EDF%20et%20les,d%C3%A9tails%2C%202%C3%A8me%20trimestre%2019)..)

54. **EDF Group.** *Rhe EDF adventure. A global electricity in the spotlight.* [En línea] <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/edf-at-a-glance/history>.

55. **European Commission.** *France's recovery and resilience plan. Green transition. Example project: Ma Prime Renov'.* [En línea] [https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/recovery-coronavirus/recovery-and-resilience-facility/frances-recovery-and-resilience-plan\\_en](https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/recovery-coronavirus/recovery-and-resilience-facility/frances-recovery-and-resilience-plan_en).

56. **RTE.** *Electricity Report 2020. Exchange capacity to double by 2035.* [En línea] <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/reseau-de-transport-interconnexion/?lang=en#>.

57. **IEA/IRENA.** *IEA/IRENA Renewables Policies Database. "France 2030 investment Plan" - Investment in renewable energy innovation.* [En línea] <https://www.iea.org/policies/15025-france-2030-investment-plan-investment-in-renewable-energy-innovation>.

58. **Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt.** *Monitoring Report 2021.* 2021. pp. 34 - 41.

59. **Bundesnetzagentur Bundeskartellamt.** *Report. Monitoring Report 2021.* 2021. pp. 44 - 51.

60. *Germany's largest utilities at a glance*. **Sören Amelang, F. B.** s.l. : Journalism for the energy transition, 2018.
61. **Netz Entwicklungs Plan Strom**. *Grid Development Plan 2030, second draft*. 2019. págs. 19, 64-71.
62. **BMWK**. Renewable Energy Sources Act (EEG 2017). 2017.
63. **ARERA. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**. *Annual Report on the State of Services and Regulatory Activity 2021*. 2022. pp. 18 - 23.
64. **ENEL Group**. *Financials. Quarterly results, 2021 FY. Key Figures*. 2022.
65. **Eni**. *Eni Fact Book 2021*. 2022.
66. **Edison, EDF Group-**. *Databook FY2019 published*.
67. **a2a Life company**. **Economic data a2a. Our numbers. 2020 and 2021**. [Online] <https://www.gruppoa2a.it/en/about-us/our-organization/financial-data>.
68. **GME. Gestore Mercati Energetici**. The markets. Market coupling. Zones. [En línea] <https://www.mercatoelettrico.org/en/mercati/mercatoelettrico/zone.aspx>.
69. **Lightbox TERNA**. The new electricity market zones: what you need to know. [En línea] 8 de febrero de 2021. <https://lightbox.terna.it/en/new-electricity-market-zones>.
70. **enel**. Our story. [En línea] [Citado el: ] <https://www.enel.com/company/about-us/our-story>.
71. **ENTSO-E. TYNDP 2022. Regional Investment Plan. Continental Central South. July 2022 - version for public consultation**. 2022. pág. 32.
72. **Terna**. Terna approves the update of the 2021 - 2025 industrial plan "Driving Energy". [En línea] 24 de marzo de 2022. <https://www.terna.it/en/media/press-releases/detail/update-2021-2025-industrial-plan-driving-energy>.
73. **Ministerio de Desarrollo Económico italiano, Ministerio de Medioambiente y Protección de Recursos Naturales y el Mar italiano, Ministerio de Infraestructura y Transporte italiano**.
74. **The local it**. Italy to bring in new aid measures as energy prices soar. agosto de 2022.
75. **Urząd Regulacji Energetyki**. Electricity Market Characteristics 2021. [Online] <https://www.ure.gov.pl/en/markets/electricity/elctricitymrket/292,Electricity-Market-Characteristics.html>.
76. **TAURON Group**. *Fact Sheet 2021 as of 31 December 2021*.
77. **Polska Grupa Energetyczna**. *Integrated Report 2020*.
78. **ENERGA. Grupa Orlen**. Our business lines. Sales. [Online] <https://grupa.energa.pl/en/energa-group/business-lines/sales>.
79. **E.ON**. *Facts & Figures. Edition 2021 incl. FY20 Financials*. p. 60.
80. **ENEA**. About ENEA Group. [Online] <https://ir.enea.pl/en/about-us>.
81. **ENERGA. Grupa Orlen**. *Fact Sheet - 2021 Summary. ENERGA Group in 2021*.

- 82. PGE Polska Grupa Energetyczna.** *Management Board's Report on activities of PGE Polska Grupa Energetyczna S.S. and PGE Capital Group for the 12-month period ended December 31, 2021.*
- 83. International Trade Administration.** Poland - Country Commercial Guide. [En línea] julio de 2022. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/poland-energy-sector>.
- 84. Ministerio de Clima y Medioambiente polaco.** *Extract in English of Energy Policy of Poland until 2040.* págs. 10 -12.
- 85. —.** *Conclusions from forecast analyses for the energy sector. Appendix 2 to PEP2040.* 2022.
- 86. —.** NFEP&WM increases "Mój Prąd" (My Electricity) programme budget by additional PLN 100 million. [En línea] 2020. <https://www.gov.pl/web/climate/nfepwm-increases-moj-prad-my-electricity-programme-budget-by-additional-pln-100-million>.
- 87. Vattenfall.** *Fossil-free living within one generation. Annual and Sustainability Report 2021.* 2022. p. 184.
- 88. IVA - Real Academia Sueca de Ingeniería.** *Sweden's Future Electrical Grid. A project report.* p. 11.
- 89. Energimarknadsinspektionen.** *The Swedish Electricity and Natural Gas Market 2019.* 2020. págs. 38 - 50.
- 90. Uniper.** *Annual Report 2021. Financial Results.* 2022. pp. 251 - 252.
- 91. Knolle, K., Kauranen, A.** Germany takes over Uniper, raising rescue bill to \$29 bln. *Reuters.* 21 de septiembre de 2022.
- 92. Agencia Internacional de la Energía.** *Electric car sales took off across major car markets in 2021.*
- 93. Svenska Kraftnät.** Operations and Electricity Markets. [En línea] 2022. <https://www.svk.se/en/national-grid/operations-and-electricity-markets/>.
- 94. European Commission.** *Recommendation for a Council Recommendation on the 2022 National Reform Programme of Sweden and delivering a Council opinion on the 2022 Convergence Programme of Sweden.* 2022.
- 95. Globaldata.** *Netherlands Power Market Size and Trends by Installed Capacity, Generation, Transmission, Distribution, and Technology, Regulations, Key Players and Forecast, 2021 - 2030.* 2022.
- 96. RWE.** *Focus on growth. Annual report 2021.* 2022. pp. 49 - 51.
- 97. ENGIE.** *FY Results 2021. Analyst Pack VDEF.* 2022.
- 98. Energievergelijk.** Netbeheerders Nederland (stroom en gas). *Overzichtskaart.* [Online] <https://www.energievergelijk.nl/onderwerpen/netbeheerders>.
- 99. NUON.** *N.V. Nuon Energy Annual Report 2017. Fossil free within one generation.* 2018.

100. **Energievergelik.** Energy suppliers in The Netherlands. [En línea] 2022. <https://www.energievergelijk.nl/english/energy-suppliers>.
101. **Bellini, E.** The Netherlands' Friesland and Gelderland regions reach maximum grid capacity. 21 de febrero de 2022.
102. **ENTSO-E.** *Regional Investment Plan. Northern Seas. TYNDP 2022. July 2022 - version for public consultation.* 2022. pág. 50.
103. **Offshore Engineer.** Grid Operator TenneT to invest 22B Euros in Netherlands. 6 de julio de 2022.
104. **BarentsKrans.** Unbundling Act for energy companies doesn't violate EU law.
105. **European Commission.** *Recommendation for a Council Recommendation on the economic policies of the Netherlands and delivering a Council opinion on the 2022 Stability Programme of the Netherlands.* 2022.
106. **Energy Poverty Observatory.** Indicators & Data. *Household electricity prices.* [Online]  
<https://indicator.energypoverty.eu/indicator?primaryId=1467&type=map&from=2017&to=2018&countries=EU,DE,ES,FR,IT,NL,PL,PT,SE&disaggregation=none>.
107. **Eurostat.** Eurostat Data Browser. *GDP and main components (output, expenditure and income): Current prices, million euro, Gross domestic product at market prices (NAMA\_10\_GDP).* [Online]  
[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA\\_10\\_GDP\\_\\_custom\\_3230587/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA_10_GDP__custom_3230587/default/table?lang=en).

