Universidad Zaragoza
1542

Trabajo Fin de Grado

Estudio comparativo del mercado eléctrico español y del mercado eléctrico italiano
Comparative study of the Spanish electricity market and the Italian electricity market

Autor

Álvaro Lión García

Director

Antonio Montañés Espinosa

Grado en Ingeniería Eléctrica / Escuela de Ingeniería y Arquitectura
2019

ÍNDICE

Índice de figuras

Índice de tablas

Estudio comparativo del mercado eléctrico español y del mercado eléctrico italiano

Comparative study of the Spanish electricity market and the Italian electricity market

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado se divide en tres bloques. En el primero se explica en detalle la estructura y el funcionamiento de los mercados eléctricos de España y de Italia, comparando las cifras de las principales compañías que producen y comercializan electricidad y comparando también las principales cifras de los dos Operadores del Sistema, REE en España y Terna S.p.A. en Italia. Se explica el método de cálculo del kWh para cada uno de los mercados y cómo se tiene controlada a diario esta variación del precio. En el segundo bloque se explican las facturas de la luz de ambos países, entrando en detalle en los tipos de pagos e impuestos con los que pagamos el transporte y la distribución de la luz. Se hace un análisis del precio que se paga por estas partidas y su comparación con el precio que se paga por el consumo realizado. Por último, se presenta un tercer bloque en el que se pone sobre la mesa la situación de las energías renovables, el uso que ambos países le están dando a las mismas y el contexto europeo en el que nos encontramos, se explican los objetivos que la Unión Europea puso para 2020 y la mirada al futuro con los objetivos previstos para 2030 para intentar convivir con el cambio climático de la manera menos perjudicial posible. En este último bloque se expone un tema de actualidad a nivel europeo, el uso de dos horarios durante el año y su posible desaparición en 2021, se pone en duda que sea una medida adecuada de ahorro de energía y se explican las posibles soluciones, tanto para España como para Italia, de cara a su posible abolición a nivel europeo.

Zaragoza, JULIO 2019

Fdo: ALVARO LION GARCIA

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Vivimos en un mundo globalizado en el que cada vez tenemos más información, datos, estadísticas, objetivos de los países a nivel nacional, a nivel europeo, noticias, webs, links... pero realmente, ¿Entendemos el mundo que nos rodea?, ¿Sabemos por qué pagamos un precio y no otro y por qué varía de un mes a otro la factura de la luz?, ¿Conocemos la organización del mercado eléctrico?, ¿Sabemos si estamos usando o no las EERR?. El por qué de la realización de este Trabajo de Fin de Grado es la respuesta a una serie de preguntas que nos tenemos que hacer como sociedad, para entender cómo funcionamos hoy y cómo podemos funcionar mañana.

La motivación por realizar un estudio comparativo entre España e Italia se basa en mi situación actual como residente en Italia y en la dificultad que tiene la población en entender cómo funciona la factura de la luz, el mercado eléctrico y las empresas que lo gestionan. Además, se tratan temas de actualidad como la subida de la factura de la luz, debido a la recesión económica, el uso de energías renovables y el uso de dos horarios, puesto en duda recientemente por la Unión Europea.

1.2. NORMATIVA

España: Ley 40/1994, Ley 54/1997, Ley 53/2002, Ley 24/2005, Ley 17/2007, Ley 24/2013

Italia: Ley n. 1643, Ley n. 393/75, Ley n. 308/82, Ley n. 9/91, Ley n. 79/99, Ley n. 481/95

Unión Europea: Directiva 2009/28/CE

1.3. OBJETIVOS

Los dos objetivos de este estudio comparativo son el cálculo del precio real de la producción, transporte y distribución de energía y su comparación con el precio real del kilovatio consumido, y el análisis de los efectos que producen los cambios en los mercados eléctricos sobre la factura de la luz. Es decir, cuánto cuesta producir, transportar y distribuir la energía al cliente final, quién lo gestiona y cómo y en qué momento de la factura de la luz pagamos, como usuarios finales, por estos servicios. Además se realiza un estudio del uso que están haciendo ambos países de las energías renovables y su situación respecto al resto de los países de la Unión Europea,

entendiendo qué objetivos se han propuesto para 2020 y si los estamos cumpliendo o no y qué visión de futuro se tiene sobre la utilización de energías provenientes de fuentes renovables. Por último, para concluir con el trabajo, se plantea la puesta en duda del ahorro de energía con el uso de dos horarios (verano e invierno) y la puesta en duda también del uso de los mismos por parte de la población europea y de la Comisión de la UE, dejando abierto el tema a debate, ya que no está claro qué horario adaptará cada país a partir de 2021.

1.4. ALCANCE

El alcance que le quiero dar a este trabajo es descriptivo, poniendo sobre la mesa los datos y la situación, de manera informativa, que define el estado actual de los mercados eléctricos de dos países que han sido y serán potencias económicas europeas pero que hoy en día están inmersos en una crisis económica y política que hace, aun si cabe, más complicada la gestión a nivel institucional del mercado, un mercado que depende de otros factores, ajenos a él, pero que al final repercuten de manera directa en el cálculo diario del precio de la luz y por supuesto en el precio final de la factura que le llega al cliente (subidas de impuestos, impuesto de electricidad, impuestos de EERR...). Con los datos que se extraen de las cuentas oficiales de las grandes empresas que gestionan los mercados de ambos países se trata de explicar de manera descriptiva el precio de la luz, el precio que pagamos por el transporte de la misma y el uso de las energías renovables que se hace hoy en día y sus previsiones a corto plazo. Somos dos países con una capacidad muy grande para generar energía con fuentes renovables, tenemos muchas horas de sol y mucho viento, por ejemplo, pero no se le da la importancia o no se dedica suficiente esfuerzo para producir toda esta energía debido a la fuerza que tienen los países para seguir utilizando energías no renovables por delante de las energías verdes debido a intereses políticos.

1.5. METODOLOGÍA

Partiendo del estudio previo de la evolución histórica del sector eléctrico español e italiano, marcando como punto de referencia el momento en el cual se produjo la liberalización del sector y por tanto se empezó a hablar de mercado, demanda, oferta y generación de energía, se trata de explicar cómo funcionan ambos mercados y se explican las similitudes y diferencias entre los mismos, mediante tablas y gráficos extraídos de los entes públicos y privados que gestionan y controlan el sector. Se ha realizado una recopilación de información de entes públicos y privados, de las páginas oficiales de las grandes empresas de ambos países y de artículos periodísticos a partir de los cuales, creando tablas y gráficos en Excel se expone la situación actual de ambos mercados y se obtienen conclusiones concretas.

2. EL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

2.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

La primera referencia de la aplicación práctica de la electricidad en España data del año 1852, cuando el farmacéutico Domenech consiguió iluminar su botica en Barcelona. En Madrid, ese mismo año, se hicieron pruebas de iluminación en la plaza de la Armería y en el Congreso de los Diputados utilizando una pila galvánica. En 1873 se importó una dinamo para la Escuela de Ingenieros Industriales de Barcelona y en 1875 se utilizó una máquina instalada en una fragata, accionada por su máquina de vapor, situada a tres kilómetros de la costa para iluminar las Ramblas de Barcelona. A partir del año siguiente comienza la electrificación industrial en España, siendo La Maquinista Terrestre y Marítima la primera empresa que subscribió un contrato de suministro eléctrico, constituyendo así la Sociedad Española de Electricidad, creada por José Dalmau e hijo, que figura en los anales como la primera empresa eléctrica española. Este desarrollo hizo que se tuviera que normalizar y regular el uso de las instalaciones eléctricas, dando lugar en 1885 a la publicación del primer decreto que las ordenaba. El principal problema en esta época era que la electricidad era generada en corriente continua y no era posible su transporte a larga distancia y como consecuencia, el emplazamiento de las centrales construidas en el siglo XIX estuvo fuertemente condicionado por la proximidad de un centro de consumo.

En 1901 se publicó la primera estadística oficial según la cual existían en España 859 centrales eléctricas que sumaban 127.940 HP, el 61% de esta potencia era de origen térmico y el 39% restante utilizaba la energía hidráulica como fuerza motriz. Con la aparición de la corriente alterna cambió el panorama y se abrió la posibilidad de transportar electricidad a gran distancia y de llevar a cabo un desarrollo a gran escala de las centrales hidroeléctricas. La política hidráulica española comenzó a plantearse como objetivo el aprovechamiento integral de las cuencas hidrográficas, siendo la Confederación Sindical del Ebro la primera, llegando a alcanzar a finales de los años veinte 1.154 MW de potencia instalada, siendo el 81% de la producción de origen hidroeléctrico en 1929. En los años siguientes se produjo un aumento moderado del consumo eléctrico, teniendo en cuenta el bajo grado de electrificación existente (5% anual), alcanzando los 1.491 MW de potencia instalada a principios de 1936, existiendo un cierto exceso de capacidad de producción que se convirtió en un importante déficit durante los años de Guerra Civil (1936-1939) ya que se produjo un estancamiento de la capacidad de producción debido a la destrucción de instalaciones. A este déficit también contribuyó el aumento de la demanda, de hasta el 27% anual.

Hasta entonces, la gestión del sector eléctrico había estado en manos de empresas eléctricas privadas pero en los años 40 se crean las primeras empresas de carácter público (Empresa Nacional de Electricidad, Endesa, en 1944, y Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, ENHER, en 1949), lo cual da un impulso al

desarrollo eléctrico y se crea en 1944 la empresa Unidad Eléctrica S.A. (UNESA), integrada por las 17 principales compañías del sector, que fue la encargada de realizar las interconexiones de los distintos sistemas eléctricos regionales y de éstos con las centrales eléctricas que fueran necesarias para completar la red primaria de transporte, desde donde se dirigía la explotación conjunta del Sistema Eléctrico Nacional, decidiendo qué centrales tenían que funcionar en cada momento y qué intercambios de electricidad entre zonas eran necesarios para abastecer a todo el país.

El 1 de enero de 1953 se aplicaron las Tarifas Tope Unificadas que incentivaron el ritmo de construcción de nuevas centrales reduciendo así el déficit de capacidad de producción y las restricciones eléctricas llegando a desaparecer en 1958. En la década de los 60, con el Plan de Estabilización de 1959, la aparición del turismo, la apertura al exterior, etc. se consolidó el crecimiento de la economía española y por ende un aumento de la demanda eléctrica y de la potencia instalada, pasando de 6.567 MW a finales de 1960 a 17.924 a finales de 1970. La producción eléctrica se triplicó, alcanzando a finales de 1970 los 56.500 GWh.

En 1980 se promulgó la Ley de Conservación de la Energía, todavía vigente, que tenía como fines reducir la dependencia del petróleo, fomentar el ahorro de energía y promover las fuentes de energías renovables. Entraron en servicio en estos años las centrales de carbón nacional de 350 MW y entre 1980 y 1986 entraron en servicio cinco grupos nucleares con una potencia inicial de más de 4.500 MW. Esta época se caracterizó por las inversiones que tuvo que llevar a cabo el Sector Eléctrico, en un contexto de crisis económica con una elevada inflación, altos tipos de interés y bajo crecimiento de la demanda, incluso tuvo que acudir a los mercados internacionales en busca de financiación. En 1985 se empieza a estabilizar la situación económico-financiera de las empresas del sector, pero es en 1988 cuando se obtiene el mayor logro mediante la aplicación de un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas que permitía disminuir el desequilibrio financiero, conocido como Marco Legal y Estable y cuyas bases eran una metodología de amortización y retribución de las inversiones, una retribución de los costes de producción y distribución, un sistema de compensaciones entre los agentes y una corrección por desviaciones al finalizar el año. Esta estabilidad se confirmó con la integración real en la UE que permitió a las empresas sanear su estructura financiera y acometer su expansión en otros sectores y países.

En 1996 el Consejo de la Unión Europea aprobó la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, que contiene unos objetivos claros y unos criterios mínimos de liberalización e introducción de la competencia en el sistema eléctrico. El 1 de enero de 1998, fruto de los acuerdos entre el sector eléctrico y la administración energética durante 1996 y 1997, entró en vigor la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que introdujo los cambios normativos más importantes de la historia del sector en España.

2.1.1. LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO (1997)

En 1997, durante el primer Gobierno de José María Aznar, entró en vigor la Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico. Esta Ley englobaba las nuevas normas que regularían las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de la electricidad, definiendo así un nuevo marco donde se distinguía entre las actividades reguladas como el transporte, la distribución, la gestión económica y la gestión técnica del sistema, y las actividades que se realizan en régimen de competencia como la generación, la comercialización y los intercambios internacionales.

La liberalización de las actividades de generación y comercialización fomentó la creación de nuevas empresas y la introducción de grupos extranjeros. En cuanto al transporte y la distribución, se consideran actividades con carácter de monopolio natural manteniéndose como actividades reguladas cuya liberalización se consigue mediante el acceso a terceros de la red con pago de unas tarifas de acceso en función de la potencia, la energía y la tensión de suministro. Los intercambios de energía con otros países de la UE o con terceros países están sometidos a autorización administrativa del Ministerio de Economía. Las importaciones las pueden realizar tanto los productores como los distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados, sin embargo las exportaciones las pueden realizar los productores y comercializadores nacionales. Por otro lado, el Operador del Mercado está capacitado para realizar intercambios a corto plazo garantizando la calidad y seguridad del suministro.

En relación con la retribución económica de las actividades eléctricas, se lleva a cabo con cargo a los ingresos por tarifas y precios establecidos libremente, además se retribuyen los costes permanentes del sistema, es decir los costes del Operador del Mercado, los del Operador del Sistema, los derivados de actividades insulares y extra peninsulares, los de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional y los costes de transición a la competencia. La Ley prevé que los consumidores se han de hacer cargo de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento para promover el desarrollo de la generación mediante cogeneración, residuos y energías renovables, los costes asociados a la moratoria nuclear y los costes del stock estratégico del combustible nuclear.

Por último, se crearon dos figuras; la del Operador del Mercado cuya misión es la gestión económica del mercado, supervisado por el Comité de Agentes del Mercado que supervisa la casación y la liquidación, conoce las incidencias que hayan tenido lugar y propone las reglas de funcionamiento del mercado y la del Operador del Sistema cuya misión es la gestión técnica del mercado, siendo el responsable de garantizar la continuidad, la calidad y la seguridad del suministro y el encargado de la coordinación del sistema de producción y del sistema de transporte y su planificación.

Esta Ley sufrió varias modificaciones (Ley 53/2002, Ley 24/2005, Ley 17/2007) hasta que fue derogada con la Ley 24/2013, normativa vigente del Sector Eléctrico.

2.2. ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO

El suministro de energía eléctrica se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución a cambio de una contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles. Como hemos visto, las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica quedaron clasificadas en dos bloques, con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, las actividades reguladas (transporte y distribución) y las actividades no reguladas o parcialmente liberalizadas (generación y comercialización).

La generación consiste en la producción de energía eléctrica, en su mayor parte es una actividad no regulada pese a tener barreras de entrada para algunas tecnologías de generación como la nuclear o la gran hidráulica.

El transporte consiste en la transmisión de energía eléctrica por red con el fin de ser suministrada a los distintos sujetos y para la realización de intercambios internacionales. La red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario (instalaciones de tensión de mayor o igual a 380 kV) y la red de transporte secundario (hasta 220 kV). En España el propietario de la red de transporte es Red Eléctrica de España (REE). Es una actividad regulada.

La distribución consiste en la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte o desde otras redes de distribución hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores. Es una actividad regulada.

La comercialización es la actividad desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte y distribución tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente. Es una actividad no regulada.

Para que el sistema funcione correctamente debe de haber un gestor técnico encargado de la operación del mismo en tiempo real, conocido como Operador del Sistema, que es Red Eléctrica de España (REE). Esta gestión es una actividad regulada y constituye un monopolio natural ya que se debe generar la misma cantidad de energía de la que se consume debido a la dificultad de almacenarla. La gestión económica la lleva a cabo el Operador del Mercado (OMIE), que gestiona el mercado mayorista de la electricidad, donde los agentes compradores y vendedores contratan las cantidades que necesitan a precios públicos y transparentes.

Cada una de estas actividades deben ser independientes, es decir, deben realizarse mediante empresas diferentes para evitar posiciones dominantes en el mercado con alta concentración de todas las actividades en oligopolios, de forma que el mercado no pueda ser controlado y manipulado, aunque en la práctica muchas de ellas se integran luego en un mismo holding.

2.2.1. LOS AGENTES DEL MERCADO

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado de producción como vendedores y compradores de energía eléctrica, pueden actuar como agentes del mercado los productores, comercializadores de último recurso y comercializadores de electricidad así como los consumidores directos de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países externos al Mercado Ibérico, que tengan la habilitación de comercializadores. Los productores y los consumidores directos pueden acudir al mercado como agentes del mismo o celebrar contratos bilaterales físicos (Figura 1).

Se considera productor de energía a toda aquella persona física o jurídica que tiene la función de generar energía eléctrica, así como construir, operar y mantener las centrales de producción. Según la Ley 54/1997, los productores de Régimen Especial son aquellos cuyas instalaciones tengan menos de 50 MW de potencia instalada y se utilice como energía primaria alguna energía renovable no consumible, biomasa, residuos no renovables o cogeneración, el resto de productores como el gas, el carbón, nuclear, etc. se consideran de Régimen Ordinario. En España las cinco grandes empresas o agentes que producen energía, agrupando alrededor del 90% de las ventas a clientes finales y el 60% de las ventas del mercado mayorista son: Endesa, Iberdrola, Naturgy (antigua Gas Natural Fenosa), EDP España y Viesgo que juntas forman la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelec), antigua UNESA, bajo este nombre desde septiembre de 2018. Las empresas socias de aelec representan una aportación directa del 0.8% al PIB nacional; generan más de 180.000 empleos de forma directa, indirecta e inducida; y dan servicio a 28 millones de puntos de suministro. Además, su contribución tributaria es de aproximadamente 3.700 millones de euros anuales.

Figura 1. Estructura del mercado eléctrico español. (Fuente: energíaysociedad.es)

2.2.2. EL MERCADO MAYORISTA

El mercado mayorista de electricidad en España se organiza en una secuencia de mercados donde los agentes de mercado compran y venden energía eléctrica. Los productos negociados varían desde ventas de energía con entrega durante todas las horas de un trimestre hasta transacciones con entrega a una hora específica cerradas con pocas horas de antelación. Estos mercados pueden ser bilaterales, donde las partes negocian directamente entre ellas, o mercados organizados donde las partes negocian a través de una sociedad. Dentro de estos mercados destacan el Operador del Mercado Ibérico de Energía - polo español (OMIE), en el que se negocian productos de corto plazo para el día siguiente e incluso durante el mismo día de negociación y el Operador del Mercado Ibérico - polo portugués (OMIP), en el que se negocian productos más a largo plazo. Ambos mercados se encuentran integrados en el mismo mercado eléctrico mayorista llamado Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).

El mercado más importante de la secuencia mencionada es el mercado diario, o del día antes, también conocido como “pool”, este mercado está organizado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 54/1997 y en su versión actualizada (Ley 24/2013 del Sector Eléctrico) y sus reglas de funcionamiento se recogen en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción (Resolución de la Secretaría de Energía de 24/05/2006 - OMIE). Este mercado está gestionado por OMIE, entidad privada cuya principal función es llevar a cabo la gestión del mercado y garantizar que la contratación sea transparente. El mercado diario se celebra el día anterior al de la entrega de la energía y en él compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente, habiendo por tanto 24 productos intercambiables (uno por cada hora del día). Los vendedores (generadores) presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores) presentan ofertas de compra al OMIE para cada hora del día siguiente, con estas ofertas el OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente y del cruce de ambas curvas se obtiene el precio de mercado para cada hora del día siguiente y se identifican las ofertas “casadas”, es decir las ofertas de venta y compra se convierten en compromisos firmes de entrega de energía. Cada oferta debe consistir de una cantidad (MWh) y de un precio (€/MWh), teniendo en cuenta que existe un tope y tiene un valor de 180€/MWh, no pudiéndose realizar ofertas por encima de este valor. El mercado “casa” a un precio que garantiza que todas las ofertas de venta aceptadas tienen un precio igual o inferior al de casación, todas las ofertas de compra aceptadas tienen un precio igual o superior al de casación y la cantidad total aceptada de compra es igual a la cantidad total aceptada de venta. En este sistema todas las ventas o compras de energía se pagan, para cada hora, al precio de casación obtenido para cada hora, formando así un sistema “marginalista” en el que todos los generadores casados reciben un mismo precio.

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas al mercado, el OMIE las agrega y ordena por precio ascendente resultando así la curva de la oferta del mercado para cada hora (Figura 2).

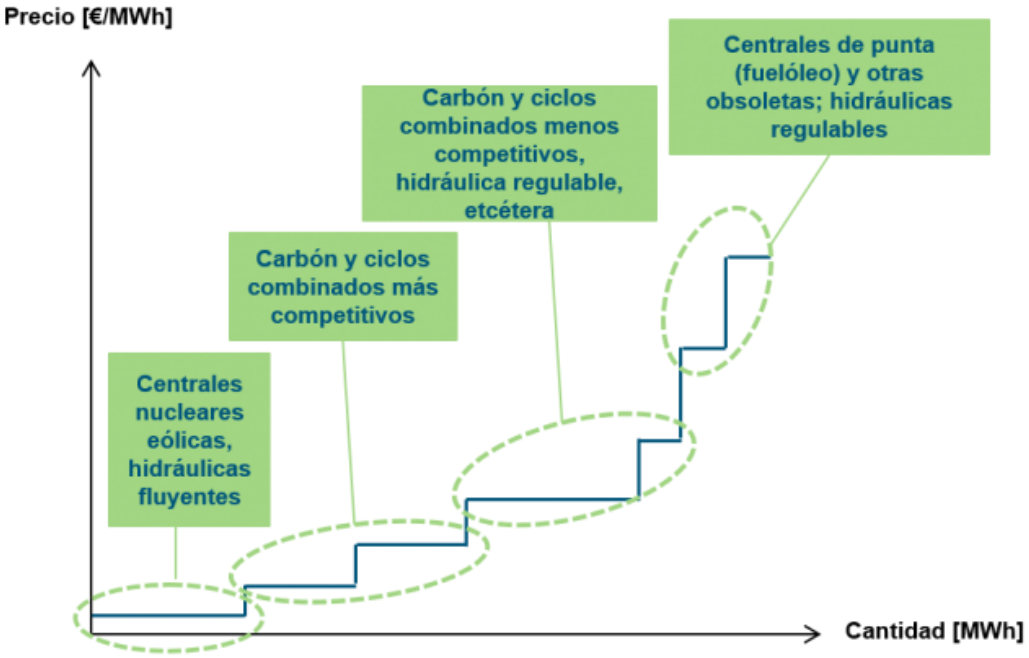


Figura 2. Curva de oferta (Fuente: energíaysociedad.es)

Esta curva refleja los tramos o escalones que corresponden a ofertas de centrales de la misma tecnología, es importante resaltar que las ofertas de los vendedores reflejan sus costes de oportunidad y no sus costes variables, por tanto las centrales hidráulicas fluyentes o nucleares, pese a tener altos costes fijos, aparecen en la parte baja de la curva ya que tienen un coste de oportunidad muy bajo. Las centrales hidráulicas regulables aparecen en la parte alta de la curva ya que su coste de oportunidad es muy alto. Por otro lado, las ofertas de los generadores del mercado diario deben cumplir los principios de la Ley de Defensa de la Competencia, siendo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el organismo encargado de velar por el cumplimiento de la misma.

Los consumidores finales se clasifican en función de la magnitud de su consumo y del fin último que le dan a la energía, distinguiendo entre grandes consumidores industriales (metalurgia, transporte ferroviario...), consumidores de tamaño medio (sector servicios) y pequeños consumidores conectados a la red de baja tensión como los domésticos y los pequeños negocios. La demanda de energía eléctrica de los distintos consumidores depende, a corto plazo, de si el día es laborable o festivo y de las condiciones ambientales y la participación en el mercado depende de la modalidad de suministro a la que estén acogidos ("Suministro de referencia" o "mercado liberalizado"). Bajo la modalidad de Suministro de referencia, actualmente sólo accesible a potencias contratadas iguales o menores de 10 kW, los consumidores participan directamente en el mercado a través del comercializador que hayan escogido, siendo éste el agente encargado de estimar la demanda de sus consumidores y realizar las ofertas de compra de energía que se precisen. Por otro lado, los consumidores del mercado liberalizado participan indirectamente en el mercado a través de su comercializador que les ofrece unos precios adaptados a sus preferencias (Figura 3).

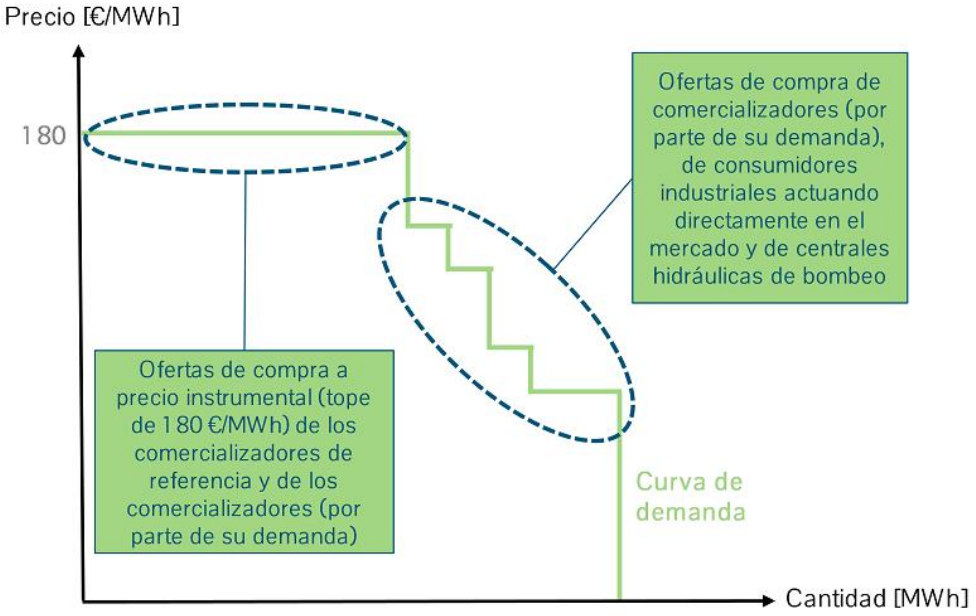


Figura 3. Curva de demanda (Fuente: energíaysociedad.es)

Como veíamos para la curva de la oferta, aquí también vemos cómo los determinados tipos de consumidores, comentados anteriormente, se agrupan en diferentes tramos. Los comercializadores de referencia suelen ofertar el máximo precio permitido de 180 €/MWh para asegurarse de que los consumidores tengan la energía que demandan, no quiere decir que pagarán ese precio ya que se paga el precio que resulte de la casación del mercado como hemos visto. Sin embargo, los consumidores que sólo están dispuestos a tomar energía si su precio es menor o igual a un cierto valor, como los consumidores industriales y generadores hidráulicos de bombeo que consumen electricidad en los períodos bajos, adaptan su consumo a los precios del mercado quedando representados en la zona con pendiente de la curva de la demanda.

El segundo mercado más importante de la secuencia es el mercado intradiario, en este mercado, que tiene una regulación similar al diario, se realizan seis sesiones durante cada día para ajustar los desvíos debidos a errores en la previsión de la demanda, que quedan reflejados en las ofertas de compra de energía por parte de las comercializadoras y los desvíos en la generación por incidencias u otros motivos. El resultado de estos mercados viene comunicado al Operador del Sistema (REE), que se encarga de resolver las posibles restricciones físicas de operación, como la falta de capacidad de transporte, modificando el despacho de ciertos grupos de generación, en la cantidad mínima necesaria y al menor coste posible. Para ello, el Operador del Sistema necesita tener una serie de reservas de generación que le permitan subir o bajar la producción en momentos de pérdidas repentinas de un grupo generador, por ejemplo. Estos recursos posteriores al cierre del mercado diario y los mercados intradiarios se conocen con el nombre de mecanismos de ajuste, los más importantes son: la gestión de las restricciones técnicas, que permite resolver las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte y distribución sobre la programación prevista para el día siguiente, así como las que surjan en tiempo real; la gestión de los servicios complementarios, distinguiendo entre la regulación primaria (que tiene como objetivo la

corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo, su horizonte temporal alcanza hasta los 30 segundos), la regulación secundaria (cuyo objetivo es el mantenimiento generación-consumo, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos entre España y Francia, su horizonte temporal se extiende desde los 30 segundos hasta los 15 minutos) y la regulación terciaria (que restituye la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, su horizonte temporal es de 15 minutos y se puede mantener hasta 2 horas); y la gestión de desvíos, que resuelve en tiempo real los desajuste entre la oferta y la demanda de electricidad.

2.2.3. EL MERCADO MINORISTA

El suministro de electricidad, como hemos visto, consiste en la entrega de energía a clientes finales a cambio de una contraprestación económica, esta actividad la llevan a cabo las empresas comercializadoras que adquieren la energía en el mercado de producción o mercado mayorista y la suministran a los clientes finales. Para ello, la empresa suministradora realiza una previsión de consumo del cliente y planifica la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación (mercado diario, mercados a plazo o contratación bilateral). Estas empresas hacen uso de las redes de transporte y distribución mediante la contratación y el pago de los peajes de acceso que fija previamente la Administración (Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital) y que se revisan anualmente. Como sociedades mercantiles, estas empresas deben cumplir una serie de requisitos como comunicar el inicio y el fin de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica, cumplir los requisitos de capacidad legal, técnica y económica... Además, tienen como obligaciones adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución, formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor y realizar las facturaciones a los mismos de acuerdo a las condiciones fijadas en estos contratos, procurar un uso racional de la energía, tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor (privacidad de datos y atención al cliente) e informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada (impacto ambiental).

Por su parte, las Comercializadoras de Referencia tienen la obligación de: suministrar a aquellos consumidores con derecho al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), antigua Tarifa de Último Recurso (TUR), es decir consumidores con una potencia contratada de hasta 10 kW y que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora; realizar ofertas a los consumidores con derecho al PVPC en las que el precio del suministro de energía eléctrica sea fijo para un periodo determinado y suministrar a aquellos consumidores que, sin tener derecho a los PVPC, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador.

3. EL MERCADO ELÉCTRICO EN ITALIA

3.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

La primera instalación eléctrica conocida en Europa, la segunda en el mundo por detrás de Pearl Street Station en Nueva York, fue una central eléctrica a carbón construida por la sociedad Edison en 1883 para iluminar el Teatro de La Scala en Milán. Este logro fue el punto de partida para la creación de instalaciones, no sólo para autoconsumo sino para la producción y venta de energía. Esta primera fase de desarrollo se caracterizó por la creación de empresas privadas para el abastecimiento de poblaciones y por la aparición de la demanda para transporte urbano e iluminación así como el nacimiento de las primeras industrias. En unos diez años surgieron numerosas empresas, creando una situación fragmentada con instalaciones individuales y autónomas. Fue un periodo largo, superó los dos grandes conflictos mundiales, sin ninguna innovación en la estructura del mercado, que estaba segmentado y no era capaz de satisfacer las necesidades de consumo, sobre todo debido a los problemas de las líneas eléctricas que no disponían de continuidad, dando así un servicio de baja calidad. Era, por tanto, necesaria una intervención legislativa que regulase la situación, hubo varias propuestas legislativas pero no fue hasta 1962 cuando se llegó a una resolución; tras un debate entre continuar con la vía privada o nacionalizar el sector, vence la segunda opción y se promulga la Ley n. 1643 del 6 diciembre 1962, Ley de Nacionalización. Con esta norma se instituyó "l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica" (Enel), en español: Ente Nacional para la Energía Eléctrica, al cual se encomendó la gestión de todas las actividades de producción, exportación e importación, transporte, transformación, distribución y venta de la energía eléctrica de cualquier fuente de producción dentro del territorio nacional. Además, esta Ley obligaba a todas las empresas existentes en el mercado a ceder su gestión a Enel, creando así una situación de monopolio estatal con el objetivo de asegurar, con unos gastos mínimos de gestión, la disponibilidad de energía eléctrica adecuada en cantidad y precio para las exigencias de un desarrollo económico equilibrado del país. Enel se concentró en completar la cobertura eléctrica nacional construyendo centrales de dimensiones mayores (hasta 640 MW), ahorrando así más del 20% entre 1969 y 1973. La sociedad tuvo problemas desde el principio, tanto económicos (no tenía fondos para financiarse) como técnicos (las fuentes de producción eran escasas). A principios de los 60 los productores de fuentes hidroeléctricas representaban el 65% de la producción pero debido al crecimiento de los consumos industriales, al cual se habían sumado también los domésticos, se llegó a la conclusión que era mejor construir instalaciones termoeléctricas.

Fue a principios de los 90 cuando la unificación de la electricidad en Italia se había terminado por completo y se habían alcanzado los objetivos de la Ley de Nacionalización, por tanto el monopolio había llegado a su fin y se planteaba un mercado abierto a la competencia como una solución más eficiente. Se empezaba a hablar de los conceptos de ecología, sostenibilidad ambiental, efecto invernadero y de

las fuentes de energía renovable como alternativa a los combustibles fósiles, más contaminantes. En 1975 para hacer frente a la cuestión de los residuos urbanos entra en vigor la Ley n. 393/75, que permitía a los ayuntamientos producir energía de la incineración de estos residuos. Con la Ley n. 308/82 se liberalizaba la producción de energía "limpia" para instalaciones con potencia inferior a 3 MW, este límite fue eliminado con la Ley n. 9/91 de 9 de enero de 1991. El final del monopolio de Enel llegó en 1992, cuando se transformó de un ente público a una sociedad por acciones (Enel S.p.a.). En estos años la Unión Europea trabajaba para estabilizar una norma común del mercado eléctrico, proceso que concluyó con la Directiva 96/95/CE, que proponía un mercado de libre competencia con "normas comunes para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica". En Italia el 16 de marzo de 1999 se formuló el Decreto Legislativo n. 79, conocido como Decreto Bersani (Ministro de Industria), decreto por el cual se producía la liberalización del mercado eléctrico italiano. Este decreto (D.L. n. 79/99) es comparable al homólogo español Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

3.1.1. LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO (1999)

Hasta 1999, en Italia había una situación de monopolio de estado con una única empresa integrada en la sociedad Enel (S.p.a.), que llegó a su fin con el Decreto Bersani (D.L. n. 79/99). Con este Decreto se produce la liberalización del mercado eléctrico, limitando el poder de Enel hasta el punto en el cual ningún operador pudiese importar o producir (antes del inicio del 2003) más del 50% de la energía total del mercado italiano, obligando a Enel a ceder una cuota de mercado de unos 15 GW.

A partir de este Decreto, las actividades de producción, importación, exportación, compra y venta de energía eléctrica son libres y por consiguiente los productores y vendedores aumentan su actividad y por ende aumenta la competencia en el mercado. Sin embargo, las actividades de transporte y distribución de energía quedan en manos del Estado y son gestionadas por "Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale" (GRTN), en español: Gestor de la Red de Transporte Nacional, comparable al homólogo Operador del Sistema (REE) español. También se crea la figura del comprador único como garante de la capacidad productiva del mercado, conocido como "Gestore del Mercato Elettrico" (GME), en español: Gestor del Mercado Eléctrico, comparable al homólogo Operador del Mercado (OMIE) español.

3.2. ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO

El mercado eléctrico italiano está gestionado por la sociedad Terna-Rete Elettrica Nazionale (S.p.A.), que gestiona el transporte de energía eléctrica, ocupándose por tanto de la gestión técnica y por el "Gestore dei Mercati Energetici" (GME), en español: Gestor de los Mercados Energéticos, que es el responsable de la gestión económica del mercado eléctrico. En Italia el mercado se divide en dos grandes mercados: "Mercato Elettrico a Pronti" (MPE), comparable con el mercado mayorista español y "Mercato elettrico a Termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro" (MTE), comparable con el mercado minorista español; y una plataforma para la entrega física de los contratos financieros conocida con el nombre de: "Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'Idex" (CDE). Dentro del MPE se diferencian cuatro mercados distintos, comparables al mercado diario y los mercados intradiarios españoles, mercados a corto y largo plazo, etc. El primero de ellos es el "Mercato del Giorno Prima" (MGP), en español: mercado del día de antes; el segundo es el "Mercato Infragiornaliero" (MI), en español: mercado intradiario; el tercero es el "Mercato dei prodotti giornalieri" (MPEG), en español: mercado de los productos diarios y el cuarto es el "Mercato per il Servizio di Dispacciamento" (MSD), en español: mercado para el servicio de distribución (Figura 4).

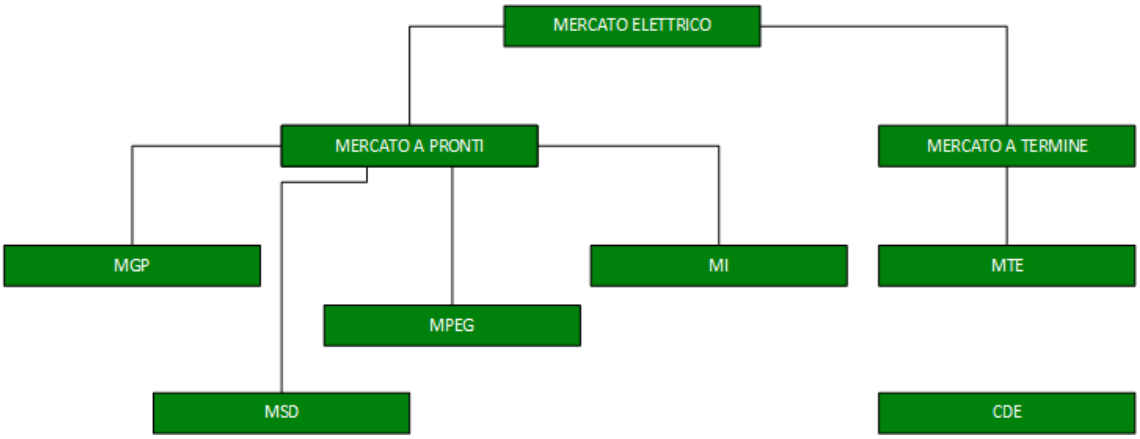


Figura 4. Estructura del mercado eléctrico italiano. (Fuente: GME)

3.2.1. MERCATO ELETTRICO A PRONTI (MPE)

El "Mercato elettrico a pronti" o mercado mayorista, también se llama "spot" o "cash" ya que la liquidación de los contratos de compraventa negociados cada día se lleva a cabo en un plazo muy breve (de pocos días), este plazo breve se debe a razones técnicas como el tiempo requerido para llevar a cabo el proceso de liquidación. El comprador debe disponer del dinero y el vendedor debe disponer de los elementos con los que negocia el mismo día en el que sucede el intercambio.

En el "Mercato del giorno prima" (MGP) se producen la mayor parte de las transacciones de compraventa de energía eléctrica. En este mercado se intercambian bloques de energía para el día siguiente, los operadores participan presentando ofertas en las cuales indican la cantidad y el precio máximo o mínimo al cual están dispuestos a comprar o vender, respectivamente. La sesión se abre a las 08:00 del noveno día anterior al día de entrega de la energía y se cierra a las 12:00 del día anterior al día de entrega. Las ofertas son aceptadas tras el cierre de la sesión del mercado, siendo por tanto un mercado de subasta y no de contratación única. Las ofertas de venta aceptadas se valoran según su precio de equilibrio (cruce de la curva de la oferta y de la curva de la demanda) de la zona a la que pertenezcan, pues el mercado italiano está dividido en 6 zonas: Norte, Centro-Norte, Centro-Sur, Sur, Sicilia y Cerdeña. Sin embargo, las ofertas de compra aceptadas se valoran mediante el Precio Único Nacional (PUN: "Prezzo Unico Nazionale"), calculado como la media horaria de los precios zonales ponderada con los consumos zonales.

El "Mercato Infragiornaliero" (MI) permite a los operadores aportar modificaciones a los programas definidos en el mercado MGP mediante nuevas ofertas de compra o venta. Este mercado se divide en siete sesiones, la primera se desarrolla al cierre del MGP (se abre a las 12:55 del día anterior al día de entrega y se cierra a las 15:00 del mismo día) y la última se abre a las 17:30 del día anterior al día de entrega y se cierra a las 11:30 del día de entrega. Las ofertas de compra y de venta son seleccionadas del mismo modo que en el MGP, la principal diferencia es que las ofertas de compra aceptadas se valoran con el precio zonal, no con el PUN como sucedía en el MGP.

El "Mercato dei prodotti giornalieri" (MPEG) es la sede para la negociación de los productos diarios con obligación de entrega de energía. En este mercado son admitidos automáticamente todos los operadores del mercado eléctrico y las negociaciones se desarrollan de manera continua durante unas sesiones que tienen lugar entre semana.

El "Mercato dei Servizi di Dispacciamento" (MSD) es el instrumento a través del cual Terna se aprovisiona de los recursos necesarios para la gestión y el control del sistema (resolución de las congestiones entre zonas, creación de la reserva de energía, balance en tiempo real...). Las ofertas aceptadas en este mercado se remuneran al precio presentado. Se distingue entre MSD ex-ante y Mercato del "Bilanciamento" (MB), que se desarrollan en varias sesiones. El MSD ex-ante tiene una sesión única que se abre a las 12:55 del día de antes de la entrega y se cierra a las 17:30 del día de de antes de la entrega. El MB, por su parte, tiene cinco sesiones en las que en la primera, se tienen en cuenta las ofertas válidas presentadas por los operadores en la sesión previa del MSD ex-ante y el resto de sesiones se abren a las 22.30 del día anterior al día de entrega y se cierran una hora y media antes de la primera hora en la que se puede negociar para cada sesión. En el MB, Terna acepta las oferta de compra y venta de energía con el objetivo de llevar a cabo la regulación secundaria y mantener el equilibrio en tiempo real.

3.2.2. MERCATO ELETTRICO A TERMINE (MTE)

El "Mercato Elettrico a Termine" o mercado de la energía es la sede para la negociación de los contratos a plazo de la energía con obligación de entrega y recogida. En este mercado son automáticamente admitidos todos los operadores del mercado eléctrico, las negociaciones se desarrollan de forma continua y los operadores participan presentando propuestas en las que indican el tipo y el periodo de entrega de los contratos, el número de contratos y el precio al cual están dispuestos a comprar o vender. Las sesiones tienen lugar de lunes a viernes de 09:00 a 17:00, a excepción del penúltimo día de mercado de cada mes, cuando el horario de cierre es a las 14:00.

3.2.3. LOS AGENTES DEL MERCADO

Los actores principales del sistema eléctrico italiano son tres: "Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico" (AEEGSI), ente independiente que se formó con Ley n. 481/95 del 14 de noviembre 1995 y que opera en el ámbito de la regulación del mercado libre de la energía eléctrica y el gas con la función de promocionar la competencia y la eficiencia del sector púbico, adecuar el nivel de calidad y fluidez del servicio en todo el territorio nacional y definir un sistema tarifario justo y transparente; "Gestore dei Mercati Energetici" (GME), sociedad por acciones cuya función es organizar y gestionar el mercado eléctrico y del gas según unos criterios de neutralidad, transparencia, objetividad y de competencia entre productores, asegurando una adecuada disponibilidad de la reserva de potencia; y por último, Terna S.p.A., sociedad responsable del transporte y distribución de energía eléctrica en alta tensión en todo el territorio nacional y de las actividades de programación, desarrollo y mantenimiento de la Red de Transporte Nacional (RTN).

4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE AMBOS MERCADOS

4.1. LAS CIFRAS DE LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS

Como hemos visto, la estructura de los mercados de España e Italia es similar, ambos tienen un Operador del Sistema y un Operador del Mercado y las actividades de transporte y distribución son reguladas por el Estado y las de generación y comercialización no están reguladas, siendo de libre participación en el mercado eléctrico (Tablas 1, 2 y 3).

	ESPAÑA	ITALIA
Operador del Sistema	REE	TERNA
Operador del Mercado	OMIE	GME

Tabla 1. Gestores técnico y económico de ambos países. (Elaboración propia)

	ESPAÑA	ITALIA
Generación	No regulada	No regulada
Transporte	Regulada	Regulada
Distribución	Regulada	Regulada
Comercialización	No regulada	No regulada

Tabla 2. Actividades de ambos países y su regulación. (Elaboración propia)

	ESPAÑA	ITALIA
Generación	Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP, Viesgo...	Enel, Endesa, EdiPower, EniPower, TirrenoPower...
Transporte	REE	TERNA
Distribución	Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP, Viesgo...	Enel Distribuzione, ACEA Distribuzione, Iren...
Comercialización	Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP, Viesgo...	Enel Energia, ACEA Trading, A2A, Iren, Eni...

Tabla 3. Principales compañías de ambos mercados. (Elaboración propia)

La red de transporte en alta tensión de ambos países es una actividad controlada y regulada por el Estado, en España por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en Italia por "l'Autorità per le Energia Elettrica e il Gas" (AEEG). En España es Red Eléctrica de España (REE) la encargada, como transportista única en régimen de exclusividad (Ley 17/2007), de la gestión de las infraestructuras eléctricas que componen la red de transporte y conectan las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumidores. Como gestor de la red, es responsable de su desarrollo, ampliación y mantenimiento de la misma. La red de transporte española está compuesta por más de 44.000 kilómetros de líneas de alta tensión, más de 5.500

posiciones de subestaciones y más de 88.000 MVA de capacidad de transformación (Tablas 4, 5 y 6).

Km de red	2014	2015	2016	2017	2018
400 kV	21.094	21.184	21.619	21.728	21.730
220 kV	19.192	19.386	19.479	19.507	19.619
150-132-110 kV	272	398	523	523	637
<110 kV	2.015	2.023	2.025	2.034	2.083
Total	42.572	42.989	43.646	43.793	44.069

Tabla 4. Red de transporte peninsular y no peninsular de REE. (Fuente: REE.es)

Nº subestaciones	2014	2015	2016	2017	2018
400 kV	1.394	1.441	1.458	1.484	1.506
220 kV	3.077	3.124	3.152	3.180	3.236
150-312-110 kV	52	84	84	110	130
<110 kV	769	789	797	827	878
Total	5.292	5.428	5.491	5.601	5.750

Tabla 5. Número de subestaciones peninsulares y no peninsulares de REE. (Fuente: REE.es)

Potencia (MVA)	2014	2015	2016	2017	2018
Total	83.939	84.544	85.444	86.254	88.846

Tabla 6. Capacidad de transformación peninsular y no peninsular de REE. (Fuente REE.es)

Por su parte, la red de transporte italiana está gestionada por Terna S.p.A., único operador del sistema de transporte como sucede en España. Sus funciones son similares a las de REE y además son los responsables de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda. La red italiana se extiende hasta los 72.900 km, dispone de 431 subestaciones y tiene una capacidad de producción de 117.100 MVA (Tabla 7).

	ESPAÑA	ITALIA
Km de red	44.069	72.900
Nº subestaciones	5.750	431
Potencia (MVA)	88.846	117.100

Tabla 7. Comparación de las dos redes de transporte. (Elaboración propia)

En España las principales empresas que producen, distribuyen y comercializan la electricidad son: Endesa, Iberdrola, Naturgy, Edp y Viesgo. Aquí vemos las principales de cifras de algunas de ellas (Figuras 5, 6 y 7).

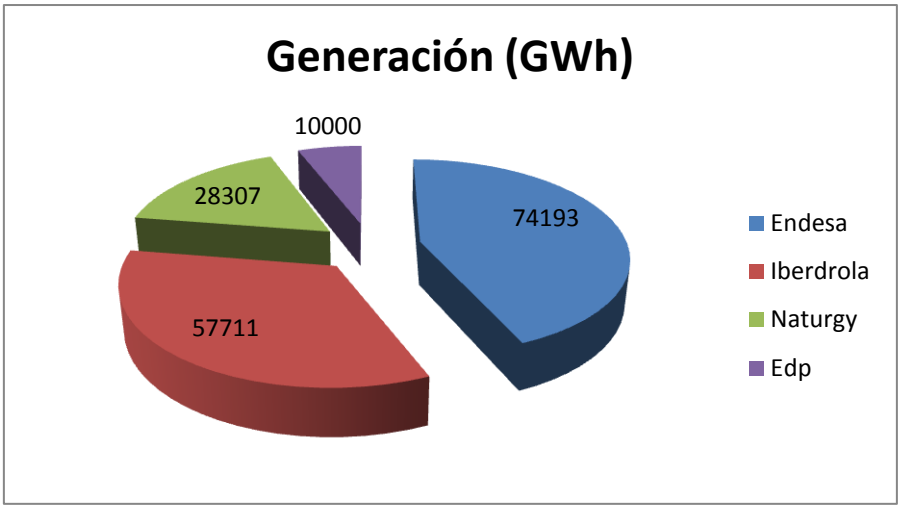


Figura 5. Generación de las principales compañías españolas. (Fuente: web oficiales de las compañías)

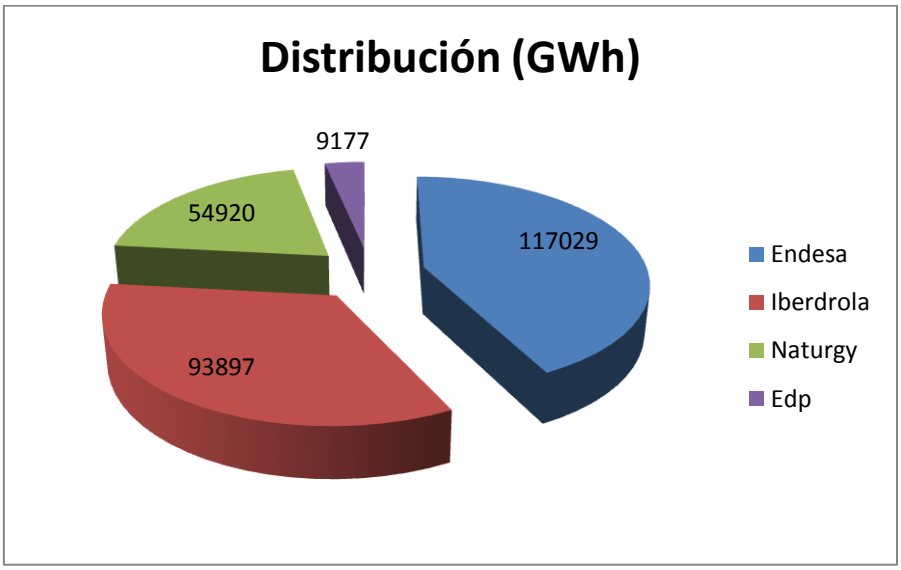


Figura 6. Distribución de las principales compañías españolas. (Fuente: web oficiales de las compañías)

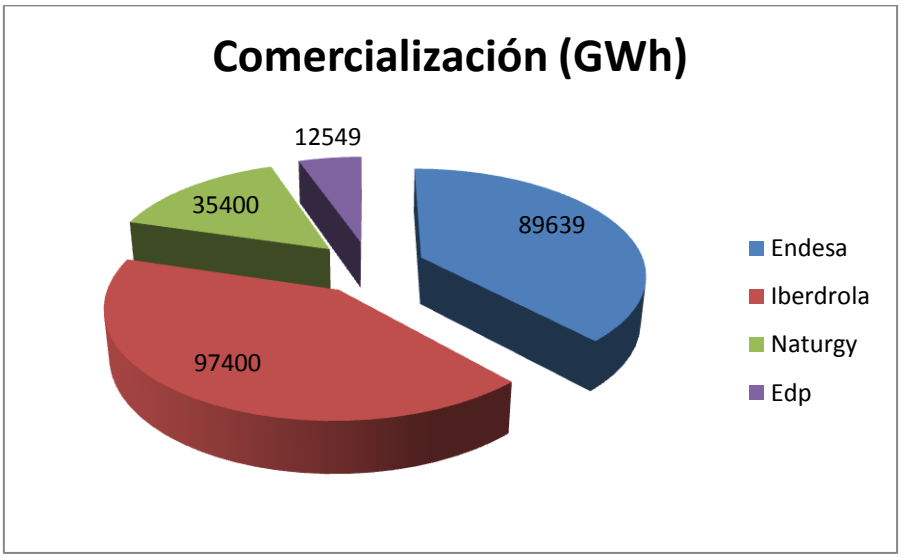


Figura 7. Comercialización de las principales compañías españolas. (Fuente: web oficiales de las compañías)

En Italia, las compañías productoras de energía y las encargadas de la distribución y comercialización de la misma son: Enel, Iren, Eni, Edison, A2A... Aquí vemos las principales cifras de algunas de ellas:

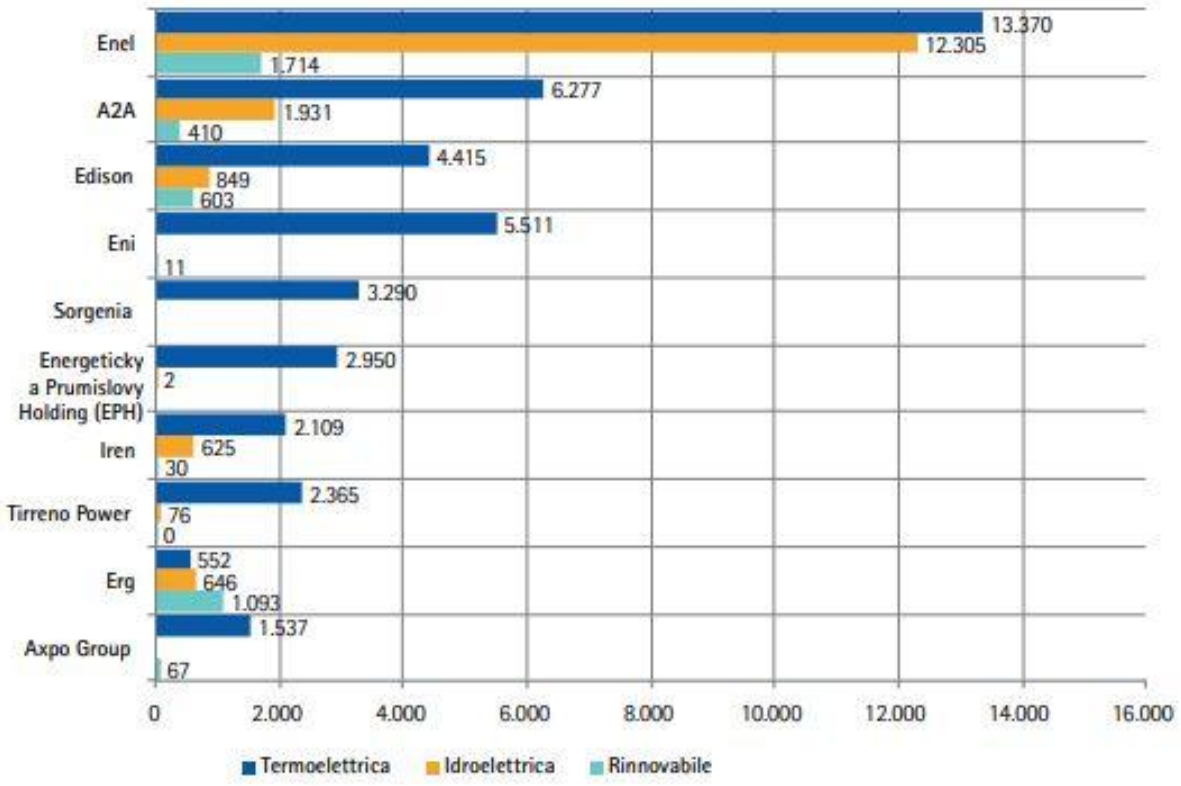


Figura 8. Potencia disponible en MW de las principales compañías italianas. (Fuente: arera.it)

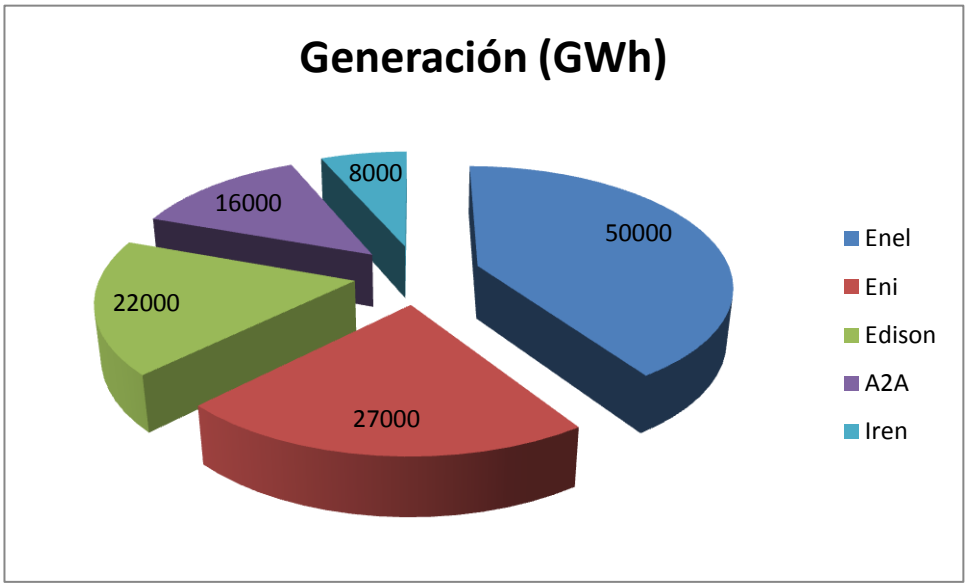


Figura 9. Generación de las principales compañías italianas. (Fuente: arera.it)

4.2. CÁLCULO DEL PRECIO REAL DEL KILOVATIO CONSUMIDO

En España, el coste del kWh ha sufrido una gran subida debido a la recesión económica desde el 2011. Hoy en día, las empresas de mercado libre aplican diferentes descuentos a la tarifa regulada, estableciendo planes de precios económicos con los que atraer clientes. El precio de la luz, como hemos visto, lo fija el Ministerio de Industria, que en 2014 modificó el modelo de fijación de precios retirando las subastas eléctricas como sistema para determinar el importe y permitiendo que fuera establecido a través del mercado mayorista. Todas estas modificaciones han producido un cambio en el sistema de facturación, pero también en las ofertas que están disponibles tanto en el mercado regulado como en el liberalizado. El PVPC tiene su precio reglamentado por el Gobierno y tiene dos opciones para cada consumidor doméstico dependiendo del contador que utilice: contador digital (al cliente se le facturará el precio de la luz por horas) o contador analógico (al cliente se le facturará el precio medio ponderado del consumo que ha hecho durante el período de facturación). La tarifa de luz de libre mercado, por su parte, permite determinar un precio trimestral para el consumidor, permitiendo conocer el coste de la energía antes de que llegue la factura de electricidad y no hace distinción por el tipo de contador que se tenga instalado. Por último, la tarifa fija anual establece un coste por el suministro eléctrico para todo el año, pero implica un contrato ligado a una permanencia con la comercializadora y está disponible para clientes con cualquier tipo de contador.

El precio del kWh varía cada día y es publicado por REE desde las 20:30 del día anterior, de esta manera se consigue que el usuario esté informado sobre el coste al que le van a tarificar la energía y así poder ahorrar lo máximo posible en la factura de la luz. Como vemos en la figura 11, el 25 de mayo de 2019 a las 09:00 el coste unitario de la energía para el mercado diario es de 40,91 €/MWh.

Figura 10. Programación en el mercado de producción para el mercado diario. (Fuente: REE.es)

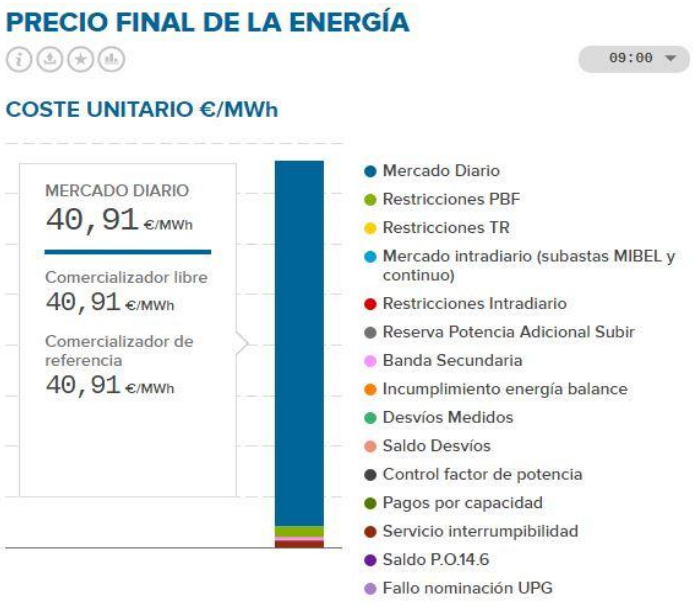


Figura 11. Precio final de la energía para el mercado diario. (Fuente: REE.es)

En Italia, es en el MGP (mercado del día de antes) donde se obtiene el precio del kilovatio en tiempo real. Estos datos vienen publicados por el Operador del Mercado (GME). Como ya vimos anteriormente, el precio de compra viene fijado y es único para todos los compradores (PUN), que viene calculado como la media horaria de los precios zonales ponderada con los consumos zonales El 26 de mayo de 2019 el precio era de 43,26 €/MWh como vemos en la figura 12. El precio de venta es distinto para cada una de las zonas en las que queda dividido el país (Figura 13).

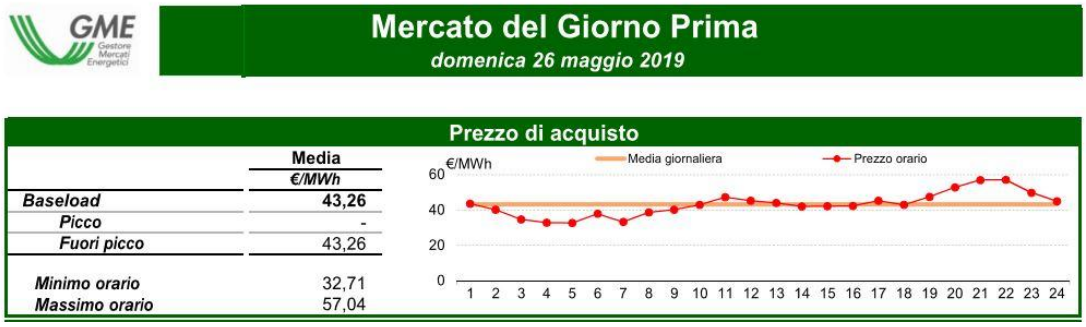


Figura 12. Precio de compra del MWh en Italia. (Fuente: GME)

Prezzo zonale di vendita	Nord €/MWh	Centro Nord €/MWh	Centro Sud €/MWh	Sud €/MWh	Sicilia €/MWh	Sardegna €/MWh
Baseload	44,82	45,21	45,21	45,21	17,81	45,21
Picco	-	-	-	-	-	-
Fuori picco	44,82	45,21	45,21	45,21	17,81	45,21
Minimo orario	34,80	34,80	34,80	34,80	0,00	34,80
Massimo orario	57,62	57,62	57,62	57,62	48,49	57,62
CCT	-1,55	-1,95	-1,95	-1,95	25,45	-1,95

Figura 13. Precio de venta del MWh en Italia. (Fuente: GME)

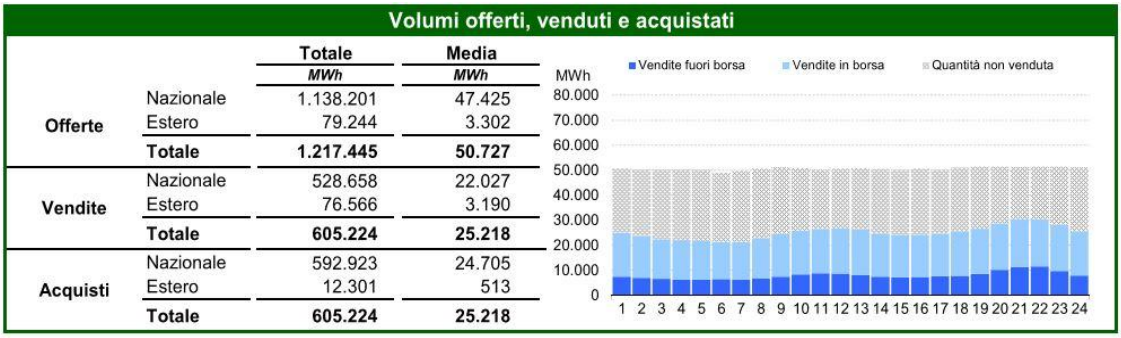


Figura 14. Volumen de ofertas, ventas y compras del MGP. (Fuente: GME)

Con los datos aquí presentados, vemos que el coste de compra de la energía es un 5,75% más caro en Italia que en España. Sin embargo el precio de venta, al depender de la zona en la que estemos, varía. Por ejemplo, en Sicilia es más barato que en España pero en el resto de Italia es más caro que en España.

4.2.1. PRECIO DEL kWh EN EL MERCADO LIBRE Y EN EL REGULADO

Las comercializadoras que operan en el Mercado Libre tienen la capacidad de decisión de fijar el precio del kWh y que éste no varíe dependiendo del día y la hora. Sin embargo, las Comercializadoras de Referencia (las que operan en el Mercado Regulado) fijan el precio del kWh que estipula el Gobierno.

	TOTAL	COMERCIALIZADOR LIBRE	COMERCIALIZADOR DE REFERENCIA
PRECIO MEDIO €/MWh	43,27	43,26	43,33
ENERGÍA MWh	26.312,8	23.701,4	2.611,4
CUOTA %		90,1	9,9

Figura 15. Comparativa del Mercado Libre y del Mercado Regulado. (Fuente: REE.es)

Como vemos en la figura 15, el Mercado Libre tiene el 90,1% de la cuota del mercado en producción de energía (MWh) pero el precio medio del MWh no varía prácticamente de uno a otro.

La principal ventaja del mercado libre es que se puede pactar el precio con la comercializadora y se pueden obtener descuentos pero tiene el inconveniente de que estos descuentos pueden tener una fecha de caducidad y el precio inicial es más elevado que en el mercado regulado. La gran ventaja del mercado regulado es la transparencia con la que se publica el precio de la energía pero tiene el inconveniente de que el consumidor no sabe cuánto pagará hasta que no le llegue la factura, a no ser que esté pendiente cada día de cómo va evolucionando el precio en el mercado.

	Mercado Regulado	Mercado Liberalizado
Ventajas	- El precio es revisado por el Gobierno - El coste de la energía se publica de manera transparente	- El precio de la luz está liberalizado - Se puede pactar el coste de la energía con la comercializadora - Cada oferta incluye unos descuentos que permiten abaratar la factura
Inconvenientes	- Se establece un precio para cada hora del día (sólo para consumidores con contador digital) - Se ofrece un Precio Medio Ponderado (PMP) que toma el período de facturación del cliente (sólo para usuarios con contador analógico) - El consumidor tiene que estar pendiente del precio a cada hora del día o desconoce el coste hasta que le llega la factura	- El precio de la luz puede ser más alto que el fijado en el mercado regulado - Los descuentos pueden tener una fecha de caducidad - El precio se revisa trimestralmente

Tabla 8. Ventajas e inconvenientes del mercado regulado y del mercado liberalizado. (Fuente: tarifaluzhora.es)

En Italia, el precio de la energía eléctrica depende del mercado, igual que en España, si se tiene un contrato con un operador del mercado regulado o con un operador del mercado liberalizado. Los operadores del mercado regulado venden al precio fijado por la Administración trimestralmente, por contra los operadores del mercado liberalizado pueden fijar el precio del kWh de manera autónoma. La posibilidad de acudir al mercado liberalizado para la compra de energía eléctrica se hizo efectiva en 2007, cuando el mercado de la energía se liberalizó por completo. Desde entonces han entrado gran cantidad de operadores nuevos que se disputan el mercado para ofrecer a los consumidores el mejor precio y el mejor servicio. El objetivo último de este mercado es acabar con el mercado regulado antes de julio de 2020.

En el mercado regulado, cada trimestre la Administración actualiza los precios de venta y todos los operadores deben ofrecer la energía eléctrica a esos precios. El consumidor en este mercado puede elegir entre varias tarifas ("tariffa monoraria" o "tariffa bioraira"), la segunda se basa en concentrar los consumos en la franja horaria de las 19:00 a las 08:00 de los días laborables, fines de semana y festivos para ahorrar energía, pero se ha visto que en el mercado regulado esta franja horaria no trae grandes ahorros, por tanto habría que acudir al mercado liberalizado para obtener resultados positivos.

En el mercado liberalizado los precios no vienen fijados por la Administración, estando sujetos a las variaciones debidas a los diferentes tipos de ofertas. Cada comercializadora propone precios (fijos o variables) y es el cliente el que decide con quien contrata.

4.3. CÁLCULO DEL PRECIO REAL DE LA PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

Para entender cómo pagamos y cuánto pagamos por la producción, el transporte y la distribución de la energía, tenemos que definir los costes regulados que se aplican y se pagan en la factura de la luz. Se entiende por Costes Regulados aquellos conceptos definidos y sujetos a la regulación que establece la Administración Pública. Se publican en diversos decretos, órdenes y leyes en el Boletín Oficial del Estado (BOE).

Los peajes de acceso o ATR (Acceso Terceros a la Red) recogen, tanto para PVPC como para el mercado libre, los costes regulados del sector eléctrico, que deben ser calculados para cubrir todos los costes del sistema excepto el de la energía y el de gestión del comercializador. La compañía distribuidora traslada el peaje a la compañía comercializadora, la cual es la encargada de facturar el peaje en última instancia al consumidor. Las tarifas de acceso son únicas en todo el territorio español y son fijadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Si la tarifa no cubre todos los costes que la componen, se produce un déficit de recaudación llamado déficit tarifario. El

déficit tarifario es la diferencia entre la recaudación por las tarifas reguladas y los costes asociados a dichas tarifas.

Los pagos por capacidad son unos pagos regulados a través de los cuales todos los consumidores de electricidad financiamos el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico. Es decir, entre todos pagamos este sobrecoste que se creó para "compensar" al conjunto de instalaciones que, siendo necesarias en su totalidad para garantizar las condiciones de calidad y garantía del suministro eléctrico nacional en momentos de máxima demanda de energía, no prestan servicio (no generan beneficio) en momentos de menor exigencia energética.

Otro coste regulado es la retribución a REE y OMIE por el servicio que proporcionan, es un importe de poca cuantía y es igual para todos los consumidores, sea cual sea la hora, el período y la tarifa de acceso.

El último coste regulado son las pérdidas de transporte y distribución. A medida que la electricidad viaja por las líneas de transporte y distribución, éstas pierden energía debido a la resistencia que ofrece el conductor eléctrico. Así, en la factura de todos los consumidores se incluye, ya sea directamente en kWh o a través del precio, un pequeño porcentaje de energía (kWh) destinado a cubrir estas pérdidas. Los valores que puede tomar dicho porcentaje están legislados y son publicados para cada día por REE.

En Italia, la producción, el transporte y la distribución de energía también vienen pagados de manera similar, con una serie de cargos en la factura final de la luz.

El primer pago que se carga se conoce con el nombre de "Spesa per la materia prima energia", que sería como incluir en un mismo pago los pagos por capacidad, que tenemos en España, y el precio de la energía. Dentro de estos gastos se incluye el precio de la energía (ya explicado anteriormente), que incluye las perdidas en la red de transporte y distribución para el mercado regulado pero no para el liberalizado; el precio de comercialización y venta y el precio de la distribución.

El segundo pago es la "Spese per il trasporto e la gestione", aquí se pagan las actividades de transporte de la energía por las redes nacionales y la distribución. Se paga una tarifa única para todo el territorio nacional, fijada anualmente por la Administración, teniendo en cuenta la inflación y los mercados, la podríamos comparar a los peajes españoles. Se diferencian tres cuotas: una fija (independiente al consumo, calculada como €/cliente/mes), una según la potencia contratada (€/kW/mes) y otra variable en relación a la cantidad transportada para satisfacer al cliente (€/kWh).

La tercera cuota se conoce con el nombre de "Spese per gli oneri di sistema", con este cobro se pagan las actividades de interés general que realiza el sector eléctrico como los incentivos para la producción de energía con fuentes renovables, financiación de investigación y desarrollo, desmantelamiento de centras electronucleares, promoción de la eficiencia energética...

4.3.1. ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS DE ACCESO

Las tarifas de acceso están compuestas por un término de facturación de potencia Tp (potencia contratada) y un término de facturación de energía Te (consumo realizado) y de un término por la facturación de los excesos de potencia y un término de recargo por el consumo de energía reactiva, respectivamente.

Para cada uno de los períodos tarifarios aplicables a las tarifas, se contratará una potencia, aplicable durante todo el año. El término de facturación de potencia será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada período tarifario por el término de potencia correspondiente:

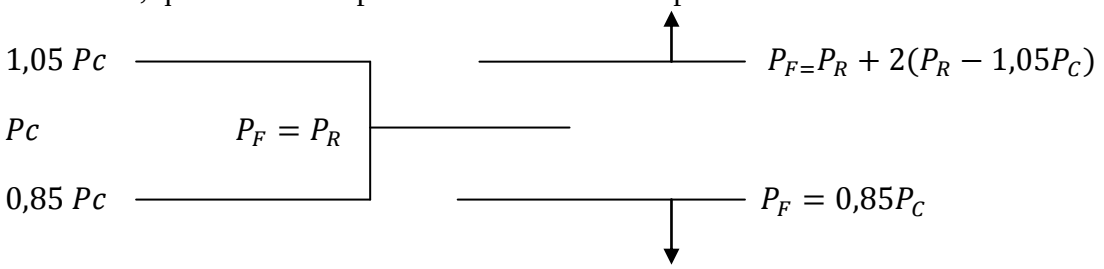
$$FP = \sum_{i=1}^{n} t_{pi} P_{fi}$$

Donde:

t_{pi}: precio anual del término de potencia del período tarifario i

P_{fi}: potencia a facturar en el período tarifario i, expresada en kW

La facturación de potencia de la tarifa de acceso 3.0TD, por ejemplo, se realiza para cada período de facturación y cada período tarifario, mediante las fórmulas de facturación de potencia con un maxímetro, que es un aparato de medida cuyo funcionamiento se basa en el desplazamiento de una aguja motriz que al cabo de quince minutos indica la potencia media. Esta aguja motriz desplaza a otra que es la aguja indicadora, que marca siempre el valor más alto del periodo de facturación.



P_C: potencia contratada

P_R: potencia registrada en el maxímetro

P_F: potencia facturada

En las tarifas de acceso de 6 periodos se factura directamente la potencia contratada en cada uno de los 6 periodos. Las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (Pn+1) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (Pn):

$$Pot_{P1} \leq Pot_{P2} \leq Pot_{P3} \leq Pot_{P4} \leq Pot_{P5} \leq Pot_{P6}$$

El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por el contador en cada período tarifario por el precio del término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{i=1}^{n} E_i t_{ei}$$

Donde:

E_i: energía consumida en el período tarifario i, expresada en kWh

t_{ei}: precio del término de energía del período tarifario i

El término de facturación de energía activa se facturará mensualmente, incluyendo la energía consumida en el mes correspondiente a cada período tarifario i. En la tarifa simple de baja tensión, la facturación podrá ser bimestral, e incluirá la energía consumida en el período de facturación correspondiente a cada período tarifario i.

Tarifas BT							
	Colectivo de aplicación	Tp [€/kW y año]	Te [€/kWh]				
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	
2.0 A	Pc ≤ 10kW	38,043426	0,043187	-	-	-	
2.0 DHA	Pc ≤ 10kW	38,043426	0,062012	0,002215	-	-	
2.0 DHS	Pc ≤ 10kW	38,043426	0,062012	0,002879	0,000886	-	
2.1 A	10kW< P≤15kW	44,444710	0,05736	-	-	-	
2.1 DHA	10kW< P ≤ 15kW	44,444710	0,074568	0,013192	-	-	
2.1 DHS	10kW< P ≤ 15kW	44,444710	0,074568	0,017809	0,006596	-	
	Colectivo de aplicación	Tp [€/kW año]			Te [€/kWh]		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0 A	Pc > 15kW	40,728885	24,437330	16,291555	0,018762	0,012575	0,004670
Tarifas AT							
	Colectivo de aplicación	Tp [€/kW año]			Te [€/kWh]		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1 A	1 kV < T ≤ 36kV	59,173468	36,490689	8,3677310	0,014335	0,012754	0,007805
	Colectivo de aplicación	Tp [€/kW año]					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	1 kV < T ≤ 30 kV	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1B	30 KV < T < 36 KV	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
6.2	36 kV < T ≤ 72 kV	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	72 kV < T ≤ 145 kV	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4	T > 145 kV	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	Conexiones internacionales	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
	Colectivo de aplicación	Te [€/kWh]					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	1 kV < T ≤ 36 kV	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,005283	0,002137
6.1B	30 KV < T < 36KV	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2	36 kV < T ≤ 72 kV	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72kV < T ≤ 145 kV	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	T > 145 kV	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	Conexiones internacionales	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

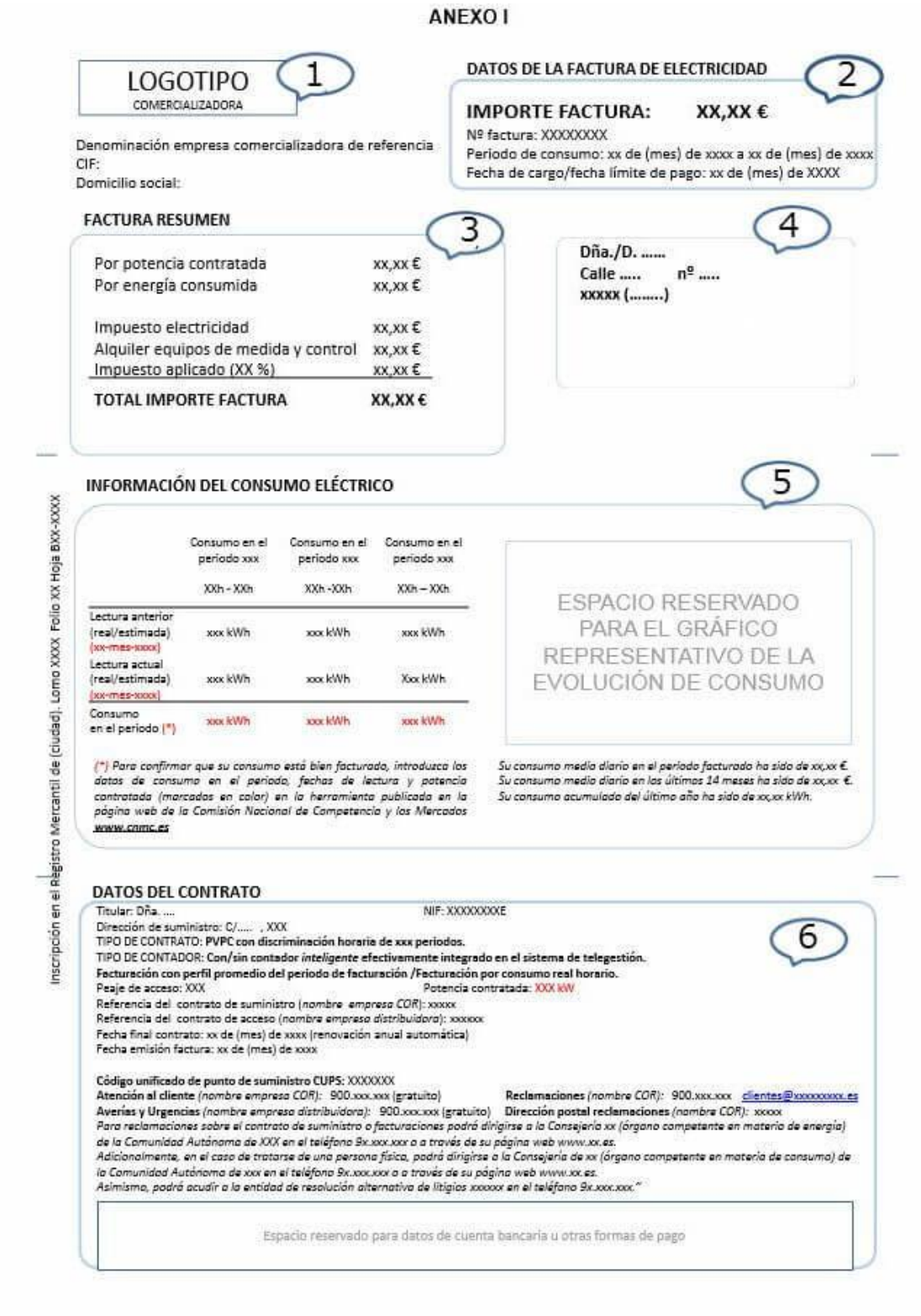
Tabla 9. Tarifas de acceso de BT y AT. (Fuente: energíaysociedad.es)

5. LA FACTURA DE LA LUZ EN ESPAÑA

La factura de la luz es el documento que recibe el cliente al final de cada periodo de facturación, en el que se detalla el consumo eléctrico realizado y el importe que hay que abonar por él. El pago de los recibos de luz habitualmente se hace por domiciliación bancaria, por lo que el envío de las facturas eléctricas permite conocer al consumidor cuánto va a pagar por el suministro antes de que se realice el cobro en su cuenta. La factura que un consumidor paga por su suministro de electricidad refleja tres componentes de costes: energía, acceso a redes y gestión del comercializador.

El coste de la energía viene calculado por REE, como hemos visto, en función de los mercados diarios e intradiarios para el PVPC o en función del momento de compra en el mercado libre, los peajes de acceso recogen, tanto para PVPC como para el mercado libre, los costes regulados del sector eléctrico y los costes de gestión del comercializador son fijos para el PVPC y determinables con el comercializador en el mercado libre. Por último, el IVA es igual en ambos mercados y es del 21% más un 5% de impuesto sobre la electricidad. El recibo de la luz consta de dos a tres páginas donde se detalla todo lo relacionado con el suministro de electricidad, así como los datos del titular y del contrato de luz. La estructura de la factura (Figuras 16 y 17) la podemos dividir en 8 zonas o espacios:

La primera, situada arriba a la izquierda, está reservada para el logotipo de la empresa comercializadora, su denominación, CIF, domicilio social... En la segunda zona, arriba a la derecha, encontramos los datos de la factura de electricidad: el período de facturación, el número de la factura y el importe total a pagar. En el tercer espacio, debajo del primero, vemos un resumen de la factura: total de kWh consumidos y su coste, potencia contratada y su coste, impuestos, etc. La cuarta zona, a la derecha de la anterior, está destinada para los datos del cliente y la dirección del suministro. En la quinta zona, debajo de lo expuesto anteriormente y ocupando el ancho de la hoja, se detalla la información del consumo eléctrico: las lecturas del período (datos y gráficos). La sexta zona, debajo de la anterior, queda reservada para los datos del contrato eléctrico: número del contrato, Código Universal del Punto de Suministro (CUPS) que es el número identificativo que proporcionan las distribuidoras para realizar cualquier trámite, la potencia contratada, la tarifa de acceso y el importe del peaje. En la segunda página tenemos la séptima zona, donde vemos con detalle el destino del importe de la factura: desglose del importe final que paga el cliente y a dónde va destinado. Por último, en el octavo espacio tenemos un detalle de la factura: un desglose del coste del consumo (kWh consumidos por precio del kWh) y un desglose del coste de la potencia (potencia contratada por días de facturación por precio de la potencia contratada). La última factura aprobada por el Ministerio de Industria incorpora una tercera página en la que se facilita información de interés para el consumidor como por ejemplo el origen de la energía que se consume y el impacto medioambiental que genera la electricidad que consumimos.



ANEXO I

LOGOTIPO
COMERCIALIZADORA

1

Denominación empresa comercializadora de referencia
CIF:
Domicilio social:

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD

2

IMPORTE FACTURA: XX,XX €
Nº factura: XXXXXXXX
Periodo de consumo: xx de (mes) de xxxx a xx de (mes) de xxxx
Fecha de cargo/fecha límite de pago: xx de (mes) de XXXX

FACTURA RESUMEN

3

Por potencia contratada	xx,xx €
Por energía consumida	xx,xx €
Impuesto electricidad	xx,xx €
Alquiler equipos de medida y control	xx,xx €
Impuesto aplicado (XX %)	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA	**XX,XX €**

4

Dña./D. .....
Calle ..... nº .....
xxxxx (.....)

INFORMACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO

5

	Consumo en el periodo xxx XXh - XXh	Consumo en el periodo xxx XXh -XXh	Consumo en el periodo xxx XXh – XXh
Lectura anterior (real/estimada) (xx-mes-xxxx)	xxx kWh	xxx kWh	xxx kWh
Lectura actual (real/estimada) (xx-mes-xxxx)	xxx kWh	xxx kWh	Xxx kWh
Consumo en el periodo (*)	xxx kWh	xxx kWh	xxx kWh

ESPACIO RESERVADO PARA EL GRÁFICO REPRESENTATIVO DE LA EVOLUCIÓN DE CONSUMO

(*) Para confirmar que su consumo está bien facturado, introduzca los datos de consumo en el periodo, fechas de lectura y potencia contratada (marcados en color) en la herramienta publicada en la página web de la Comisión Nacional de Competencia y los Mercados www.cnmc.es

Su consumo medio diario en el periodo facturado ha sido de xx,xx €.
Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido de xx,xx €.
Su consumo acumulado del último año ha sido de xx,xx kWh.

Inscripción en el Registro Mercantil de (ciudad). Tomo XXXX Folio XX Hoja BXX-XXXX

DATOS DEL CONTRATO

6

Titular: Dña. .... NIF: XXXXXXXXE
Dirección de suministro: C/..... , XXX
TIPO DE CONTRATO: **PVPC con discriminación horaria de xxx periodos.**
TIPO DE CONTADOR: **Con/sin contador *inteligente* efectivamente integrado en el sistema de telegestión.**
Facturación con perfil promedio del periodo de facturación /Facturación por consumo real horario.
Peaje de acceso: XXX Potencia contratada: XXX kW
Referencia del contrato de suministro (*nombre empresa COR*): xxxxx
Referencia del contrato de acceso (*nombre empresa distribuidora*): xxxxxx
Fecha final contrato: xx de (mes) de xxxx (renovación anual automática)
Fecha emisión factura: xx de (mes) de xxxx

Código unificado de punto de suministro CUPS: XXXXXXX
Atención al cliente *(nombre empresa COR)*: 900.xxx.xxx (gratuito) **Reclamaciones** *(nombre COR)*: 900.xxx.xxx clientes@xxxxxxxxx.es
Averías y Urgencias *(nombre empresa distribuidora)*: 900.xxx.xxx (gratuito) **Dirección postal reclamaciones** *(nombre COR)*: xxxxx
Para reclamaciones sobre el contrato de suministro o facturaciones podrá dirigirse a la Consejería xx (órgano competente en materia de energía) de la Comunidad Autónoma de XXX en el teléfono 9x.xxx.xxx o a través de su página web www.xx.es.
Adicionalmente, en el caso de tratarse de una persona física, podrá dirigirse a la Consejería de xx (órgano competente en materia de consumo) de la Comunidad Autónoma de xxx en el teléfono 9x.xxx.xxx o a través de su página web www.xx.es.
Asimismo, podrá acudir a la entidad de resolución alternativa de litigios xxxxxx en el teléfono 9x.xxx.xxx."

Espacio reservado para datos de cuenta bancaria u otras formas de pago

Figura 16. Estructura genérica de la factura de la luz. Primera página (Fuente: tarifaluzhora.es)

DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA 7

El destino del importe de su factura, **XX,XX euros**, es el siguiente:

Incentivos a las energías renovables, cogeneración y residuos

Coste de redes de transporte y distribución

Otros costes regulados (incluida la anualidad del déficit)

A los importes indicados en el diagrama debe añadirse, en su caso, el importe del alquiler de los equipos de medida y control

DETALLE DE LA FACTURA 8

Facturación por potencia contratada: Comprende dos conceptos: la facturación por peaje de acceso (resultado de multiplicar los kW contratados por el precio del término de potencia del peaje de acceso y el número de días del periodo de facturación) y la facturación por margen de comercialización fijo.

Importe por peaje de acceso:
xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días ..... xx,xx €

Importe por margen de comercialización fijo:
xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días ..... xx,xx €

Facturación por energía consumida: Comprende dos conceptos: la facturación por peaje de acceso (resultado de multiplicar los kWh consumidos en el periodo de facturación por el precio del término de energía del peaje de acceso) y la facturación por coste de la energía (resultado de multiplicar los kWh consumidos por el precio del término del coste horario de energía del PVPC).

Importe por peaje de acceso:
xx kWh * xxxx €/kWh ..... xx,xx €

Importe por coste de la energía:
xx kWh * xxxx €/kWh ..... xx,xx €

Subtotal xx,xx €

Impuesto de electricidad: Impuesto especial al tipo del x,xxx % sobre el producto de la facturación de la electricidad suministrada multiplicada por el coeficiente xxx.

Impuesto electricidad (xx,xx * xx,xx * x,xxx %) xx,xx €

Alquiler de equipos de medida y control. Precio establecido que se paga por el alquiler de equipos de medida y control.
Alquiler de equipos de medida y control (xx días * xx,x €/día) xx,xx €

Subtotal otros conceptos xx,xx €

Importe total xx,xx €

Impuesto de aplicación: Impuesto xxx al tipo del xx%.

Impuesto (xx%) xx% s/ xx,xx xx,xx €

TOTAL IMPORTE FACTURA **XX,XX €**

Precios de los términos del peaje de acceso publicados en (disposición normativa).
PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).
Margen de comercialización fijo publicado en (disposición normativa).
Precio de los equipos de medida y control establecido en (disposición normativa).

Figura 17. Estructura genérica de la factura de la luz. Segunda página. (Fuente: tarifaluzhora.es)

5.1 CONCEPTOS CLAVE DE LA FACTURA DE LA LUZ

Como hemos visto, la factura de la luz no es un documento sencillo de entender a primera vista ya que las comercializadoras utilizan términos técnicos de tal forma que a los usuarios se les hace complicado entender qué están pagando realmente y qué han consumido. Para entender el coste de la factura de la luz, es necesario saber que dentro del coste final estarán englobado, el coste de la potencia contratada, el coste del consumo realizado y los impuestos.

La potencia contratada es el término fijo de la factura, es decir, siempre será el mismo y se calcula como la potencia contratada por los días facturados por el precio de la potencia. Ejemplo: $4{,}6\ kW * 0{,}224873€/kW * 61\ días = 32{,}23€$.

El consumo eléctrico es el término variable, es decir, que depende del uso que hagamos de la electricidad y se obtiene como los kWh consumidos por el precio del kWh. Ejemplo: $573\ kWh * 0{,}144211€/kWh = 82{,}63€$.

Los impuestos que van incluidos en la factura y que están estipulados por el Gobierno son el impuesto de la electricidad y el alquiler de los equipos. Ejemplo: $Impuesto\ de\ la\ electricidad\ (5{,}58€) + Alquiler\ de\ equipos\ (1{,}62€)$.

La suma de todos estos conceptos es lo que al final le cobran al usuario al final de cada período de facturación. Dependiendo del mercado en el que se contrate la tarifa de la luz (regulado o libre), la factura llegará de manera mensual o bimensual.

5.2. TIPOS Y EJEMPLOS DE FACTURAS DE LUZ

Existen distintos tipos de factura eléctrica según varios criterios, como el tipo de soporte, la periodicidad y los suministros que incluye. La factura electrónica, se genera como un archivo digital que puede ser enviado por email al consumidor o ser subido al área del cliente de la plataforma online de la comercializadora; la factura en papel, que se genera de forma impresa y llega al domicilio del cliente por correo postal; y la factura dual, que aúna los consumos de luz y gas en una misma factura si ambos están contratados con la misma comercializadora.

A continuación vemos un ejemplo de una factura de Endesa:

endesa

luz 1

Endesa Energía, S.A. Unipersonal.
CIF A81948077.
C/Ribera del Loira, nº 60 28042 - Madrid.

DATOS DE LA FACTURA 2

Nº de factura: XXXXXXXXXXXX
Referencia: XXXXXXXXXXXXXXXX
Fecha emisión factura: **XX/XX/XXXX**
Periodo de facturación: del XX/XX/XXXX al XX/XX/XXXX (XX días)

3

NOMBRE
APELLIDOS
CALLE
CP CIUDAD

RESUMEN DE LA FACTURA Y DATOS DE PAGO 4

Luz	XXX,XX €
Otros conceptos y servicios	XX,XX €
Impuesto electricidad	X,XX €
IVA (21 %)	XX,XX €
TOTAL IMPORTE FACTURA	XXX,XX €

(Detalle de la factura en el reverso)

Forma de pago: Domiciliación bancaria
Fecha de cargo: XXXXXXXXXXXXXXXX
Cuenta corriente: XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Su pago se justifica con el correspondiente apunte bancario

INFORMACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO 5

	Consumo en el periodo
Lectura anterior (real) **(09-Diciembre-2014)**	XXX.XXX kWh
Lectura actual (real) **(09-Febrero-2015)**	XXX.XXX kWh
Consumo en el periodo	XXX kWh

Consumo medio diario: X,XXX€

kWh — Evolución del consumo
1120, 960, 800, 640, 480, 320, 160, 00
ABR 2013, JUN 2013, AGO 2013, OCT 2013, DIC 2014, FEB 2014, ABR 2014, JUN 2014, AGO 2014, OCT 2014, DIC 2014, FEB 2014
Consumo Real — Media

Consumo medio diario (últimos 14 meses): X,XXX€
Consumo acumulado(último año): X.XXX kWh

infoEnergía | CAMBIA TU FORMA DE VER LA ENERGÍA 6

MI CONSUMO EN ESTA FACTURA 311 (kWh)
CONSUMO MEDIO EN MI MUNICIPIO* 261 (kWh)

MI CONSUMO LOS DOS ÚLTIMOS AÑOS (En kWh)
400, 350, 300, 250, 200, 150
ENE FEB MAR ABR MAY JUN JUL AGO SEP OCT NOV DIC
12 MESES ANTERIORES — ÚLTIMOS 12 MESES

MI CONSUMO ANUAL Y MI MUNICIPIO* (En kWh)
4.000, 3.000, 2.000, 1.500, 1.000, 500, 0
MI CONSUMO — LOS QUE MENOS CONSUMEN — LA MEDIA

EVOLUCIÓN DE MI CONSUMO ESTACIÓN A ESTACIÓN COMPARADO CON EL AÑO ANTERIOR
-13% -23% 8% -13%

MI CONSUMO COMPARADO CON...
EL MISMO PERIODO DEL AÑO PASADO ▼13%
LA MEDIA DE LOS ÚLTIMOS 12 MESES ▲15%

¿A CUÁNTO EQUIVALE MI CONSUMO DE ESTA FACTURA?
256 días de una lámpara incandescente
507 días de una lámpara bajo consumo
1.270 días de una lámpara LED

SABÍAS QUE...
La iluminación con lámparas de bajo consumo puede llegar a reducir tu factura entre un 15% y un 20%

Conoce en detalle tu consumo de luz, compáralo con viviendas similares a la tuya y empieza a ahorrar en tu factura.
Entra en www.infoenergiaendesa.com

*Segmento de viviendas con niveles de consumos similares a los de tu vivienda

Endesa Energía, S.A. Unipersonal. Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid. Tomo 12.797, Libro 0, Folio 208, Sección 8ª, Hoja M-205.381, CIF A81948077. Domicilio Social: C/Ribera del Loira, nº60 28042 - Madrid.

Figura 18. Factura de la luz de Endesa. Primera página. (Fuente: endesa.com)

DATOS DEL CONTRATO 7

Titular del contrato: XXXXXXXXXXXXXXXX
NIF: XXXXXXXXXX
Dirección de suministro: XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Producto contratado: XXXXXXXXXXXX
Potencia contratada: X,XX kW
CUPS: XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Nº Contador: XXXXXXXXXXXX
Referencia del contrato: XXXXXXXXXX
Su comercializadora: Endesa Energía
Su distribuidora: XXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Referencia del contrato de acceso: XXXXXXXXXXX
Peaje de acceso: X.XX
Fecha fin del contrato de suministro: XX/XX/XXXX
(renovación anual automática)

DETALLE DE LA FACTURA 8

LUZ
Importe por potencia contratada
(X,XX kW x X,XXXXX Eur/kW x XX días).....XX,XX €
(X,XX kW x X,XXXXX Eur/kW x XX días).....XX,XX €

En dicho importe, facturación por peaje de acceso
(X,XX kW x XX,XXXXX Eur/kW y año x (XX/365) días XX,XX€
(X,XX kW x XX,XXXXX Eur/kW y año x (XX/365) días XX,XX€
XX,XX €

Importe por energía consumida
(XXX kWh x X,XXXXX Eur/kWh).....XX,XX €
(XXX kWh x X,XXXXX Eur/kWh).....XX,XX €

En dicho importe, facturación por peaje de acceso
XXX kWh x X,XXXXX Eur/kWh y año x (XX/365) días XX,XX€
XXX kWh x XXXXXX Eur/kWh y año x (XX/365) días XX,XX€
XXX,XX €

SUBTOTAL **XXX,XX €**
OTROS CONCEPTOS
GASTOS RECONEXIÓN.....XX,XX €
Servicio Asistencia Eléctrica.....X,XX €
Impuesto electricidad (XXX,XX x X,XXXXXXX %).....X,XX €
SUBTOTAL **XX,XX €**
IMPORTE TOTAL **XXX,XX €**
IVA NORMAL (21%) XX,XX €
TOTAL IMPORTE FACTURA **XXX,XX €**

Precios de los términos del peaje de acceso publicados en Orden IET/2444/2014 (BOE 26-12-2014).
Precio del alquiler de los equipos de medida y control en Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre.

POTENCIA Y ENERGIA
A efectos de facturación de la tarifa de acceso 9

ENERGÍA ACTIVA kWh

	Consumo	A facturar
Punta	141	141
Llano	2.996	2.996
Valle	416	416

ENERGÍA REACTIVA kVArh

	Consumo	Cos φ	A facturar
Punta	39	0,96	0
Llano	919	0,96	0
Valle	144	-	0

Se factura la energía reactiva que supera el 33% de la activa (no se computa el periodo valle).

POTENCIA kW

	Contratada	Demandada	A facturar
Punta	54,000	38,000	45,900
Llano	54,000	44,000	45,900
Valle	75,000	32,000	63,750

NOTIFICACIONES 10

Cuota de SERVICIO facturada por Endesa Energía, S.A.U. por cuenta de Reparalia Direct, S.L.U

INFORMACIÓN DE SU PRODUCTO 11

Los precios se han actualizado el 01/01/2015 trasladando las variaciones reguladas en la Orden IET/2013/2013 de 31 de octubre y en la Orden IET/2444/2014 de 19 de diciembre. Recuerde que con esta tarifa puede disfrutar de descuentos en la factura de la luz por la contratación de gas y/o servicios eléctricos. Para más información puede llamar al servicio de atención al cliente o consultar nuestra web.

ATENCIÓN AL CLIENTE: CONSULTAS, GESTIONES Y RECLAMACIONES 24 HORAS 12

Atención al cliente
800 76 09 09 (Tlf. gratuito)

Averías
800 76 09 09 (Tlf. gratuito)

OK LUZ **902 76 00 97** (Tlf. gratuito)

atencionalcliente@endesaonline.com

Unidad de Atención de Reclamaciones
C/Ribera del Loira 60 28042 Madrid

www.endesaclientes.com

Asimismo, podrá acudir a la entidad de resolución alternativa de litigios xxxxxx en el teléfono 9x.xxx.xxx.

13

CONSEJO DE AHORRO:

Incorporar la tecnología LED a la iluminación de su hogar supone:

1 Un consumo energético inferior al de las bombillas de bajo consumo.

2 Ser más respetuoso con el medio ambiente, pues no utilizan mercurio.

3 Disfrutar de una duración mucho mayor.

Figura 19. Factura de la luz de Endesa. Segunda página. (Fuente: endesa.com)

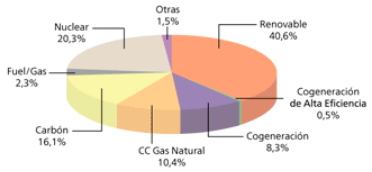
INFORMACIÓN SOBRE SU ELECTRICIDAD 14

Si bien la energía eléctrica que llega a nuestros hogares es indistinguible de la que consumen nuestros vecinos u otros consumidores conectados al mismo sistema eléctrico, ahora sí es posible garantizar el origen de la producción de energía eléctrica que usted consume.

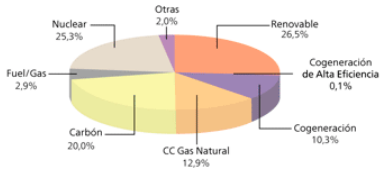
A estos efectos se proporciona el desglose de la mezcla de tecnologías de producción nacional para así comparar los porcentajes del promedio nacional con los correspondientes a la energía vendida por su Compañía Comercializadora.

ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD

Mezcla de Producción en el sistema eléctrico español 2014



Mezcla Comercializador A



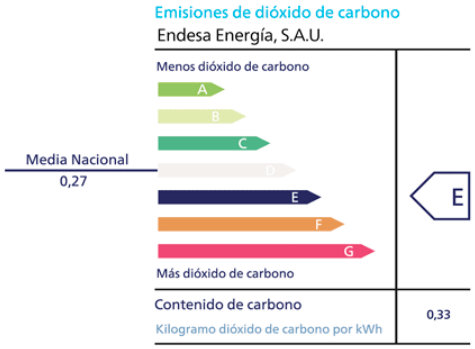
Origen	Endesa Energía, S.A.U.	Mezcla de Producción sistema eléctrico español
Renovable	26,5%	40,6%
Cogeneración de Alta Eficiencia	0,1%	0,5%
Cogeneración	10,3%	3%
CC Gas Natural	12,9%	10,4%
Carbón	20,0%	16,1%
Fuel/Gas	2,9%	2,3%
Nuclear	25,3%	20,3%
Otras	0,1%	1,5%

El sistema eléctrico nacional ha exportado un 1,3% de producción neta total nacional.

IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

El impacto ambiental de su electricidad depende de las fuentes energéticas utilizadas para su generación.

En una escala de "A" a "G" donde "A" indica el mínimo impacto ambiental y "G" el máximo, y que el valor medio nacional corresponde al nivel D, la energía comercializada por su Comercializadora de Referencia tiene los siguientes valores:



Fuente: CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y Competencia), http://gdo.cnmc.es/CNE/resumenGdo.do?

Figura 20. Factura de la luz de Endesa. Tercera página. (Fuente: endesa.com)

6. LA FACTURA DE LA LUZ EN ITALIA

En la primera página de la factura de la luz italiana, arriba a la izquierda, encontramos la información identificativa del contrato, del operador y del tipo de mercado en el que tenemos el contrato. Una curiosidad que tiene la factura italiana, que no tiene la española, es que arriba a la derecha hay un icono de una bombilla que identifica que se trata de la factura de la luz. En el primer recuadro encontramos: el número del cliente (es el número de identificación del contador eléctrico que tenemos instalado en casa), el código POD (es el punto geográfico de recogida de la electricidad), la modalidad de pago (domiciliación bancaria, giro postal...), el tipo de cliente (residente o no residente), la potencia contratada y el total a pagar. Tras estos datos encontramos un gráfico que resume el porcentaje del gasto de la factura y a dónde va el dinero que pagamos. Como hemos explicado anteriormente, se divide en Gastos de la materia prima (azul), Gastos de transporte y gestión (rojo), Gastos y retribuciones al sistema (amarillo) y los impuestos (verde).

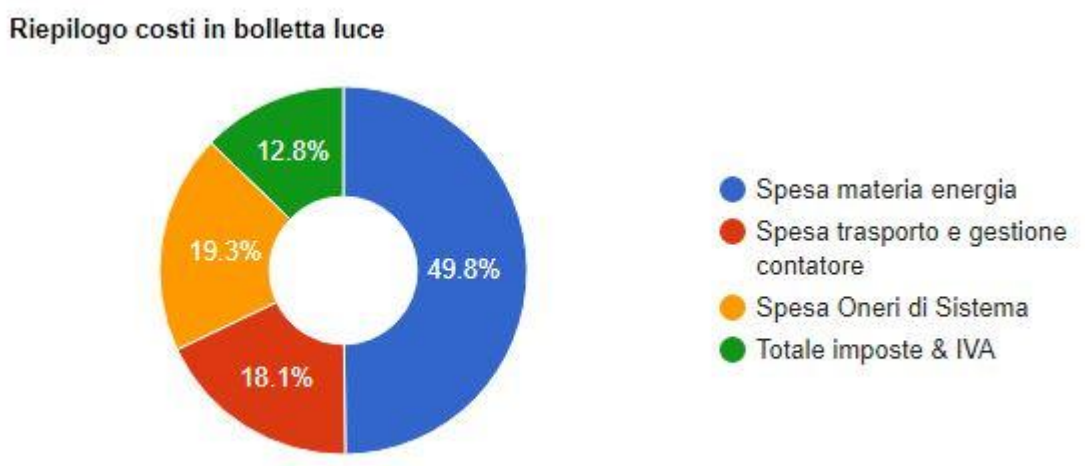
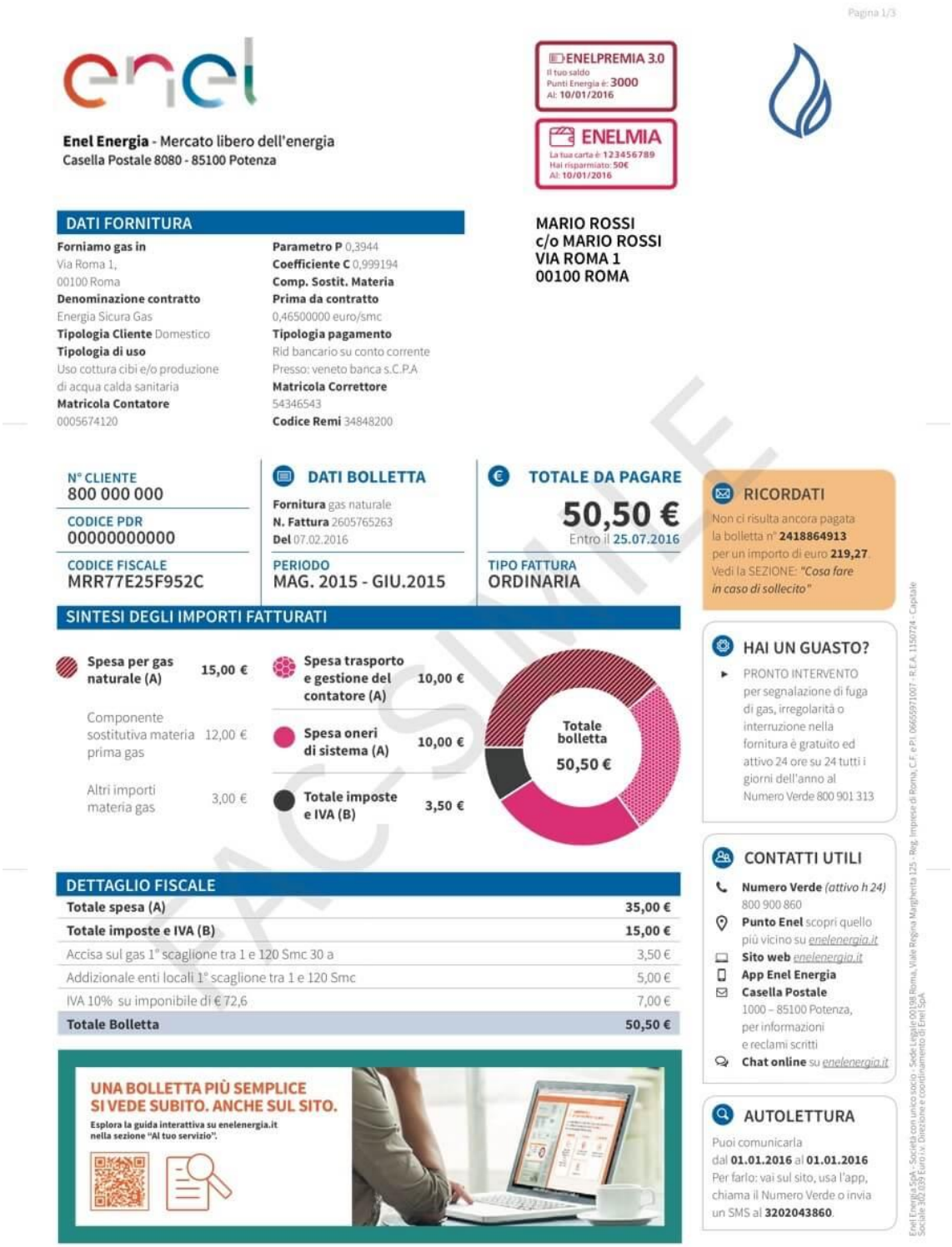


Figura 21. Resumen de los costes de una factura de luz genérica. (Fuente: luce-gas.it)

Por último, los impuestos que se pagan en la factura de la luz son dos, primero se calcula un impuesto según el consumo que se haya realizado y luego se añade el IVA al precio total de la factura, siendo el 10% para los clientes de uso doméstico y el 22% para los clientes con otros usos. El resumen del pago de impuestos viene indicado al final de esta primera página en un recuadro llamado "detalle fiscal". En las hojas siguientes se detalla cuánto hemos consumido según la franja horaria y el resumen de los periodos anteriores y los métodos de pago aceptados, incluido la factura para realizar el pago con giro postal, en oficinas de correos o lugares destinados a este procedimiento.

A continuación vemos un ejemplo de factura de Enel:



Pagina 1/3

Enel Energia - Mercato libero dell'energia
Casella Postale 8080 - 85100 Potenza

ENELPREMIA 3.0
Il tuo saldo
Punti Energia è: 3000
Al: 10/01/2016

ENELMIA
La tua carta è: 123456789
Hai risparmiato: 50€
Al: 10/01/2016

MARIO ROSSI
c/o MARIO ROSSI
VIA ROMA 1
00100 ROMA

DATI FORNITURA

Forniamo gas in
Via Roma 1,
00100 Roma
Denominazione contratto
Energia Sicura Gas
Tipologia Cliente Domestico
Tipologia di uso
Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria
Matricola Contatore
0005674120

Parametro P 0,3944
Coefficiente C 0,999194
Comp. Sostit. Materia Prima da contratto
0,46500000 euro/smc
Tipologia pagamento
Rid bancario su conto corrente
Presso: veneto banca s.C.P.A
Matricola Correttore
54346543
Codice Remi 34848200

N° CLIENTE
800 000 000

CODICE PDR
00000000000

CODICE FISCALE
MRR77E25F952C

DATI BOLLETTA
Fornitura gas naturale
N. Fattura 2605765263
Del 07.02.2016

PERIODO
MAG. 2015 - GIU.2015

TOTALE DA PAGARE
50,50 €
Entro il 25.07.2016

TIPO FATTURA
ORDINARIA

RICORDATI
Non ci risulta ancora pagata la bolletta n° **2418864913** per un importo di euro **219,27**.
Vedi la SEZIONE: *"Cosa fare in caso di sollecito"*

SINTESI DEGLI IMPORTI FATTURATI

Spesa per gas naturale (A)	**15,00 €**
Componente sostitutiva materia prima gas	12,00 €
Altri importi materia gas	3,00 €
Spesa trasporto e gestione del contatore (A)	**10,00 €**
Spesa oneri di sistema (A)	**10,00 €**
Totale imposte e IVA (B)	**3,50 €**

Totale bolletta
50,50 €

HAI UN GUASTO?
PRONTO INTERVENTO per segnalazione di fuga di gas, irregolarità o interruzione nella fornitura è gratuito ed attivo 24 ore su 24 tutti i giorni dell'anno al Numero Verde 800 901 313

DETTAGLIO FISCALE

Totale spesa (A)	**35,00 €**
Totale imposte e IVA (B)	**15,00 €**
Accisa sul gas 1° scaglione tra 1 e 120 Smc 30 a	3,50 €
Addizionale enti locali 1° scaglione tra 1 e 120 Smc	5,00 €
IVA 10% su imponibile di € 72,6	7,00 €
Totale Bolletta	**50,50 €**

CONTATTI UTILI
Numero Verde *(attivo h 24)* 800 900 860
Punto Enel scopri quello più vicino su enelenergia.it
Sito web enelenergia.it
App Enel Energia
Casella Postale 1000 – 85100 Potenza, per informazioni e reclami scritti
Chat online su enelenergia.it

UNA BOLLETTA PIÙ SEMPLICE SI VEDE SUBITO. ANCHE SUL SITO.
Esplora la guida interattiva su enelenergia.it nella sezione "Al tuo servizio".

AUTOLETTURA
Puoi comunicarla dal **01.01.2016** al **01.01.2016**
Per farlo: vai sul sito, usa l'app, chiama il Numero Verde o invia un SMS al **3202043860**.

Enel Energia SpA - Società con unico socio - Sede Legale 00198 Roma, Viale Regina Margherita 125 - Reg. Imprese di Roma, C.F. e P.I. 06655971007 - R.E.A. 1150724 - Capitale Sociale 302.039 Euro i.v. Direzione e coordinamento di Enel SpA

FACSIMILE

Figura 22. Factura de la luz de Enel. (Fuente: enel.it)

7. USO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La energía renovable en España ha tenido siempre poco peso en relación con la demanda y producción de energía eléctrica, estando representada en mayor cantidad por la energía hidráulica. No obstante, desde finales del siglo pasado ha recibido un gran impulso desde los diferentes Gobiernos que han gobernado el país. El Plan de Fomento de las Energías Renovables (2000-2010) tenía como objetivo para 2010 generar el 30% de la electricidad mediante energías renovables, objetivo que se superó de manera satisfactoria ya que en 2010 se cubrió el 35% de la demanda de energía con energías renovables y ya el año pasado, el 40% de la electricidad producida en España fue gracias al uso de estas energías limpias.

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo contempla unos objetivos obligatorios de energías renovables para la UE y para cada uno de los Estados miembros en 2020 y la elaboración por parte de los mismos de planes de acción nacionales para alcanzar dichos objetivos. En este marco, España tiene como objetivo que el 20% de su consumo de energía provenga de fuentes renovables, el Plan de Energías Renovables 2011-2020 recoge que las energías renovables aportarán en el año 2020 un 20.8% del consumo final bruto de energía en España, con una contribución del 11.3% al sector del transporte, superando así los objetivos que vienen desde los órganos europeos. Este plan propone un aumento del 87% de la potencia renovable instalada y un aumento del 100% de la producción, pero tan solo un aumento del 20% de los costes.

	2010		2020	
	MW	GWh	MW	GWh
Hidráulica sin bombeo	13.226	31.614	13.861	32.814
Eólica terrestre	20.744	42.337	35.000	70.734
Eólica marina	0	0	750	1.822
Solar fotovoltaica	3.787	6.279	7.250	12.356
Solar termoeléctrica	632	691	4.800	14.379
Biomasa, residuos, biogás	825	4.228	1.950	12.200
Otras	0	0	150	520
TOTAL	**39.214**	**85.149**	**63.761**	**144.825**

Tabla 10. Objetivos 2010 y 2020 del Plan de Energías Renovables 2011-2020. (Fuente: PER 2011-2020)

Como vemos, las previsiones realizadas a principio de década para 2020 apuntan a valores de potencia instalada de origen renovable en el entorno de los 64 GW, de los cuales 48 GW corresponderían a instalaciones de carácter no gestionable.

En Italia, la situación de las renovables es similar, con un predominio histórico de la energía hidráulica sobre el resto de fuentes renovables. Para el país alpino, los objetivos marcados por la Directiva 2009/28/CE fueron alcanzar antes del 2020 una cuota de consumo de energía proveniente de fuentes renovables del 17% y del 10% para el sector del transporte. El primer objetivo se cumplió en 2014 y se mantiene estable siendo hoy en día del 17,41%, equivalente a 121,1 Mtep (Millones de toneladas equivalentes de petróleo). Se ha duplicado el uso de las energías renovables en diez

años, pasando de 10,7 Mtep en 2005 a 21,1 Mtep en 2016, teniendo en cuenta que cada Mtep de fuentes renovables corresponde a un millón de toneladas de petróleo que se dejan de quemar, en 2017 Italia evitó el uso de 21 millones de barriles de petróleo. El segundo objetivo aun no se ha cumplido, a día de hoy se sitúan en el 7,3% y la trayectoria indica que se va con retraso respecto a las previsiones.

A la vista de estos números, Italia se sitúa como el tercer país de la UE en uso de energías renovables con una cuota de consumo del 11% de toda la energía renovable consumida en la Unión, por detrás de Alemania con el 17% y Francia con el 13%. España ocupa el quinto lugar representando el 6% de la UE. Además, ambos países se sitúan a la cabeza en la UE como los dos países que más han reducido los consumos energéticos, muy por encima de la media europea (6%), España ha reducido un 16% sus consumos e Italia un 14%.

Mirando al futuro, los gobiernos de la Unión Europea y el Parlamento Europeo llegaron a un acuerdo hace un año para fijar un objetivo vinculante de energías renovables del 32% para 2030, cifra que se sitúa en un punto intermedio entre las pretensiones de la Eurocámara, que proponía situarlo en un 35%, y de los Estados miembros, cuya postura oficial era del 27%. Sin embargo, hubo países como España e Italia que fueron más ambiciosos que el resto. España abogaba por cerrar un objetivo de renovables del 34% e Italia ya ha puesto en marcha la "Strategia energetica nazionale (Sen)", que prevé el cierre de todas las centrales de carbón en 2025, el 28% de los consumos energéticos cubiertos por renovables y una reducción del 30% de sus consumos en 2030. Además, prevé un 21% de consumo en el sector del transporte.

Los objetivos fundamentales del marco del clima y energía a nivel europeo para 2030 son tres: al menos una reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990), al menos un 27% de cuota de energías renovables y al menos una mejora de la eficiencia energética del 27%. Este planteamiento conjunto hasta 2030 favorece el avance hacia una economía baja en carbono y la creación de un sistema energético que garantice una energía asequible para todos los consumidores, que aumente la seguridad del suministro energético de la UE, que reduzca nuestra dependencia de las importaciones de energía y que cree nuevas oportunidades de crecimiento y empleo. Además, conlleva una serie de beneficios para la salud y el medio ambiente. Según las previsiones, las inversiones adicionales anuales medidas para el conjunto de la UE durante el periodo 2011-2030 ascenderían a 38.000 millones de euros, que se verían compensadas por el ahorro de combustible. Por último, según las previsiones, en 2030 el coste total del sistema energético habrá experimentado un aumento equivalente al 0,15% del PIB de la UE si se cumplen los objetivos de forma rentable.

7.1. PRINCIPALES CIFRAS DE LAS EERR EN ESPAÑA (2017)

Red Eléctrica de España (REE), como transportista y Operador del Sistema, lleva a cabo un importante esfuerzo para la integración de las energías renovables. El centro de control de energías renovables (Cecre), es la herramienta tecnológica pionera mediante la cual se ha ido afrontando ese reto de incorporar a la operación del sistema eléctrico estas energías en condiciones de fiabilidad y seguridad. A este importante papel, Red Eléctrica añade su objetivo de consolidarse como un referente de información estadística eléctrica en España. En esa línea, REE presentó en 2017 el informe "Las energías renovables en el sistema eléctrico español", a partir del cual extrapolaremos los siguientes datos.

Las renovables en España representaban el 46% de la potencia instalada en el conjunto del parque generador a finales de 2017, al situarse en 48.185 MW. Esta cifra es el resultado de una larga senda de crecimiento que se estabiliza a partir de 2013, con apenas una variación del 0,6% en los últimos cinco años (Figura 23).

En cuanto a la generación, las renovables condicionadas por la escasa generación hidroeléctrica descienden un 16,3% respecto al 2016 hasta los 84.505 GWh, siendo la producción más baja desde el 2009. Esto implica una reducción de su cuota en el conjunto de generación, pasando del 38,4% en 2016 al 32,1% en 2017, como vemos en la figura 24. Este descenso de generación renovable se vio compensado por una mayor producción de origen térmico con centrales de carbón y ciclos combinados, lo que supuso un incremento de las emisiones de CO_2 del 17,9% (Figura 25).

La eólica sigue siendo la tecnología renovable más relevante en el conjunto de las mismas, suponiendo casi el 57% de la producción de renovables y un 18,2% de la producción total, situándola en segundo lugar tras la nuclear (Figuras 26 y 27).

Por comunidades autónomas, la mayor parte de la potencia renovable instalada en España se sitúa en Castilla y León, Galicia, Andalucía y Castilla-La Mancha, que concentran más de la mitad de la potencia renovable nacional. Dentro de estas comunidades, Castilla y León y Castilla-La Mancha destacan por su elevada cuota de renovables, más del 70% de su potencia instalada. En cuanto a generación, en seis comunidades autónomas más del 40% de su generación es de origen renovable, siendo Castilla y León y Navarra las que encabezan la lista con un 64% y un 61%, respectivamente (Figuras 29 y 30).

España se situó en 2017 en la sexta posición a nivel europeo en volumen de generación renovable. Además, se mantiene por encima de la media en la cuota de renovables respecto a la generación total.

Figura 23. Estructura de potencia instalada. (Fuente REE)

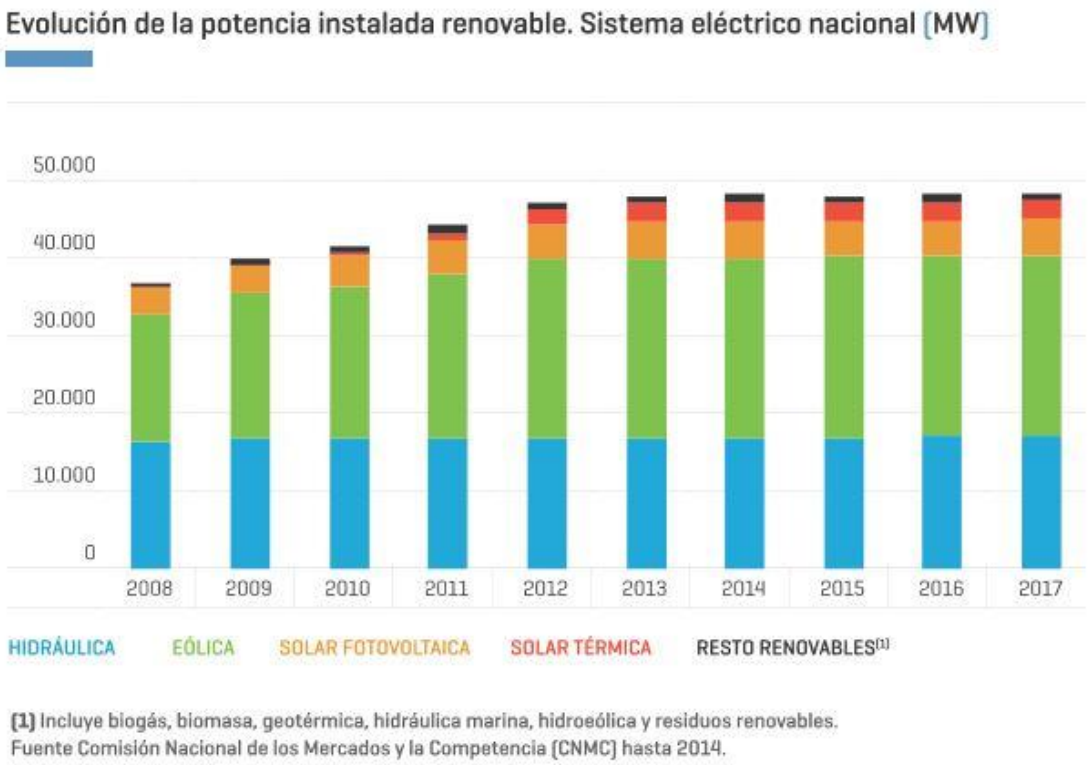


Figura 24. Evolución de la potencia instalada renovable. (Fuente: REE)

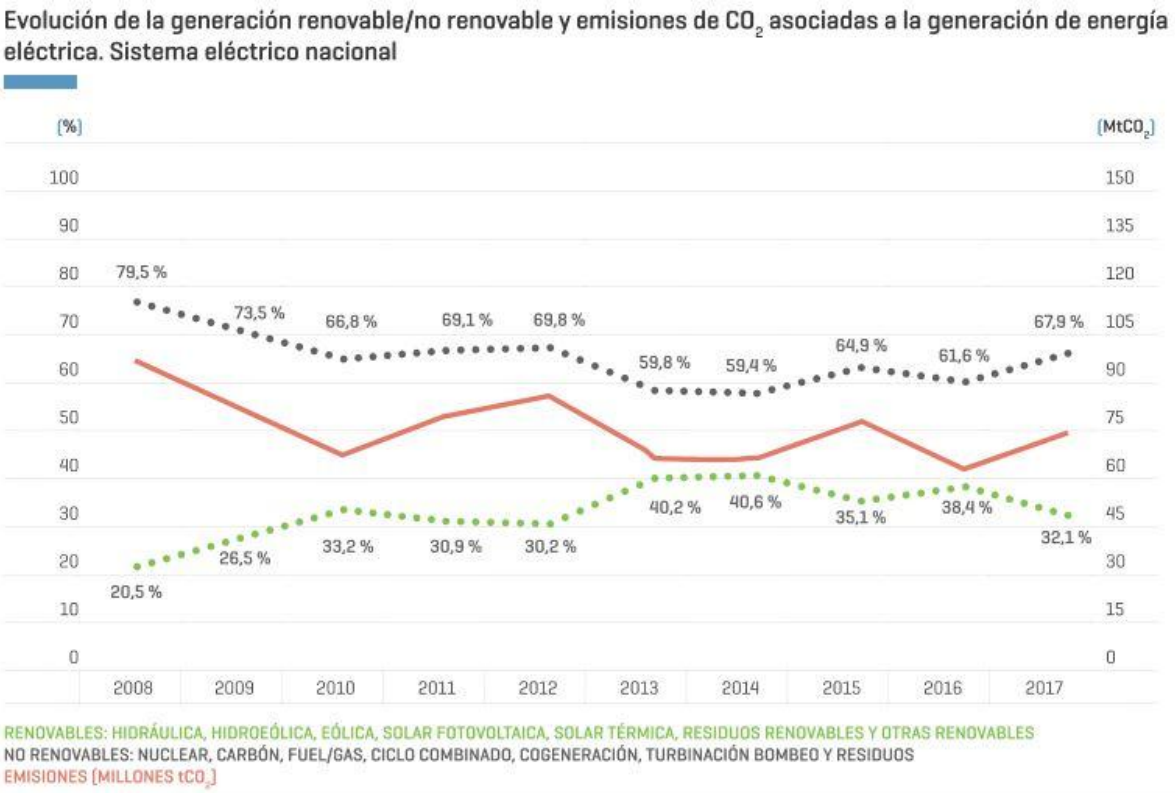


Figura 25. Evolución de la generación renovable/no renovable y emisiones de CO2. (Fuente: REE)

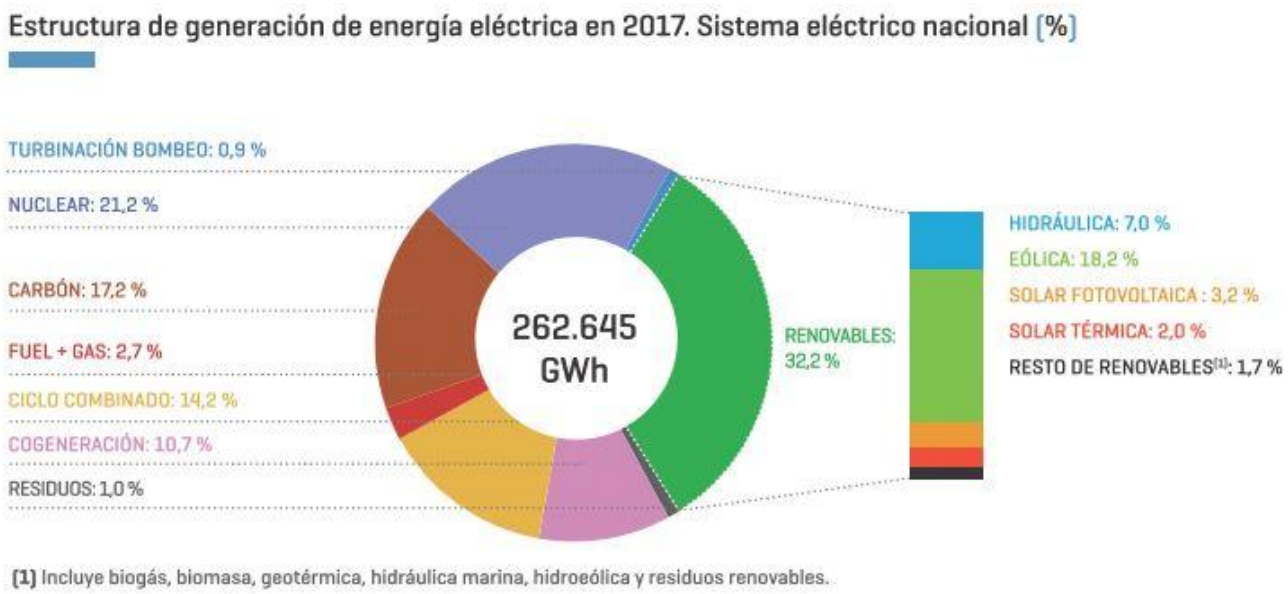


Figura 26. Estructura de generación de energía eléctrica. (Fuente: REE)

Figura 27. Estructura de generación anual de energía renovable. (Fuente: REE)

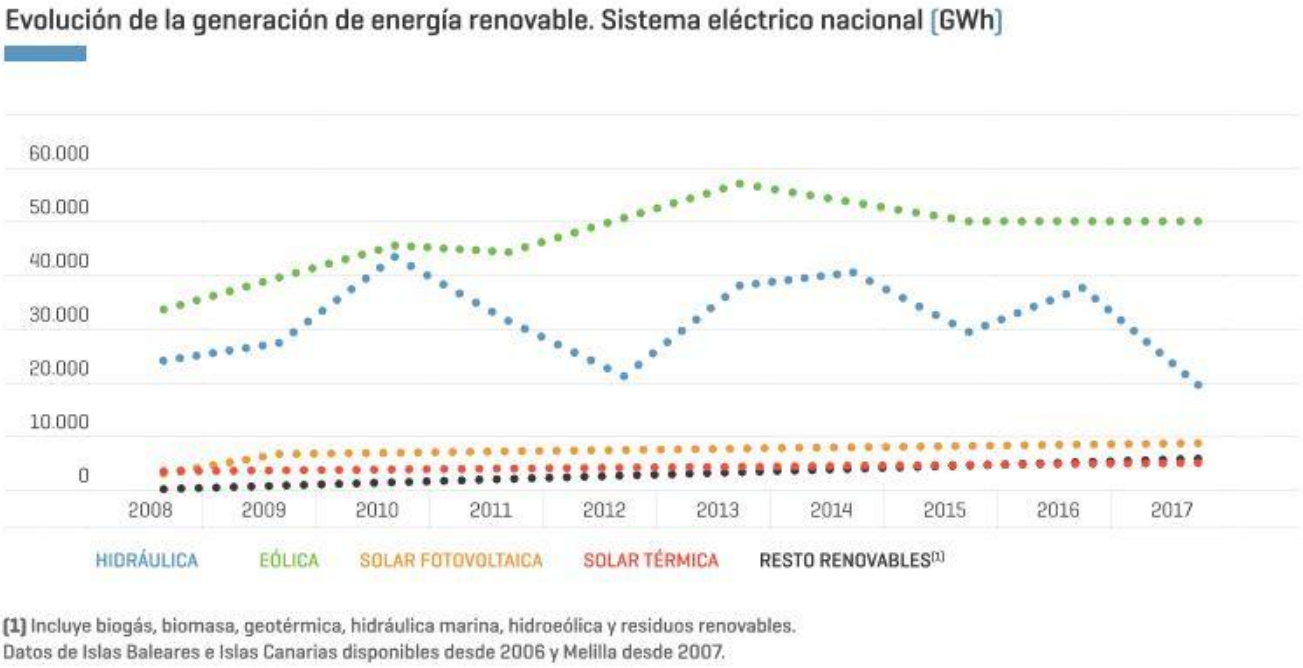


Figura 28. Evolución de la generación de energía eléctrica renovable. (Fuente REE)

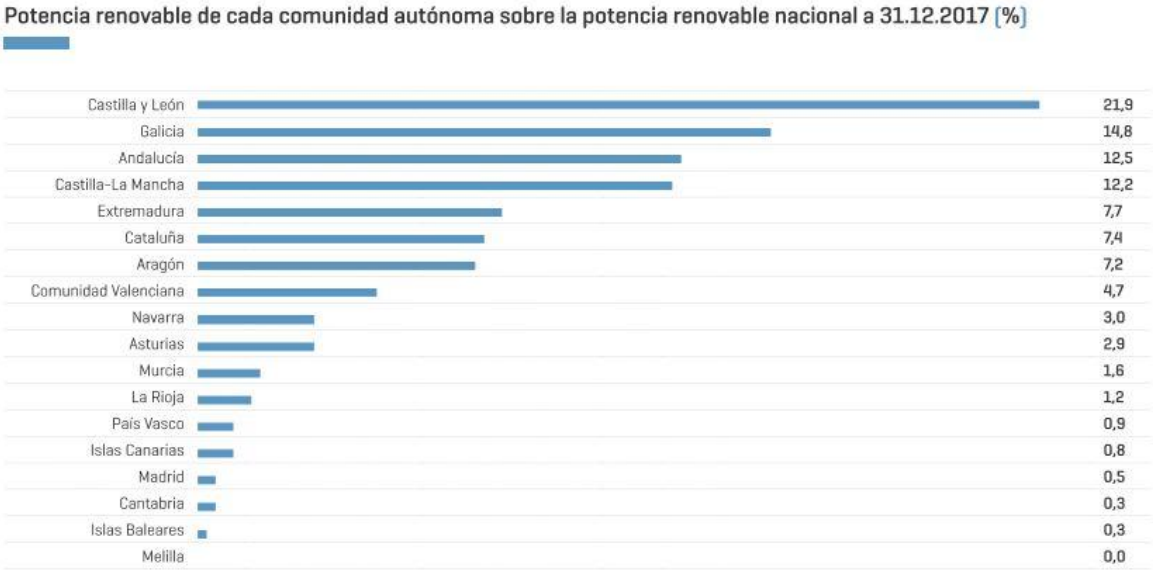


Figura 29. Potencia renovable por comunidad autónoma sobre la potencia renovable nacional. (Fuente: REE)

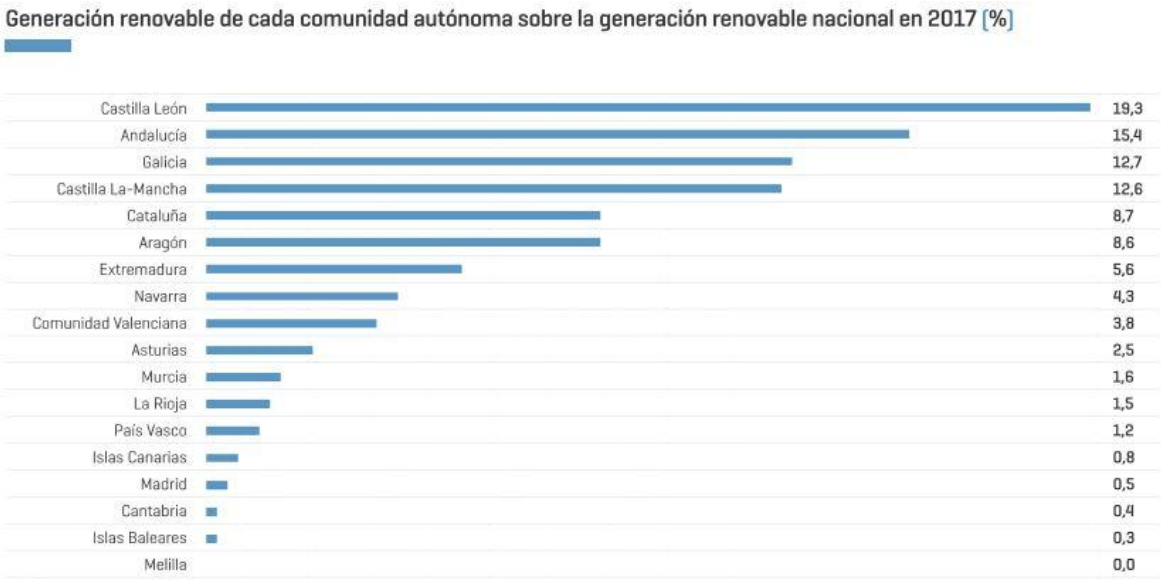


Figura 30. Generación de renovable por comunidad autónoma sobra la generación renovable nacional. (Fuente: REE)

7.2. PRINCIPALES CIFRAS DE LAS EERR EN ITALIA (2017)

En Italia, según los datos estadísticos del GSE (Gestore Servizi Elettrici) y de Terna, en 2017 aproximadamente el 35% de la producción nacional provenía de fuentes renovables, con un total de 787.000 instalaciones alimentadas por energías renovables que sumaban un total de 53.000 MW de potencia instalada, generando una producción efectiva de energía eléctrica de 113.000 GWh. En el país alpino, es la hidráulica la fuente renovable que produce más cantidad de energía con un 35% de la cuota de generación, seguida de la solar con un 23%, la biomasa con un 19%, la eólica con un 17% y la geotérmica con un 6%. Como vemos en la figura 31, en 2017 se produjo un descenso del 14,7%, respecto al año anterior, de la producción de energía mediante instalaciones hidráulicas que se compensaron con la subida del 10,3% de la energía solar.

Entre 2003 y 2017 la potencia instalada en Italia con fuentes renovables ha aumentado de 19.663 MW a 53.259 MW, es decir un incremento de 33.596 MW o lo que es lo mismo, un incremento porcentual del 0,7% anual. Concretamente en 2017, como vemos en la gráfica 32, el aumento fue de 1.001 MW (un 29% más que el año anterior). La producción hasta el 2008 estaba representada principalmente por la hidráulica pero en los últimos años han crecido las otras fuentes renovables como la solar, la eólica o la biomasa (figura 33).

Por regiones (gráficas 34 y 35), a final del 2017 Lombardía fue la región con la mayor cantidad de potencia instalada del país (15,6% de la producción de renovables a nivel nacional) y con mayor capacidad de producción (15.344 MW, aproximadamente el 14,8% del total nacional), seguido del Piemonte con un 9,4% de la producción total. En el sur, Puglia representa el 10,2% del total nacional de potencia instalada y el 10,3% de producción, Sicilia el 6,4% de potencia instalada y Campania el 5,2%.

	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda					
		effettiva			*da Direttiva 2009/28/CE**		
		TWh	ktep	*Var. % sul 2016*	TWh	ktep	*Var. % sul 2016*
Idraulica	18.863	36,2	3.112,5	*-14,7%*	46,0	3.959,3	*-0,3%*
Eolica	9.766	17,7	1.525,5	*0,3%*	17,2	1.478,8	*4,1%*
Solare	19.682	24,4	2.096,1	*10,3%*	24,4	2.096,1	*10,3%*
Geotermica	813	6,2	533,2	*-1,4%*	6,2	533,2	*-1,4%*
Bioenergie	4.135	19,4	1.666,2	*-0,7%*	19,3	1.661,2	*-0,6%*
*- Biomasse solide**	*1.667*	*6,6*	*568,8*	*1,2%*	*6,6*	*568,8*	*1,2%*
- Biogas	*1.444*	*8,3*	*713,6*	*0,5%*	*8,3*	*713,6*	*0,5%*
*- Biometano****					*0,0*	*1,4*	..
- Bioliquidi	*1.024*	*4,5*	*383,8*	*-5,2%*	*4,4*	*377,3*	*-5,1%*
Totale	**53.259**	**103,9**	**8.933,6**	***-3,8%***	**113,1**	**9.728,6**	***2,4%***

Figura 31. Potencia instalada y producción de las instalaciones alimentadas con fuentes renovables. (Fuente: GSE)

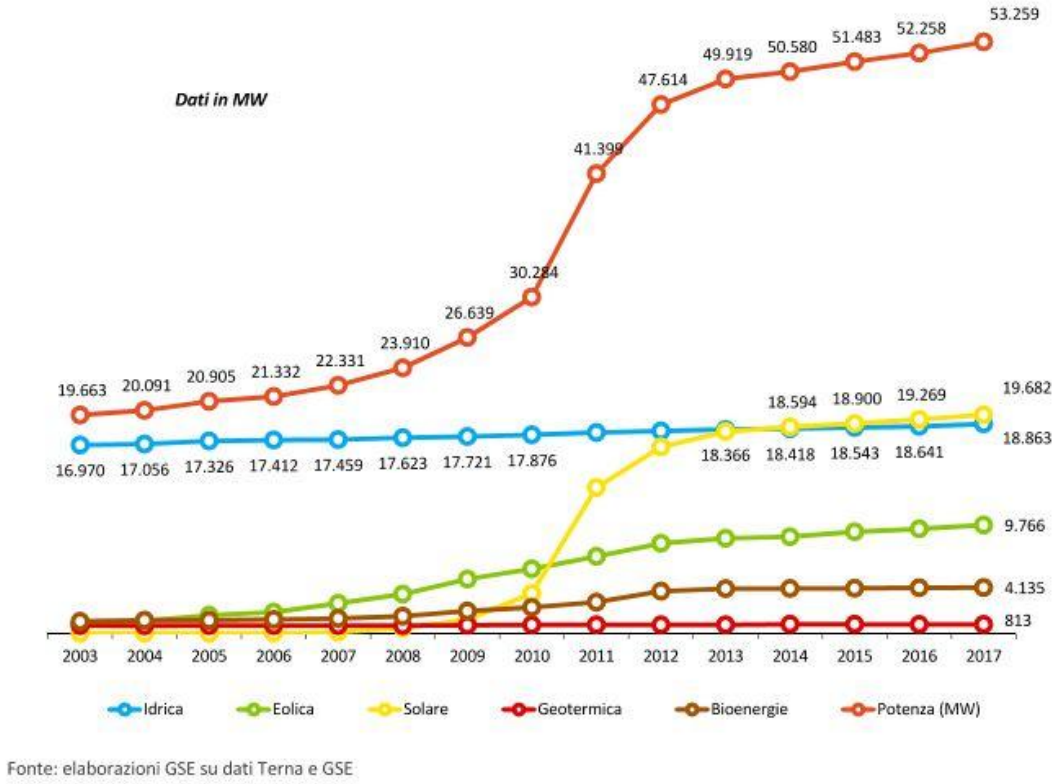


Figura 32. Evolución (2003-2017) de la potencia instalada. (Fuente: GSE)

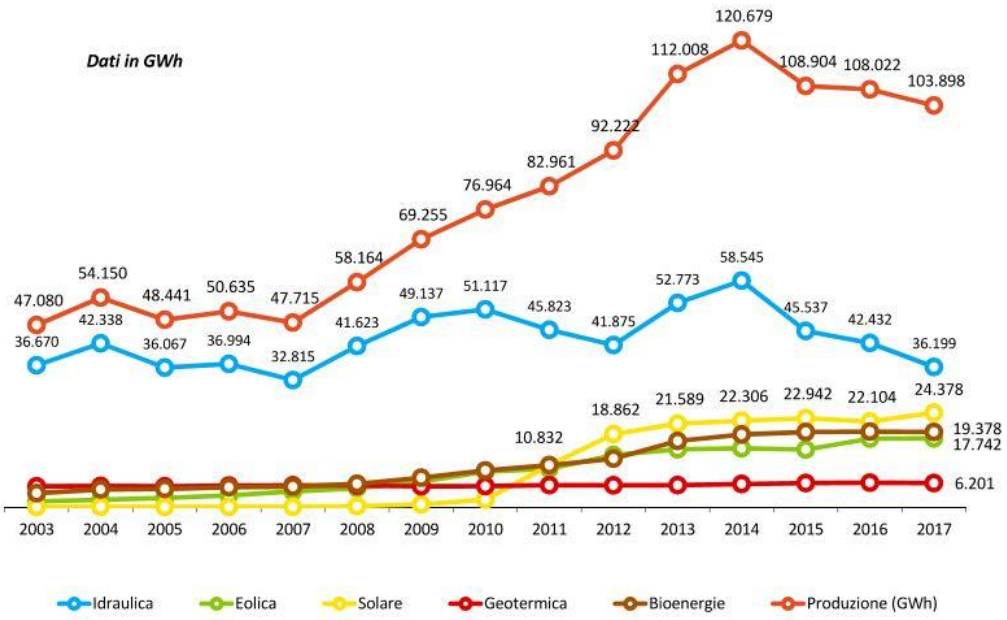


Figura 33. Evolución (2003-2017) de la producción con EERR. (Fuente: GSE)

	Idraulica		Eolica		Solare	
Regione	**n°**	**MW**	**n°**	**MW**	**n°**	**MW**
Piemonte	905	2.738,6	17	18,8	54.204	1.572
Valle d'Aosta	173	974,9	5	2,6	2.244	23,2
Lombardia	652	5.141,4	9	0,0	116.644	2.226,8
Provincia Autonoma di Trento	268	1.632,3	9	0,1	15.919	179,9
Provincia Autonoma di Bolzano	543	1.716,1	3	0,3	8.160	241,2
Veneto	393	1.170,6	16	13,4	106.211	1.853,1
Friuli Venezia Giulia	233	520,9	5	0,0	32.012	521,3
Liguria	88	90,4	33	58,1	8.171	103,0
Emilia Romagna	194	344,7	69	25,2	79.835	1.983,2
Toscana	212	372,9	124	123,5	40.870	791,5
Umbria	45	529,6	25	2,1	17.636	471,2
Marche	181	250,5	52	19,5	26.539	1.070,7
Lazio	99	410,3	68	53,4	50.296	1.325,3
Abruzzo	71	1.013,3	43	232,1	19.092	722,6
Molise	34	87,9	79	375,9	3.913	176,0
Campania	58	342,4	593	1.390,4	30.401	783,8
Puglia	8	3,3	1.173	2.473,2	46.253	2.632,3
Basilicata	14	133,3	1.402	1.055,0	7.826	365,8
Calabria	54	772,5	411	1.087,7	23.456	514,4
Sicilia	25	150,7	863	1.810,9	49.796	1.376,6
Sardegna	18	466,4	580	1.023,6	34.536	748,8
ITALIA	**4.268**	**18.862,9**	**5.579**	**9.765,9**	**774.014**	**19.682,3**

	Geotermica		Bioenergie		Totale	
Regione	**n°**	**MW**	**n°**	**MW**	**n°**	**MW**
Piemonte	-	-	317	358,2	55.443	4.687,2
Valle d'Aosta	-	-	8	3,1	2.430	1.003,8
Lombardia	-	-	729	938,2	118.034	8.306,4
Provincia Autonoma di Trento	-	-	37	13,9	16.233	1.826,3
Provincia Autonoma di Bolzano			162	92,1	8.868	2.049,8
Veneto	-	-	387	360,5	107.007	3.397,6
Friuli Venezia Giulia	-	-	137	139,9	32.387	1.182,0
Liguria	-	-	15	30,9	8.307	282,4
Emilia Romagna	-	-	324	615,1	80.422	2.968,2
Toscana	34	813,1	153	164,4	41.393	2.265,3
Umbria	-	-	75	48,9	17.781	1.051,8
Marche	-	-	70	39,6	26.842	1.380,3
Lazio	-	-	122	207,9	50.585	1.996,9
Abruzzo	-	-	38	31,6	19.244	1.999,5
Molise	-	-	10	45,4	4.036	685,2
Campania	-	-	96	249,4	31.148	2.766,0
Puglia	-	-	68	344,1	47.502	5.453,0
Basilicata	-	-	33	82,6	9.275	1.636,7
Calabria	-	-	49	202,9	23.970	2.577,6
Sicilia	-	-	43	75,1	50.727	3.413,3
Sardegna	-	-	40	91,3	35.174	2.330,1
ITALIA	**34**	**813,1**	**2.913**	**4.135,0**	**786.808**	**53.259,2**

Fonte: GSE e Terna per la fonte solare; Terna per le altre fonti

Figura 34. Potencia instalada por regiones. (Fuente: GSE)

GWh	Idrica	Eolica	Solare	Geotermica
Piemonte	6.021,7	27,4	1.811,7	-
Valle d'Aosta	2.784,3	4,3	26,0	-
Lombardia	8.621,7	-	2.316,8	-
Provincia Autonoma di Trento	2.307,2	0,0	190,5	-
Provincia Autonoma di Bolzano	5.006,3	0,1	263,2	-
Veneto	2.948,7	18,2	2.032,2	-
Friuli Venezia Giulia	1.227,6	-	562,2	-
Liguria	172,5	122,4	111,5	-
Emilia Romagna	730,0	36,1	2.351,4	-
Toscana	532,5	226,4	956,5	6.201,2
Umbria	1.229,0	3,0	585,1	-
Marche	466,2	31,9	1.376,2	-
Lazio	694,4	107,3	1.755,4	-
Abruzzo	1.474,7	360,8	937,9	-
Molise	164,2	730,1	236,8	-
Campania	338,6	2.619,8	939,6	-
Puglia	4,4	4.979,7	3.781,0	-
Basilicata	180,7	1.966,3	505,0	-
Calabria	925,6	2.048,7	671,2	-
Sicilia	118,6	2.803,1	1.958,8	-
Sardegna	250,0	1.656,4	1.008,7	-
ITALIA	**36.198,7**	**17.741,9**	**24.377,7**	**6.201,2**

	Biomasse	Bioliquidi	Biogas	Totale
Piemonte	749,1	86,9	1.020,2	9.716,9
Valle d'Aosta	2,7	0,6	4,3	2.822,2
Lombardia	1.318,4	235,7	2.851,9	15.344,5
Provincia Autonoma di Trento	23,6	3,7	26,5	2.551,4
Provincia Autonoma di Bolzano	135,6	148,6	64,8	5.618,6
Veneto	452,0	272,3	1.231,7	6.955,2
Friuli Venezia Giulia	92,8	247,0	407,5	2.537,1
Liguria	-	5,7	69,6	481,7
Emilia Romagna	944,9	583,6	1.191,2	5.837,1
Toscana	95,4	54,7	298,2	8.364,7
Umbria	92,7	46,9	111,9	2.068,5
Marche	3,0	4,8	147,7	2.029,9
Lazio	252,6	170,3	258,9	3.238,9
Abruzzo	6,3	78,3	76,7	2.934,8
Molise	138,2	6,5	23,5	1.299,2
Campania	350,4	698,8	106,6	5.053,9
Puglia	429,5	1.390,3	94,2	10.679,1
Basilicata	11,9	148,3	27,2	2.839,4
Calabria	1.153,8	3,2	82,9	4.885,4
Sicilia	148,3	5,2	105,1	5.139,1
Sardegna	214,3	272,1	98,5	3.499,9
ITALIA	**6.615,5**	**4.463,6**	**8.299,1**	**103.897,7**

Figura 35. Producción de EERR por regiones. (Fuente: GSE)

8. LA CONTROVERSIA DEL HORARIO DE VERANO Y EL HORARIO DE INVIERNO

El horario de verano o tiempo de ahorro de luz (DST por sus siglas en inglés "Daylight Saving Time") es el horario que sigue la convención por la cual se adelantan los relojes para usar más la luz diurna. Por lo general, los relojes se adelantan una hora a principios de primavera y se retrasan en otoño. El origen de dicho cambio se remonta a 1784 y a Benjamin Franklin, que en aquella época era embajador de Estados Unidos en Francia. Franklin decidió enviar una carta al diario Le Journal de París, en la que proponía algunas medidas para el ahorro energético como imponer unos impuestos a las personas cuyas contraventanas impidiesen la entrada de luz a sus habitaciones, regular el consumo de cera y velas y hacer repicar las campanas de la iglesia al amanecer para que todo el mundo se levantase a la misma hora. Estas medidas no se tomaron muy en serio en un principio, pero más adelante se fueron retomando y evolucionando hasta llegar a la conclusión de que lo más conveniente era el cambio de hora.

La primera vez que se aplicó fue durante la I Guerra Mundial, cuando Alemania redujo las horas de iluminación artificial para ahorrar carbón. En España, el Real Decreto de 3 de abril de 1918 inauguraba esta medida. En los años posteriores se adoptó la hora de verano mediante Órdenes de la Presidencia del Consejo de Ministros de vigencia anual, pero con una frecuencia irregular e intermitente, hasta que en el periodo comprendido entre 1950 y 1973 la práctica fue abandonada por completo. La recuperación de la costumbre del adelanto horario tuvo lugar en 1974 con carácter general en Europa, como medida para ahorrar electricidad en la iluminación, derivada de la crisis del petróleo de 1973.

El motivo de tener dos horarios diferentes no es otro que el ahorro de energía, haciendo menos uso de la electricidad y aprovechando al máximo la luz solar. La Directiva 2000/84/CE, de 19 de enero de 2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a las disposiciones sobre la hora de verano, rige el cambio de hora con carácter indefinido y establece el inicio del horario de verano en el último domingo de marzo (se adelantan una hora los relojes, por lo que a las 02:00 am, pasa a ser las 03:00 am) y su fin o el inicio de la hora de invierno en el último domingo de octubre (se atrasan los relojes, por lo que a las 03:00 am, pasa a ser las 02:00 am).

Hasta aquí la teoría y el por qué del cambio de hora, pero ¿Se ahorra realmente energía?. El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) afirma que el potencial de ahorro en iluminación como consecuencia de esta medida se estima en 300 millones de euros, de los que 90 millones corresponderían al potencial de los hogares españoles (lo que supone un ahorro de 6€ por hogar) y 210 millones de euros se ahorrarían en los edificios del sector servicios en la industria. El IDAE advierte que las cifras anteriores "son potenciales, es decir, para alcanzarlas es necesario llevar a cabo un comportamiento racional en el hogar a la hora de prescindir de la iluminación artificial cuando no es necesaria, así como la utilización de tecnologías de ahorro en iluminación

por aprovechamiento de la luz natural, en edificios del terciario y en industrias". La medida cuenta también con detractores que dudan de que el cambio de hora se traduzca en un ahorro de energía real. Desde ARHOE (Comisión Nacional para la Racionalización de los Horarios en España) advierte que el cambio no provoca el efecto que se persigue a menos que se acompañe de verdaderas medidas de racionalización horaria. Su presidente asegura que "en los estudios sobre ahorro energético, además de los gastos referentes a energía/luz, deberían tenerse en cuenta los de energía/aire acondicionado, que se disparan al haber más horas de luz por la tarde, y los de energía/consumo de televisión por emitirse los programas de 'prime time' a altas horas de la noche.

Por tanto, nos planteamos si es o no real este ahorro energético en los hogares cuando anochece antes y por tanto se encienden más horas las luces de la casa. Esta medida puede favorecer el ahorro energético de las industrias pero en comercios y hogares resulta más complicado. Por ejemplo, las zonas comerciales de las grandes ciudades se llenan de luces en noviembre, cada vez se adelantan más las navidades y los comercios lo aprovechan para vender más, pero también para gastar más energía y si anochece a partir de las 18:00, el número de horas con la luz encendida en casa es mayor por tanto es poco comprensible que se ahorre energía en los hogares.

De acuerdo con un estudio de la Comisión Europea, la medida tiene impactos positivos no solo sobre el ahorro energético sino sobre otros sectores como el transporte, las comunicaciones, la seguridad vial, las condiciones de trabajo y los modos de vida, la salud, el turismo o el ocio. En definitiva, el cambio de hora parece una medida de ahorro energético, pero da la sensación de que realmente no es para eso, sino para mejorar otros aspectos de la vida. Sin embargo, no son pocas las organizaciones que cuestionan las supuestas bondades de esta medida. Una de ellas es WWF, ONG ecologista que considera que el cambio de hora no tiene ningún impacto sobre el ahorro y la eficiencia. Georgios Tragopoulos, técnico de Eficiencia Energética de esta organización afirma que "cuando en otoño se retrasa el reloj, las empresas y familias que madrugan necesitan una hora menos de iluminación por lo que, si son negocios de horario matutino, el ahorro existe. Sin embargo, las familias se encontrarán con que la oscuridad llega a sus casas una hora antes de lo habitual y gastarán por la tarde esa hora de iluminación ahorrada por la mañana". Desde Ecologistas en Acción, Rodrigo Irurzun considera que la modificación de la hora supone "un ahorro mínimo y discutible" y además "altera los biorritmos en las personas, lo que baja la productividad en el trabajo durante unos días en los que estamos más cansados, sin olvidar los efectos sobre la salud que, aunque no son drásticos, sí influyen".

8.1. LA SITUACIÓN DEL USO DE DOS HORARIOS EN ITALIA

En Italia, a los dos usos de hora les llaman "ora legale" (al horario de verano GMT+2) y "ora solare" (al horario de invierno GMT+1). Se usa desde 1916 con el

Decreto Legislativo n. 631 del 25 de mayo. Durante la segunda guerra mundial se abolió y se volvió a aplicar varias veces hasta que en 1965 se estabiliza definitivamente.

El cambio de hora en Italia produjo un ahorro, entre 2004 y 2012, de 6.000 millones de kWh que supuso unos 900 millones de euros. Destaca el año 2011, que se ahorraron 647.000 GWh cuando la demanda fue de 334.640 GWh, un 0.19% en 2011; y 613.000 GWh ahorrados frente a una demanda de 328.220 GWh en 2012, manteniendo el 0.19%.

En una encuesta del "Conjunto de Asociaciones para la Defensa del Ambiente y de los derechos de los usuarios y Consumidores" (Codacons, por sus siglas en italiano), resultó que los italianos están 50% a favor y 50% en contra del horario de verano. La misma encuesta reveló que la mayor parte de los entrevistados estaba a favor de abolir el horario de invierno, lo que llevaría a utilizar la hora de verano durante todo el año, eliminando los problemas asociados al cambio de hora. El problema de esta opción para el país alpino sería que en invierno, al tener menos luz solar a disposición durante la mañana, se utilizaría durante una hora las luces de negocios, empresas y casas y por tanto no se produciría el ahorro que busca la medida actual.

Como comentábamos antes, es una cuestión de competencia de la Unión Europea (2000/84/CE) que del 4 de julio de 2018 al 16 de agosto de 2018 lanzó una consulta pública en la página web de la Comisión Europea en la que una de las preguntas era si en el caso de acabar con el cambio de hora, mantendríamos la hora de verano o la de invierno. La consulta obtuvo 4,6 millones de respuestas, récord de respuestas en consultas de este tipo. A la vista de este interés por un cambio a nivel europeo, la Comisión Europea aprobó eliminar el uso de dos horarios proponiendo el uso por parte de todos los países de la hora de verano. La propuesta estaba prevista para 2019 pero ha sido pospuesta a 2021 y además deja libertad a cada país de elegir qué horario adoptar, por tanto quien se decida a mantener el horario de verano tendrá que cambiar la hora por última vez el último domingo de marzo de 2021 y quien se decida a mantener el horario de invierno tendrá que cambiar la hora por última vez el último domingo de octubre de 2021.

El polémico compromiso ha sido necesario para llegar a la mayoría y aprobar la reforma, pero la falta de unanimidad entre los países miembros de la UE podría crear problemas económicos, en los transportes, en las comunicaciones y en los intercambios comerciales. El Parlamento es consciente de este problema, de hecho ha previsto que la Comisión pueda presentar una propuesta para posponer de nuevo la abolición hasta un máximo de 12 meses, si ven que el nuevo mix horario "pueda obstaculizar significativamente el funcionamiento del mercado único". La propuesta será negociada entre el Parlamento y el Consejo de la UE, que reúne a los representantes de los Gobiernos de la UE, no quiere decir que se confirme la propuesta, pero de ser así cada país tendría hasta abril de 2020 para elegir de que parte está. Los países del sur de Europa, somos los que no estamos de acuerdo con esta opción ya que por razones de latitud, el cambio de hora nos conviene. Italia, España y Portugal, por ejemplo, se

encuentran a mitad entre el Polo Norte y el ecuador por lo que la cantidad de horas de luz no cambia tanto de verano a invierno. Es por eso que cambiando la hora en marzo y en octubre, en verano tenemos luz hasta las 21:00 y nos despertamos que ya ha amanecido. No tenemos el problema de tener luz hasta tarde, como sí que lo tienen en el norte de Europa.

8.2. EL HUSO HORARIO ESPAÑOL Y 4 POSIBLES SOLUCIONES

En España, a parte del debate del cambio de hora que se da en otros países europeos, tenemos también el debate del huso horario en el que estamos (GMT+1) o en el que deberíamos estar según nuestra posición geográfica (GMT). El meridiano de Greenwich pasa por Londres y por las provincias de Zaragoza, Castellón y Alicante, sin embargo el horario de España es GMT+1, salvo en Canarias que tienen GMT pese a corresponderles GMT-1. Esto es así porque en 1940, se igualó nuestra hora a la de Alemania, algo que no tiene mucho sentido si lo que buscamos es adaptar nuestra vida al horario solar.

A la vista de este debate, el Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia presentó en 2016 un artículo ("La hora oficial a debate: Cuatro posibilidades, cuatro estilos de vida") en el que se analizan los pros y los contras de cada opción, mostrando horas de luz y cómo coincidirán con una jornada laboral de nueve de la mañana a cinco de la tarde en Madrid.

La primera de las cuatro opciones propone mantener el horario de invierno (GMT+1) durante todo el año. Es la opción preferida por los expertos que han realizado el estudio y dicen que "permitiría mantener siempre una diferencia de una hora con respecto a la que nos corresponde por nuestro meridiano, pero solo siete meses de horario distinto al que ahora tenemos".

Figura 36. GMT+1 sin cambio horario. (Fuente: Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia)

VENTAJAS	INCONVENIENTES
El sol saldría una hora antes (desde final de marzo hasta final de octubre) facilitando un despertar más natural	Se perdería una hora de sol por la tarde, pero solo en los meses de mayor número de horas de sol (desde final de marzo hasta final de octubre)
Nos acercaríamos a nuestra hora solar natural	Supone un cambio de hábitos de vida
Adelantaría horarios de alimentación y sueño	
Permitiría dormir más tiempo	
Nos ahorraríamos adaptarnos a dos cambios horarios que hacemos al año	

Tabla 11. Ventajas e inconvenientes del GMT+1 todo el año. (Fuente: Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia)

La segunda opción que propone el estudio es la contraria a la anterior, es decir mantener el horario de verano (GMT+2) todo el año o lo que es lo mismo la hora que le corresponde de forma natural a Berlín. Es la opción preferida por la Comisión Europea.

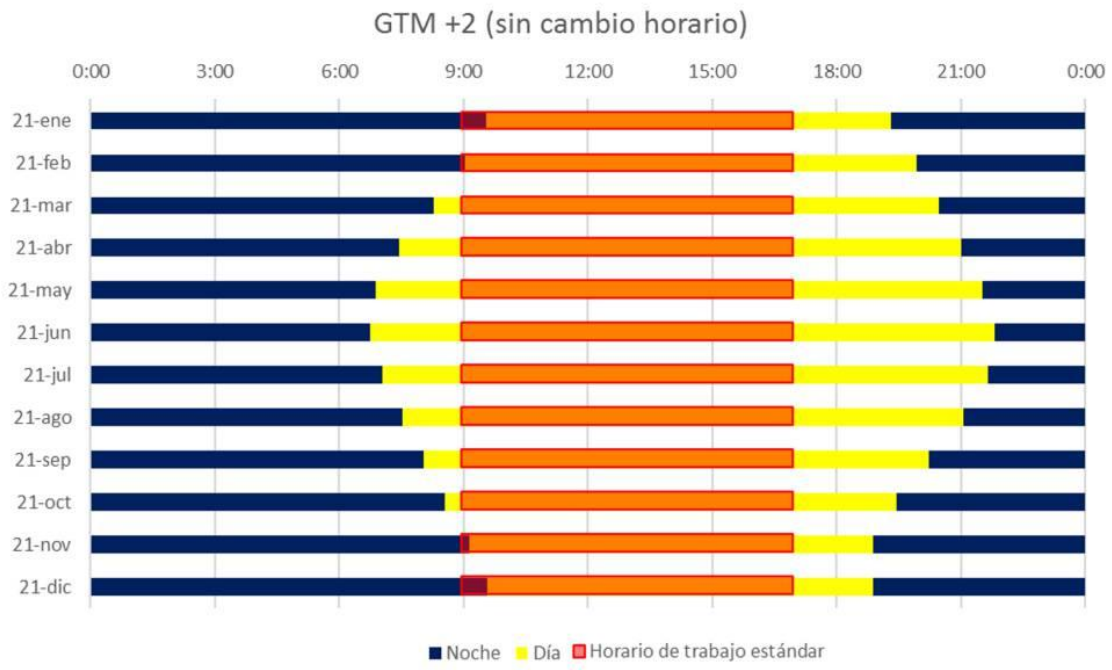


Figura 37. GMT+2 sin cambio horario. (Fuente: Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia)

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Todo el año se utilizaría el mismo horario	Retrasaría el horario de salida del sol desde final de marzo hasta final de octubre. En algunas regiones de la península el sol saldría a las diez de la mañana durante los meses de invierno.
Alargaría en una hora las horas de sol por las tardes (desde final de octubre hasta final de marzo)	Aumentaría el retraso de horarios de alimentación y sueño.
	Favorecería una mayor reducción del tiempo de sueño
	Supone un cambio de hábitos de vida

Tabla 12. Ventajas e inconvenientes del GMT+2 todo el año. (Fuente: Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia)

La tercera opción del estudio es mantener la situación actual, es decir GMT+1 en invierno y GMT+2 en verano. Esta opción ya no se contempla en el Gobierno tras la decisión de la Comisión Europea de poner fin al cambio de hora estacional.

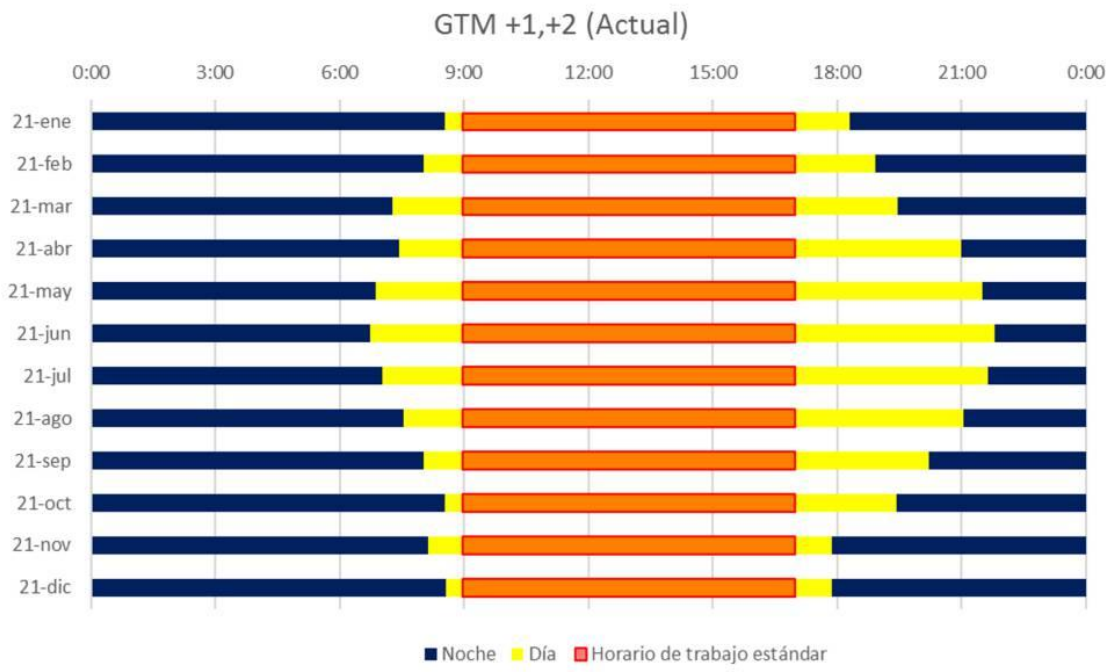


Figura 38. GMT+1 en invierno y GMT+2 en verano. (Fuente: Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia)

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Alarga las horas de luz solar por la tarde entre una y dos horas con respecto al horario solar	Favorece que tengamos un retraso en los horarios de alimentación y sueño
Es el horario al que estamos habituados	Reduce el tiempo disponible para el sueño
	Cada año hay que adaptarse dos veces al cambio de hora

Tabla 13. Ventajas e inconvenientes de la situación actual. (Fuente: Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia)

La cuarta opción estudiada consiste en cambiar el huso horario y utilizar el que nos correspondería según nuestro meridiano (GMT) en invierno y cambiar la hora a GMT+1 en verano. Con esta opción volveríamos a la situación previa a 1940.

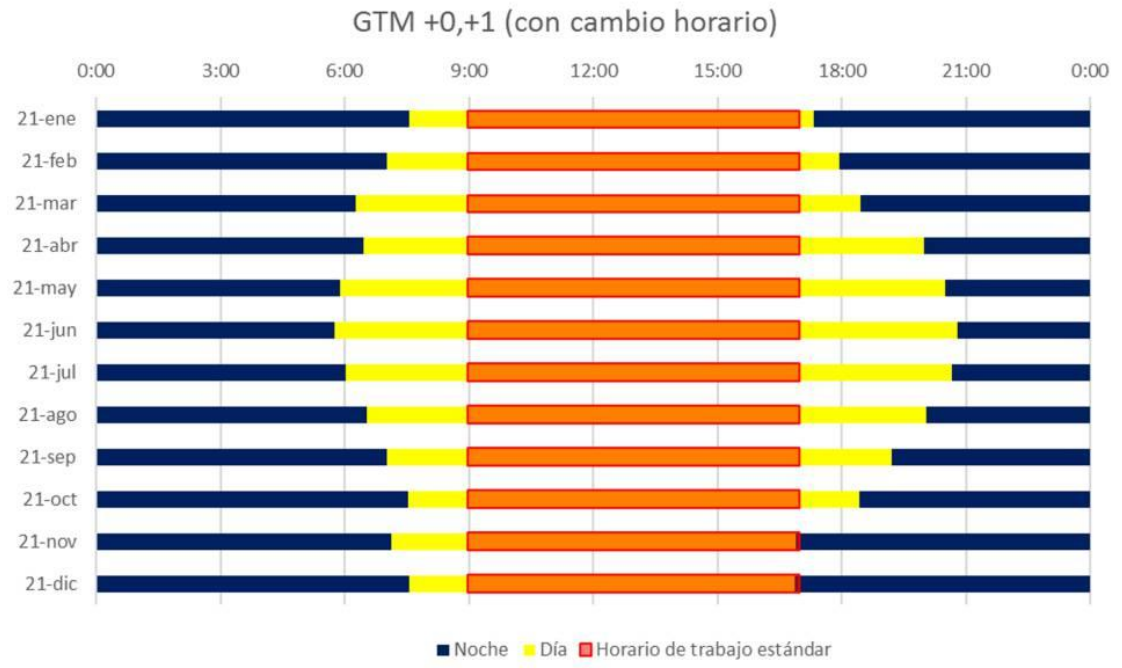


Figura 39. GMT en invierno y GMT+1 en verano. (Fuente: Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia)

VENTAJAS	INCONVENIENTES
El sol saldría una hora antes facilitando un despertar más natural	Durante el año la puesta de sol tendría lugar una hora antes
Nos acercaríamos a nuestra hora solar natural	Cambia la rutina a la que estamos acostumbrados
Adelantaría horarios de alimentación y sueño	Cada año hay que adaptarse dos veces al cambio de hora
Permitiría dormir más tiempo	

Tabla 14. Ventajas e inconvenientes del GMT en invierno y el GMT+1 en verano. (Fuente: Laboratorio de Cronobiología de la Universidad de Murcia)

Según los expertos que han elaborado el estudio, "no cambiar la hora beneficia a España siempre que nos quedemos todo el año con el horario GMT+1". En mi opinión, esta opción es la más adecuada siempre y cuando la Unión Europea obligue o no permita a los países miembros realizar cambios de hora durante el año, pero si por el contrario lo permite o incluso mantiene la situación actual de cambio de hora dos veces al año, España debería cambiar su huso horario y pasar entonces a la opción GMT en invierno y GMT+1 en verano, una situación mucho más lógica y adecuada a nuestra posición geográfica. En ninguno de los casos se debería adoptar, según mi opinión, la opción GMT+2 todo el año ya que pese a ser muy agradable en verano tener luz hasta tarde, hay que tener en cuenta que el sol saldría muy tarde durante todo el año, lo que perjudicaría los hábitos de vida y no se conseguiría un ahorro ya que sería necesaria la luz artificial durante media mañana.

9. CONCLUSIONES

El Sector Eléctrico, tanto en España como en Italia, fue un monopolio de empresas privadas al principio, como Enel en Italia, y públicas más adelante, como UNESA en España, hasta que se liberalizaron sus mercados en 1997 y 1999, respectivamente y contemporáneamente a la Directiva 96/95/CE, que proponía un mercado de libre competencia con "normas comunes para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica". No obstante, en ambos países se concentra casi toda la cuota de mercado, tanto de producción como de comercialización, en cinco grandes empresas que controlan el mercado bajo una situación de oligopolio en la que tienen casi total libertad para ejercer su fuerza en la subida de los precios y es por esto que últimamente sube cada vez más el precio de la energía. Una solución para evitar esta situación de presión de pocas grandes empresas sobre el resto y sobre el mercado sería aumentar los impuestos de las grandes empresas e imponerles límites de producción, generación y transporte, dejando espacio a otras empresas y tener así un mercado liberalizado real, no la situación de oligopolio actual.

Para que el sistema funcione correctamente debe de haber un gestor técnico encargado de la operación del mismo en tiempo real, conocido como Operador del Sistema, que es Red Eléctrica de España (REE) en España y Terna S.p.A. en Italia y un gestor económico que gestiona el mercado mayorista de la electricidad, conocido como Operador del Mercado (OMIE) en España y "Gestore dei Mercati Energetici" (GME) en Italia.

La red de transporte en alta tensión de ambos países es una actividad controlada y regulada por el Estado, en España por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en Italia por "l'Autorità per le Energia Elettrica e il Gas" (AEEG). En España es REE la encargada, como transportista única en régimen de exclusividad (Ley 17/2007), de la gestión de las infraestructuras eléctricas que componen la red de transporte y conectan las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumidores y en Italia Terna S.p.A. Destaca un dato curioso y es que en Italia, siendo casi la mitad de España en superficie (302.072 Km^2 frente a 505.944 Km^2), tiene prácticamente el doble de Km de red de transporte (72.900 Km frente a 44.069 Km).

El precio de la luz en España lo fija el Ministerio de Industria, que en 2014 modificó el modelo de fijación de precios retirando las subastas eléctricas como sistema para determinar el importe y permitiendo que fuera establecido a través del mercado mayorista, por contra en Italia se sigue utilizando la subasta como modelo de fijación del precio. El precio de las ofertas de venta del mercado diario español e italiano se obtiene mediante la curva de oferta, sin embargo el precio de las ofertas de compra en España se obtiene de la curva de la demanda pero en Italia se utiliza el PUN (Precio Único Nacional), calculado como la media horaria de los precios zonales ponderada con los consumos zonales. En ambos países, el precio de la energía eléctrica depende del mercado, si se tiene un contrato con un operador del mercado regulado o con un

operador del mercado liberalizado. Hemos visto que tener un contrato con una operadora del mercado libre tiene muchas más ventajas que tener uno con una del mercado regulado, de hecho este mercado no produce ventajas de ahorro ni de precio ni de energía y además tiene solo un 10% de la cuota del mercado total. Como solución a este problema (en Italia ya lo han puesto en marcha), lo mejor sería acabar con el mercado regulado y tener a disposición para la población solamente compañías que ejerzan su actividad en el mercado libre, acercándose más a la idea de mercado liberalizado sin depender del control gubernamental.

El precio de la producción, el transporte y la distribución de energía viene como partida dentro de la factura de la luz, con los llamados costes regulados. En España mediante las tarifas de acceso, que son únicas en todo el territorio nacional y son fijadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, los pagos por capacidad, la retribución a REE y OMIE y los pagos por pérdidas de transporte y distribución. En Italia, los costes regulados son los gastos por la materia prima, los gastos de transporte y gestión y los gastos y retribuciones al sistema.

En el precio de la factura de la luz está englobado el coste de la potencia contratada (que es un coste fijo), el coste del consumo realizado (que es un coste variable) y los impuestos, que son el 21% en España y el 10 % en Italia para consumidor doméstico y el 22% para otros usos.

Al final, resulta que aproximadamente el 50% del precio que pagamos en la factura de la luz va dirigido al pago del transporte y distribución, la gestión del mercado, los incentivos para producir con energías renovables, impuestos, etc. Es por esta razón por la que el precio de la factura sube de un mes a otro o en una época de crisis económica. Es importante dejar claro que cuando pagamos la factura no estamos solamente pagando por lo que consumimos, si no que estamos pagando el motor del mercado eléctrico y todo lo que supone (cambios de normativas europeas, cambios de empresas encargadas de gestionarlo, crisis económica...). Una mejora que debería adoptar España, de cara a abaratar los costes del precio de la factura del consumidor doméstico, tendría que ser bajar el IVA del 21% al IVA reducido del 10% (como el de otros productos básicos como el transporte público), y es que la factura de la luz, siendo un bien básico y necesario para la población, no puede tener el mismo IVA que la hostelería o los gimnasios, por ejemplo.

El desarrollo y la apuesta por las energías renovables se convierte en una necesidad imposible de eludir para conseguir un desarrollo sostenible en un mundo con una creciente demanda de energía. Italia se sitúa como el tercer país de la UE en uso de energías renovables con una cuota de consumo del 11% de toda la energía renovable consumida en la UE, por detrás de Alemania con el 17% y Francia con el 13%. España ocupa el quinto lugar representando el 6% de la UE. Además, ambos países se sitúan a la cabeza en la UE como los dos países que más han reducido los consumos energéticos, muy por encima de la media europea (6%), España ha reducido un 16% sus consumos e Italia un 14%.

Asimismo, la producción de electricidad a partir de energías renovables genera más puestos de trabajo que a través de las fuentes convencionales y la evolución de los precios es previsible ya que los costes no dependen de factores políticos internacionales ni del agotamiento de recursos. Además, la implantación y el desarrollo de las energías renovables es imprescindible para convivir con el cambio climático, solo hace falta un gran compromiso tanto por parte de los Gobiernos, como de las empresas y la ciudadanía en general. No obstante, la ONU plantea que para 2050 las energías renovables constituyan el 80% de la energía mundial. Si fuera así, estaríamos hablando de una esperanza de vida de estas fuentes inagotables muy alta y de un futuro prometedor. Todo esto será posible si se toman las medidas políticas oportunas.

El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) afirma que el potencial de ahorro en iluminación como consecuencia del uso del horario de verano y del horario de invierno se estima en 300 millones de euros, de los que 90 millones corresponderían al potencial de los hogares españoles (lo que supone un ahorro de 6€ por hogar) y 210 millones de euros se ahorrarían en los edificios del sector servicios en la industria. Esta medida puede favorecer el ahorro energético de las industrias pero en comercios y hogares resulta más complicado, por ejemplo las familias se encuentran con la oscuridad al llegar a sus casas una hora antes de lo habitual y gastan por la tarde esa hora de iluminación ahorrada por la mañana.

La Comisión Europea aprobó el año pasado eliminar el uso de dos horarios proponiendo el uso por parte de todos los países de la hora de verano (GMT+2). La propuesta estaba prevista para 2019 pero ha sido pospuesta a 2021 y además deja libertad a cada país de elegir qué horario adoptar. Los países del sur de Europa, somos los que no estamos de acuerdo con esta opción ya que por razones de latitud, el cambio de hora nos conviene. No tenemos el problema de tener luz hasta tarde, como sí que lo tienen en el norte de Europa. Por tanto, la mejor solución para España sería cambiar su huso horario y pasar entonces a la opción GMT en invierno y GMT+1 en verano. En Italia, les convendría seguir como están ahora con GMT+1 en invierno y GMT+2 en verano. En el caso de eliminación de los cambios de hora, a ambos países les convendría estar en el GMT+1 todo el año, pues el GMT+2 les haría despertarse de noche y no ver salir el sol hasta bien avanzada la mañana en algunas ciudades.

Para terminar el trabajo, enumeramos las 4 principales propuestas de mejora a adoptar por ambos países una vez realizado el estudio y sacadas las conclusiones:

1. Acabar con la situación de oligopolio (subiendo impuestos a las grandes empresas que lo controlan) y mercado regulado (acabando con el mismo).

2. En España bajar el IVA de la factura de consumos domésticos del 21% al 10%.

3. Aprovechar la fuerza que ambos países tenemos para producir con EERR y tomar las medidas políticas adecuadas para llevarlo a cabo.

4. Adoptar el huso horario GMT+1 durante todo el año tanto en España como en Italia.

10. BIBLIOGRAFÍA

cofis.es

energíaysociedad.es

opengy.com

gesternova.com

aelec.es

unesa.net

endesa.com

iberdrola.com

naturgy.es

edpenergia.es

tarifaluzhora.es

ree.es

omie.es

mundodigital.net

elperiodicodelaenergía.com

certicalia.com

elpais.com

edison.it

museoenergia.it

mercatoelettrico.org

terna.it

irenlucegas.it

eni.com

enel.it

energycue.it

sorgenia.it

luce-gas.it

servizioelettriconazionale.it

lifegate.it

ec.europa.eu