

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

“SIMULADOR AVANZADO PARA LA
OPTIMIZACIÓN Y SEGUIMIENTO DEL
SISTEMA DE TARIFICACIÓN
ESPAÑOL”



Curso: 2021/2022

Modalidad TFG: Trabajo Técnico

Alumno/a:

Francisco José García Garcés

Director/es:

Alfredo Alcayde García

ÍNDICE

1	Abstract	3
2	Resumen.....	3
3	Interés y Objetivos.....	4
4	Estado del arte.....	6
4.1	Sistema eléctrico	9
4.2	Precio de la electricidad	25
4.2.1	Derechos de emisión de gases	32
4.2.2	Precio del Gas	36
4.3	Opciones para los consumidores	39
5	Tarifas	42
5.1	Tarifas antiguas	42
5.1.1	2.0 A.....	42
5.1.2	2.1 A.....	43
5.1.3	2.0 DHA.....	43
5.1.4	2.1 DHA.....	43
5.1.5	2.0 DHS y 2.1 DHS.....	44
5.1.6	3.0 A.....	45
5.1.7	3.1 A.....	45
5.1.8	Tarifas de 6 periodos de facturación: 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5	46
5.2	Tarifas nuevas.....	47
5.2.1	2.0 TD.....	48
5.2.2	3.0 TD y 6.X TD.....	49
5.3	Comparación: Ventajas y Desventajas	50
6	Facturas eléctricas.....	56
6.1	Peajes y cargos del sistema	60
6.2	Pagos por capacidad.....	66
7	Tendencias energéticas y retos	69
8	Cálculo de Tarifas	71
8.1	Cálculo de tarifas 2.0 TD.....	71
8.2	Cálculo tarifas 6.X TD.....	78
8.2.1	Algoritmos	88
9	Resultados	102
9.1	Prueba por Fuerza Bruta	102

9.2	Método heurístico	108
9.3	Método Heurístico Mejorado.....	109
10	Conclusiones.....	114
11	Competencias.....	115
12	Fases de desarrollo y Cronograma	116
13	Índice de tablas	118
14	Índice de ilustraciones.....	119
15	Bibliografía.....	121

1 ABSTRACT

This project aims to develop a program based on evolutionary algorithms that studies the consumption habits of a company and proposes the most appropriate rate, keeping in mind possible increases or decreases in consumption and power as well as penalties for energy demand greater than that contracted. We want to give a competitive advantage to companies that make use of it and at the same time it can serve as a reference, to determine if it is economically viable to invest in a project, knowing or assuming a certain consumption since the cost of electricity is a determining factor in most businesses. In addition, once the results are obtained, multiple scenarios can be planned, specifying for each company, where a reduction in consumption or more efficient consumption is proposed, within the margins of action of each company. In order to minimize costs, two fundamental parameters will be taken into account, such as power and energy, which will be the object of optimization.

2 RESUMEN

Este trabajo pretende desarrollar un programa basado en algoritmos evolutivos que estudie los hábitos de consumo de la empresa en cuestión y proponga la tarifa más adecuada teniendo en cuenta posibles aumentos o disminución de consumo y potencia, así como las penalizaciones por demanda de energía superior a la contratada.

Se pretende dar una ventaja competitiva a las empresas que hagan uso del mismo y a la vez puede servir como referencia, para determinar si económicamente es viable invertir en un proyecto, conociendo o suponiendo un determinado consumo ya que el coste de la electricidad es un factor determinante en la mayoría de negocios. Además una vez obtenidos los resultados se pueden planificar múltiples escenarios, particularizando para cada empresa, donde se planteen una reducción del consumo o un consumo más eficiente, dentro de los márgenes de actuación de cada empresa.

Para lograr minimizar los costes se tendrán en cuenta dos parámetros fundamentales como son la potencia y la energía que serán el objeto de la optimización.

3 INTERÉS Y OBJETIVOS

La entrada en vigor de las nuevas tarifas eléctricas ha puesto de manifiesto la necesidad de adaptarse a las nuevas tendencias energéticas, modificar ámbitos de consumo, pasarse al autoconsumo, etc. La electricidad es un producto muy demandado en todos los hogares e industrias en todo el mundo, forma parte del día a día en casi cualquier acción que emprendamos y es por ello que es necesario entender cuál es la mejor manera de consumirla, como se produce y se reparte y sobre todo cuanto cuesta este servicio.

Esto último es clave, todos los consumidores buscan maneras de ahorrar en la factura de la luz, este es un tema que nunca pasa de moda, siempre se buscan los electrodomésticos más eficientes, las horas de consumo más baratas o los contratos más interesantes en el mercado libre. Pero realmente pocas personas entienden el cómo y porqué del precio de la electricidad. Para un usuario común esto es importante pero mucho más lo es para las empresas e industrias donde su mayor gasto o un porcentaje elevado de su gasto mensual o anual es la factura eléctrica.

Debido al cambio climático y al calentamiento global han ocurrido acciones políticas nunca antes vistas, se han creado organismos destinados a controlar emisiones de dióxido de carbono, los gobiernos de más de 180 países han acordado realizar acciones para frenar estos efectos adversos, la comunidad global se ha volcado en este asunto en mayor o menor forma y es de vital importancia conocer qué medidas se están tomando y la dirección a la que apuntan estas medidas. En este contexto es donde entran diversos agentes que intervienen de manera decisiva en el mercado eléctrico: el auge de las energías renovables, la especulación en el mercado de emisiones de CO₂, el cierre de centrales de carbón, la eterna discusión sobre las centrales nucleares, el aumento del precio del gas, etc. Este mix de elementos hacen que este tema sea sumamente complejo e interesante y es por lo que se ha decidido abordar.

Este proyecto pretende resolver todas estas dudas y además proponer soluciones para un mejor consumo y ahorro en la factura doméstica y para la industria se desarrolla un programa optimizador para asegurarse pagar lo mínimo posible con las mismas prestaciones.

Adicionalmente el interés por este tema en concreto requiere de una curiosidad en distintas áreas y resulta satisfactorio ver las relaciones que existen entre los diversos ámbitos que se estudian en el presente trabajo.

Algunos de estos temas son electricidad, economía, política, matemáticas y programación donde todos unidos dan origen al problema planteado y consecuentemente a la solución aquí adoptada.

Hay dos objetivos principales en este proyecto: Conocer cómo se estructura el mercado de la electricidad en España y los principales factores de los que depende, y crear un algoritmo optimizador que permita a las grandes empresas, acogidas a las tarifas 6.X TD, tener un conjunto de potencias contratadas, en base a un histórico de su consumo, optimizado para pagar lo mínimo posible sin renunciar a la forma de trabajo.

Los sub-objetivos serían los siguientes:

1. Estudio del mercado eléctrico español con especial atención a las tarifas eléctricas y en concreto a las tarifas de alta tensión.
2. Determinar los principales componentes que afectan al precio de la electricidad
3. Estudiar cómo se estructuran las nuevas tarifas eléctricas para saber cómo abordarlas
4. Conocer las tendencias energéticas globales para estar preparados para las transiciones que se están produciendo y las que se van a producir
5. Evaluación de las técnicas de optimización usualmente empleadas para este tipo de problemas.
6. Diseño de los algoritmos
7. Implementación de la aplicación en base a las tarifas de alta tensión 6.X con todas sus restricciones y particularidades
8. Simulación de los algoritmos implementados con datos reales y analizar los datos obtenidos

4 ESTADO DEL ARTE

Hoy en día la electricidad es utilizada de manera continua por la mayoría de personas del mundo para todo tipo de tareas.

Fue en el S.XIX cuando se empieza a implementar la electricidad de manera industrial, sobre todo a finales de este siglo y principios del XX, en el marco de la segunda revolución industrial. En este momento se comenzó una carrera de innovación y mejora de los aparatos eléctricos, así como de las líneas eléctricas para el suministro tanto individual como industrial. Grandes mentes participaron directamente en la creación y el avance de estas nuevas tecnologías, pero de entre todos ellos probablemente los que más destaquen, por méritos propios, son Thomas Edison, inventor de aparatos como el fonógrafo o la bombilla y gran defensor de la corriente continua en todos los ámbitos incluida el transporte de electricidad. Por otro lado hay que mencionar a Nikola Tesla, precursor de la corriente alterna, inventor del motor de corriente alterna y gran defensor de esta última. Fue en esta época donde se produjo la llamada guerra de las corrientes, que no fue una guerra como tal, sino una carrera desesperada por ver cuál sería la tecnología que predominase en la época, principalmente en la iluminación pública ya que sería la que obtendría beneficios económicos más altos puesto que acababa de nacer prácticamente esta disciplina. La batalla la ganó Tesla iluminando la exposición universal de Chicago de 1893, sin embargo, a día de hoy, se podría decir que la guerra acabó en empate. Si bien es cierto que las líneas de transporte eléctrico funcionan en su mayoría con corriente alterna, la corriente continua que defendía Edison se ha implantado en millones de dispositivos electrónicos, motores de corriente continua, electrodomésticos etc.

Las ventajas de los sistemas eléctricos reemplazaron en pocos años muchas de las funciones que hasta ese momento ocupaba el gas, el carbón, trabajos manuales, etc. Un claro ejemplo son los sistemas de iluminación en el mundo entero. Las industrias en ese momento no tardaron en darse cuenta de las ventajas que suponía invertir en esta tecnología, desarrollando todo tipo de elementos y aparatos eléctricos para mejorar la eficiencia en determinados procesos de producción de la empresa.

Pero para que todo esto fuese posible se precisaba de un sistema robusto de comunicación de la energía eléctrica. Estamos hablando del sistema eléctrico, una red inmensa de líneas de transporte de electricidad, centros de transformación, centrales generadoras y líneas de distribución. Este sistema, si bien no es difícil de comprender su funcionamiento global y por supuesto la finalidad, no es algo trivial, depende de miles de factores para su buen funcionamiento que con el paso de los años hemos aprendido a mejorar y optimizar, pero si echamos la vista atrás y vemos como este sistema eléctrico ha ido cambiando con el paso de los años, sustancialmente el esquema sigue siendo el mismo y principalmente los cambios se han producido en la mejora e innovación de los aparatos y entidades que lo integran.

Lo que sí ha cambiado, y mucho, es la manera en la que utilizamos la electricidad. Al principio su uso era meramente industrial e iluminación pública, sin embargo, a día de hoy es imposible imaginar apartar del día a día de casi cualquier persona, la electricidad y los aparatos eléctricos y es que se ha convertido en el motor que mueve al mundo, desde los móviles pasando por los electrodomésticos, semáforos, iluminación, bombas de agua para su suministro hasta llegar a los ordenadores, internet, y los sistemas de información que dependen de la energía eléctrica para su uso. Se ha convertido en imprescindible para la mayoría de aplicaciones y trabajos de nuestros días. Pero a pesar del impacto individual que tiene para las personas y del gran uso que se le da, es lógico pensar que el sector

industrial como ya hemos avanzado, será uno de los grandes beneficiarios y no en vano es este sector el que consume el 40 % de la electricidad mundial. (Gasto energético en la industria, s.f.)

Según el INE, en su encuesta bienal de consumos energéticos del 2019, el principal producto utilizado en la industria fue la electricidad con un 56.7 % del consumo total del sector, siendo la industria de la alimentación, la metalúrgica y la química las de mayores consumos (INE, 2021). Respecto a 2017 el consumo ha aumentado un 6.7 % y es que durante los últimos diez años el producto más consumido en la industria española ha sido la electricidad con porcentajes por encima del 50 % pudiendo apreciar el impacto tan grande que tiene este producto, además, también se refleja en la misma encuesta como ha ido descendiendo el consumo de productos petrolíferos pasando de un consumo del 13.7 % del total del consumo en la industria al 7.8 % actual (2019) lo que evidencia un apartado del que se hablará más adelante y es la transición que está haciendo la sociedad hacia un entorno más respetuoso con el medio ambiente, al cual le sigue la electricidad y el mercado eléctrico por la senda de las energías renovables.

Teniendo en cuenta los datos, parece que aún no hemos llegado a ningún tope en cuanto a producción y consumo se refiere, la población a nivel mundial sigue creciendo, la industria crece a la par y la inversión en tecnologías eléctricas no parece decaer. (INE, 2021)

En la siguiente imagen se puede ver el consumo eléctrico a nivel mundial:

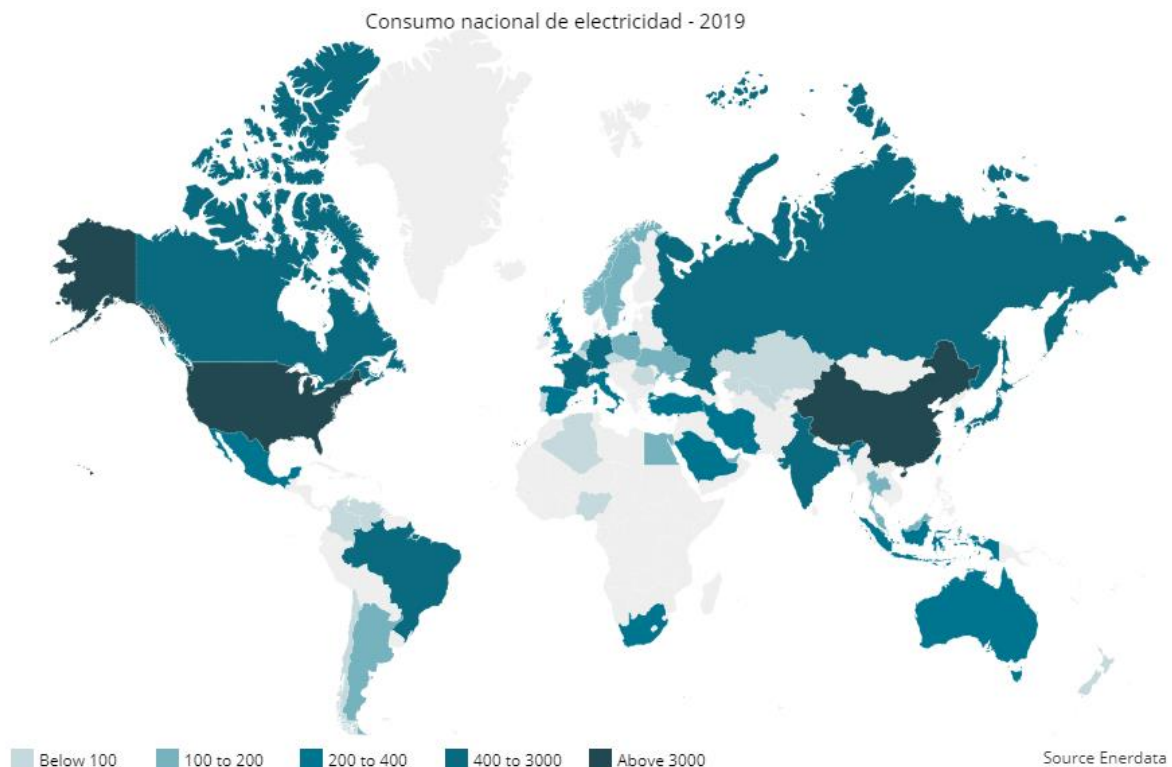


Ilustración 1 Consumo de electricidad (TWh) por países 2019. Fuente: <https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html> (Enerdata, 2021)

Como se puede ver, los países más industrializados son los que tienen un mayor consumo eléctrico destacando China como el mayor consumidor de electricidad del mundo, ya que viene apostando por una industria fuerte, estable y competitiva y se está desarrollando a pasos agigantados. Aquí se muestra algunos datos de países con mayores consumos:

País	TWh
China	6510
Estados Unidos	3865
India	1230
Rusia	922
Japón	553

Tabla 1: Datos numéricos de los países con mayor consumo energético. Fuente Enerdata (Enerdata, 2021)

A pesar de ello, 2019 fue el año que menos creció el consumo eléctrico anual a nivel mundial, debido principalmente a un descenso económico y a temperaturas algo más cálidas que años anteriores.

Llegados a este punto, se sabe que la electricidad es un producto altamente demandado y producido a nivel mundial y que actualmente se ha generado una dependencia hacia los productos que están relacionados con el consumo eléctrico, que es difícil de sustituir. Podemos incluso ahondar un poco más y ver más allá, aventurándonos a decir que la electricidad maneja el mundo tal y como lo conocemos. Las redes sociales, las grandes corporaciones, bancos, sistemas informáticos y de información, medios de comunicación, todos ellos dependen en mayor o menor medida de equipos eléctricos, todos necesitan electricidad para funcionar en su día a día.

Ya conocemos el valor y el peso de la electricidad en el mundo, ahora toca hacer frente a varios problemas asociados al consumo de energía eléctrica en tales cantidades. Pero antes se deberá entender de manera global como funciona el sistema eléctrico.

4.1 SISTEMA ELÉCTRICO

Un sistema eléctrico se puede definir como el conjunto de elementos necesarios para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Un esquema básico de un sistema eléctrico podría ser el siguiente:

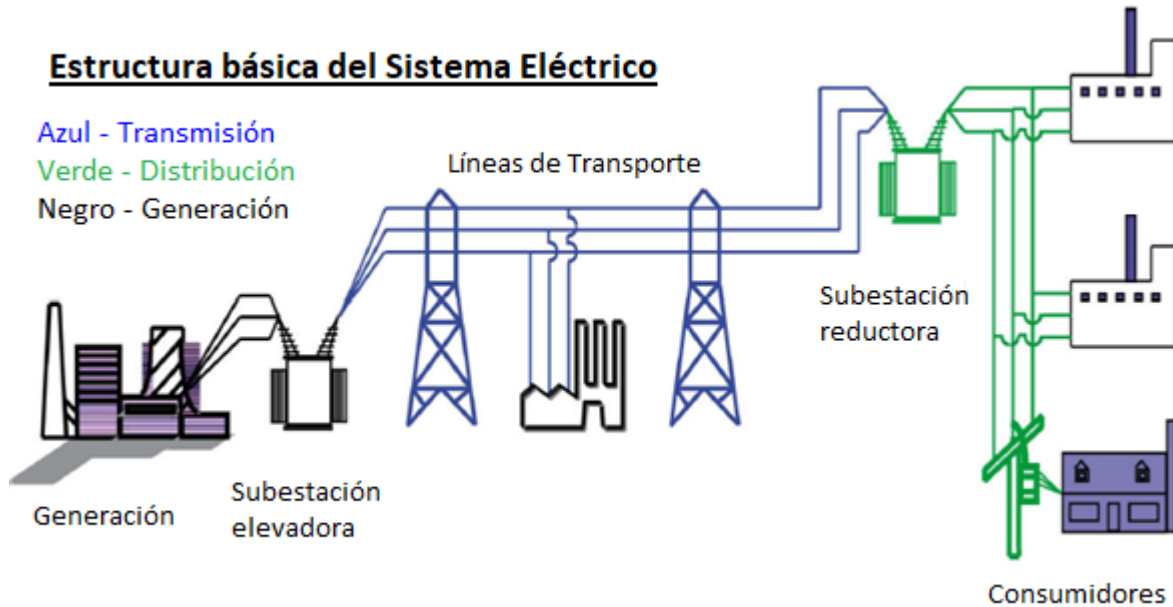


Ilustración 2 Estructura básica del sistema eléctrico español

Los componentes principales de un sistema eléctrico son:

Centrales generadoras: Son los centros encargados de la generación de electricidad, esta pasa a las subestaciones cercanas donde se eleva la tensión para ser transportada. Hay de diversos tipos: hidráulicas, nucleares, de carbón, de ciclo combinado, etc.

Aquí ya existen múltiples factores a considerar y algunos de los más importantes de los que intervienen en el precio final de la energía. En el funcionamiento del mercado eléctrico español se verán cómo se casan la oferta y la demanda y cómo entran en el mix energético las distintas tecnologías. Ahora veamos las distintas variedades de generación más importantes que tenemos disponible en España y cómo pueden afectar al precio final.

Centrales nucleares: Estas centrales utilizan combustible nuclear para, mediante el proceso de fisión, generar calor que calentará agua. El vapor desprendido a gran presión será el utilizado para mover una turbina y generar electricidad para el proceso de fisión en una central nuclear los elementos pesados más comúnmente usados son Uranio 235 y Plutonio 239. Estas centrales son una fuente de energía limpia, en cuanto a emisión de gases de efecto invernadero se refiere, son fiables y están ganando mucho peso en ciertos países y otros las están dejando de lado a pesar de los múltiples beneficios que ofrecen. (CSN, s.f.)

Desde luego este modo de generación no deja indiferente a nadie, sus defensores sugieren que es la mejor de las opciones en una transición correcta hacia un futuro dominado por las energías renovables, ya que esta fuente de generación no produce gases de efecto invernadero. Sin embargo, sus detractores, sostienen que un accidente nuclear sería devastador para la zona y ponen como ejemplo

accidentes ya ocurridos anteriormente como Chernóbil, Fukushima o el ocurrido en Vandellós I en 1989 (Pérez, 2019) que estuvo a punto de ser fatal.

Por otro lado, es cierto que la energía nuclear ha sido bastante fiable en muchos países, por ejemplo en Francia proporciona el 75 % de toda la generación del país, siendo uno de los países industrializados que menos emisiones de CO₂ emitía a la atmósfera. La apuesta por esta tecnología comenzó a principios de los años setenta, debido a la crisis del petróleo. Llevan más de 40 años siendo abanderados de la energía nuclear. (IEA, Conditions and requirements for the technical feasibility of a power system with a high share of renewables in France towards 2050, 2021)

Actualmente en España hay 5 centrales en funcionamiento: Almaraz (I y II), Ascó (I y II), Cofrentes, Vandellós II y Trillo Sumando un total de 7 reactores con una potencia eléctrica total instalada de 7398.7 MW. (Demográfico, 2021)

Centrales Nucleares en España		
Central Nuclear	Potencia (MW)	Año Inicio Explotación
Almaraz I	1049.4	1983
Almaraz II	1044.50	1984
Ascó I	1032.50	1984
Ascó II	1027.21	1986
Cofrentes	1092.02	1985
Trillo	1066	1988
Vandellos II	1087.1	1988

Tabla 2 Centrales Nucleares en España; Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [7]

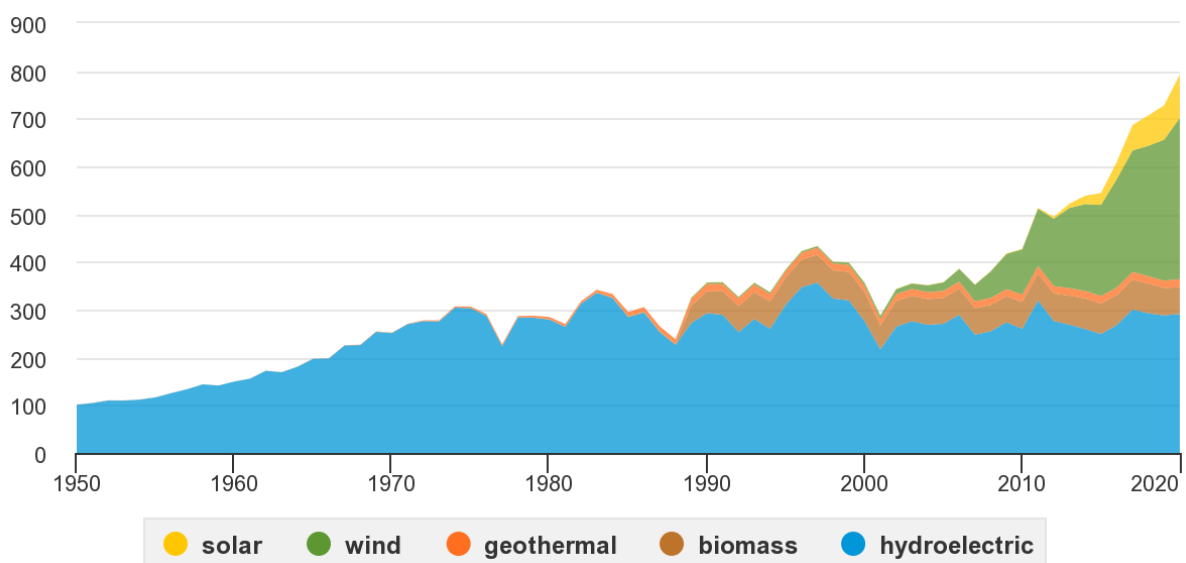
Realmente las centrales nucleares son una fuente de generación estable que puede operar las 24 horas del día de manera muy eficiente. (Nuclear, 2021) Además son ideales para propiciar la transición ecológica hacia un mundo dominado por las energías renovables ya que son capaces de operar de forma ininterrumpida y no generar emisiones de CO₂. (IEA, IEA, 2021)

Energías renovables: Son la tecnología que más avanza y se mete cada vez con más fuerza en este mix de sistemas de generación. Desde luego tienen una gran cantidad de ventajas, algunas con una tecnología muy consolidada. Sin embargo tienen aún varios frentes abiertos que tienen que solucionar, el mayor de ellos, quizás, sea la inconsistencia o mejor dicho, las discontinuidades a las que se ven expuestas, por ejemplo, en las centrales solares fotovoltaicas si se oscurece el sol a causa de una nube que lo cubre durante un cierto periodo de tiempo, esa energía que estaba generando la tiene que suplir urgentemente otra central, lo mismo ocurre en el caso del viento, que puede variar de un momento a otro.

En cuanto a las centrales hidroeléctricas que operan en ríos, presas, etc. Es menos común que esto ocurra ya que si por ejemplo un embalse destinado a la generación se agota, se puede hacer fluir mediante bombeo, el agua nuevamente al embalse y volver a generar. Es evidente que esto presenta varios inconvenientes y depende de las políticas, precio de la electricidad para este tipo de actividad y capacidad de generación de que sea rentable hacer esto. Si un país dispone de una gran cantidad de este recurso, es decir, posee gran cantidad de ríos y además de caudal constante, lo más probable es que la mayor parte de la generación eléctrica la obtenga por este medio ya que consiste en aprovechar el agua que ya está fluyendo y que después se puede utilizar para otra actividad como riego consumo humano. Algunos de los países donde tiene un peso importante este modo de generación son China, Brasil, Estados Unidos o Canadá.

U.S. electricity generation from renewable energy sources, 1950-2020

billion kilowatthours



Note: Electricity generation from utility-scale facilities. Hydroelectric is conventional hydropower.

Source: U.S. Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*, Table 7.2a, January 2021 and *Electric Power Monthly*, February 2021, preliminary data for 2020

Ilustración 3 Generación eléctrica mediante energías renovables en USA desde 1950 a 2020; Fuente: eia

Dentro de las energías renovables en USA, la energía hidroeléctrica es la que predomina muy por encima del resto, además es apreciable como se ha mantenido prácticamente constante desde los años setenta, indicando esto que han sabido identificar y aprovechar muy bien los puntos geográficos que le permitían disponer de este recurso. ((eia), 2021)

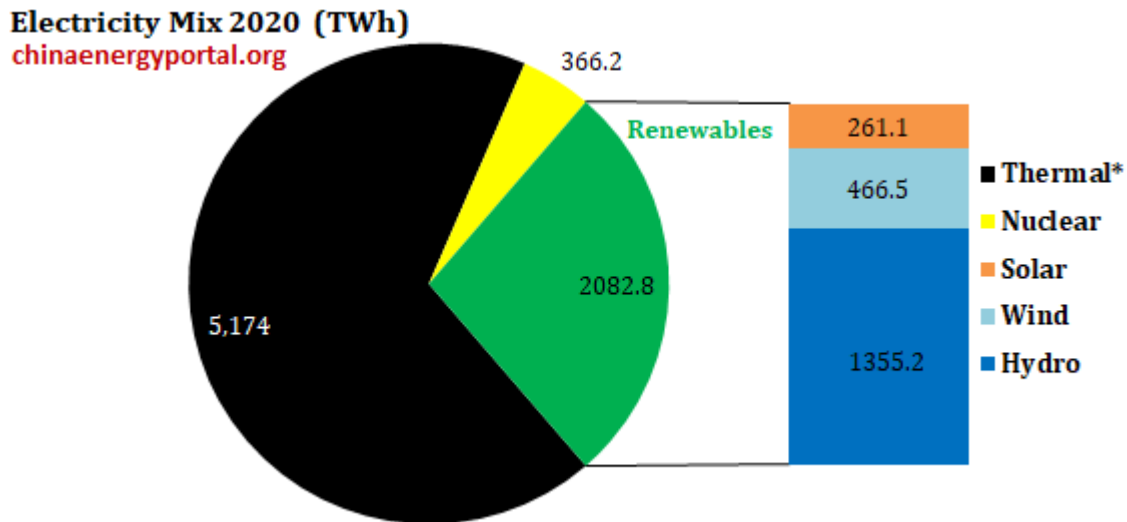


Ilustración 4 Mix de generación eléctrica (TWh) de China; Fuente: China Energy Portal (Portal, 2020)

En cuanto a China, observamos que nuevamente la energía hidroeléctrica sigue siendo la tecnología dominante dentro de las energías renovables. Estas imágenes se han mostrado con el fin de apreciar como dos de los países más potentes del mundo, hablando en sentido geopolítico e industrial, pero a la vez tan diferentes convergen en la idea natural del aprovechamiento del agua para la generación de electricidad.

Sin embargo y a pesar de lo ya mencionado sí que puede presentar cierto grado de indisponibilidad, ya que los ríos también son cambiantes teniendo estaciones más secas o la dificultad para controlar y predecir los caudales. Además hay que tener en cuenta que su ubicación está determinada por la geografía del terreno y la presencia de este elemento.

Por otro lado estaría la energía mareomotriz que dependería de las mareas pero que está ganando protagonismo estos últimos años. En Europa está ganando una gran popularidad por su gran potencial, los últimos estudios realizados en Inglaterra y Escocia muestran una posibilidad de aprovechamiento muy ventajosa debido a las características marítimas de sus zonas costeras. En España ha destacado el mar cantábrico como punto importante para instalar este tipo de dispositivos generadores. (J.R. & L.E., 2015)

Centrales térmicas: Se aglutinan aquí las centrales térmicas convencionales, es decir, carbón y gas natural, excluyendo de esta descripción las centrales nucleares y las de ciclo combinado por sus características especiales. La base de estas tecnologías es la misma, quemar un combustible, calentar agua para convertirla en vapor de agua y hacerlo pasar por una turbina generando así electricidad. Es evidente que lo que caracteriza a estas centrales es el uso del combustible, este es el que va a determinar en una gran medida la rentabilidad de estas centrales, pero no solo eso, sino que además emiten grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera. Más adelante se hablará del impacto económico de las emisiones de CO₂ a la atmósfera y será algo a tener muy en cuenta, pero no es solo el impacto económico de este hecho es el importante, sino el impacto medioambiental que es uno de los grandes problemas de las centrales térmicas convencionales.

Ya se ha hablado en este proyecto de la conciencia medioambiental que está tomando la población y consecuentemente los gobiernos de muchos de los países más importantes del mundo para frenar el

cambio climático sobre todo generando políticas que incentiven las energías renovables y penalicen las emisiones de CO₂, el protocolo de Kioto probablemente sea el acuerdo internacional más conocido y en el que la mayoría de los países más industrializados se comprometen a adoptar este tipo de medidas, esto trajo consigo la implantación del mercado de emisiones de gases de efecto invernadero que también está influyendo en el precio de la electricidad (Change, unfcc, s.f.)

También es destacable el Acuerdo de París, un acuerdo donde los 189 países participantes son jurídicamente responsables del cumplimiento del mismo. En él se comprometen a tomar medidas medioambientales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y minimizar el calentamiento global en menos de 2 grados. (Change, unfcc, s.f.) (Unidas, Acuerdo de París, s.f.)

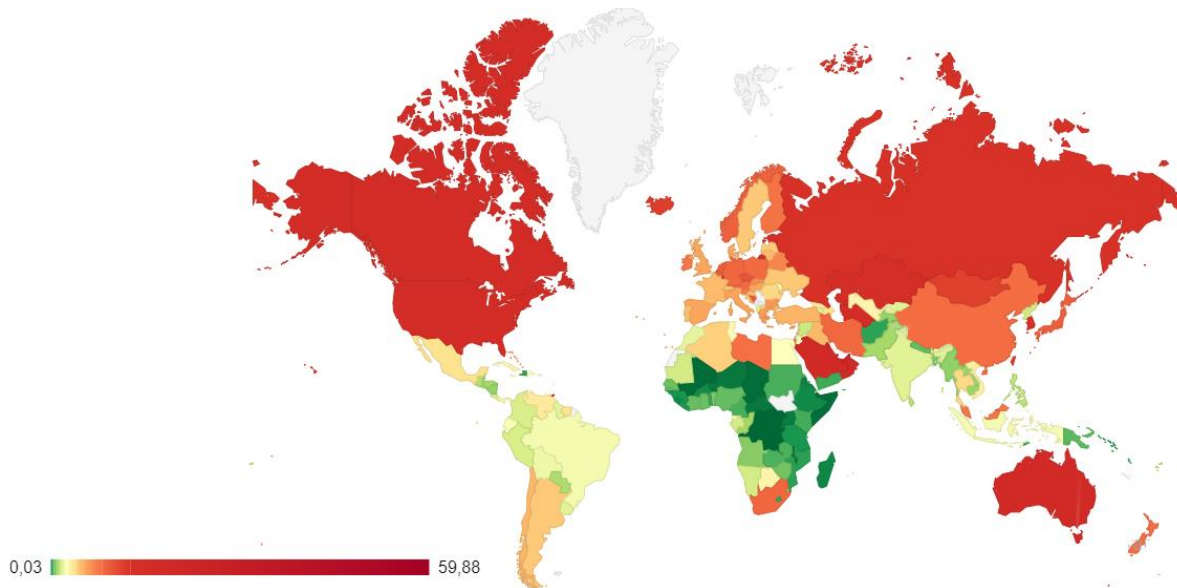


Ilustración 5 Emisiones mundiales de CO₂ (tpc); Fuente:Datosmacro (Datosmacro, 2018)

Esta imagen muestra las emisiones de CO₂ en toneladas per cápita de todos los países del mundo, llama la atención Estados Unidos, Canadá Rusia y Australia con una gran cantidad de emisiones, pero también lo tienen ciertos países menos industrializados de África. Las razones son varias, pero una de ellas es que los países industrializados presentan gran cantidad de empresas y de centrales generadoras, que emiten dióxido de carbono, y que aún no han desmantelado. Por otro lado los países poco desarrollados ven en estas tecnologías una manera más barata de generar electricidad. Hay que recordar que la tecnología renovable precisa de un proceso de maduración y que los países menos industrializados no están tan comprometidos o no pueden estarlo, con las estas nuevas energías.

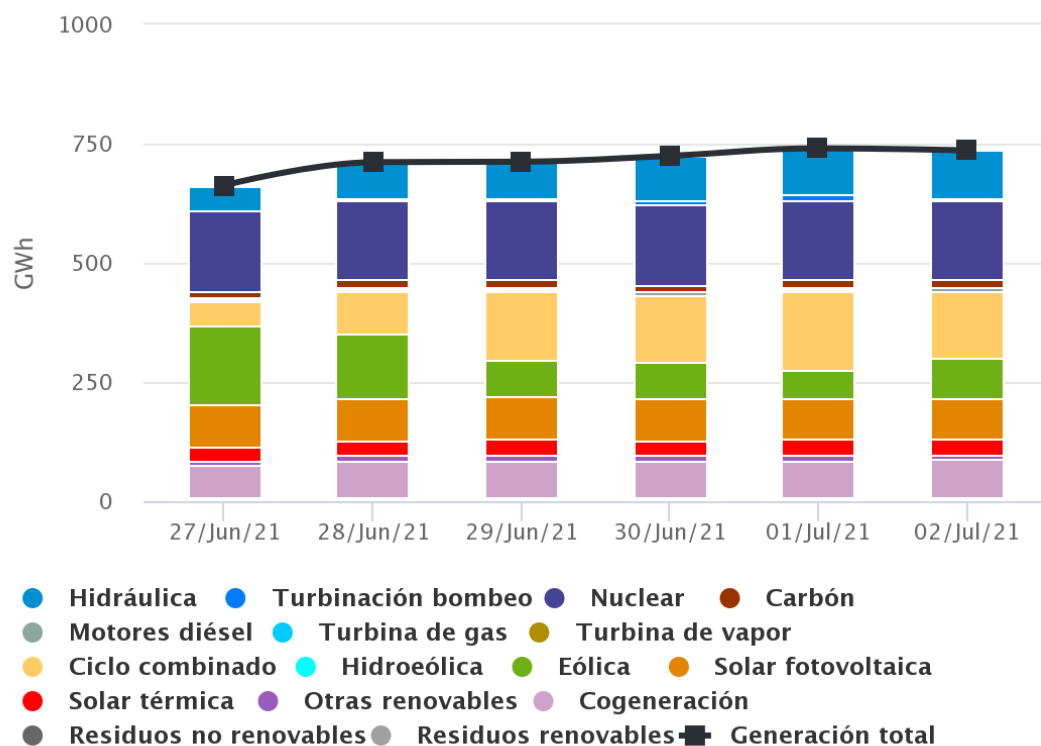
Además llama la atención que China que es el país actualmente que más electricidad consume (Enerdata, 2021) no esté entre los peores. Esto se debe a que esta estadística se realiza per cápita y la población en el país asiático es la mayor del mundo con alrededor de 1440 millones de personas. (Unidas, Desafíos Globales: Población, 2020) Este hecho es una de las claves para entender por qué crece tanto la demanda y con ello la generación de gases de efecto invernadero, ya que a más personas más consumo en todos los ámbitos.

Las empresas optan por cerrar cada vez más centrales térmicas a favor de una inversión en energías renovables, como por ejemplo está ocurriendo con la central 'Litoral' de Carboneras en la provincia de Almería. Esta central de carbón, propiedad de ENDESA, está en proceso de cierre debido al plan desarrollado llamado 'Futur-e' el cual pretende realizar una transición hacia la descarbonización de sus

centrales principalmente sustituyendo, progresivamente, las centrales térmicas convencionales por centrales que utilicen energías renovables. En el caso de Almería se planea ampliar suplir los 1159 MW de potencia instalada en Carboneras por aproximadamente 1500 MW de generación solar fotovoltaica, donde ya se están recibiendo propuestas de proyectos. (Endesa, s.f.)

Centrales de Ciclo Combinado: Este tipo de centrales no se consideran centrales térmicas convencionales ya que tienen algunas peculiaridades significativas. El ciclo combinado consiste en utilizar el gas natural en dos fases, la primera se haría pasar el gas natural por una turbina de gas y posteriormente realizar su combustión para generar vapor y hacerlo pasar por una turbina de vapor como hemos visto ya anteriormente. Este tipo de centrales son eficientes y permiten una gran regulación de alrededor del 45 % de su potencia nominal por lo que son muy utilizadas ya que ante una repentina falta o exceso de energía se podría generar más o menos cantidad de energía en función de la necesidad, esto, junto con tener un impacto medioambiental mucho más reducido que las centrales convencionales de carbón hacen de estas una de las tecnologías más empleadas a día de hoy en España. (Fundación, s.f.) (Naturgy, s.f.)

Centrales de Cogeneración: La cogeneración es el proceso por el cual se obtiene, a partir de un combustible, energía eléctrica y energía térmica útil, es decir, dos tipos distintos de energía, aprovechando el calor residual de la combustión. Esto aumenta significativamente la eficiencia de estas centrales, pudiendo alcanzar un rendimiento del 85 %, motivo por el cual son tratadas a parte y también por la generalización de su uso en España. ((IDAE), s.f.) ((ACOGEN), s.f.)



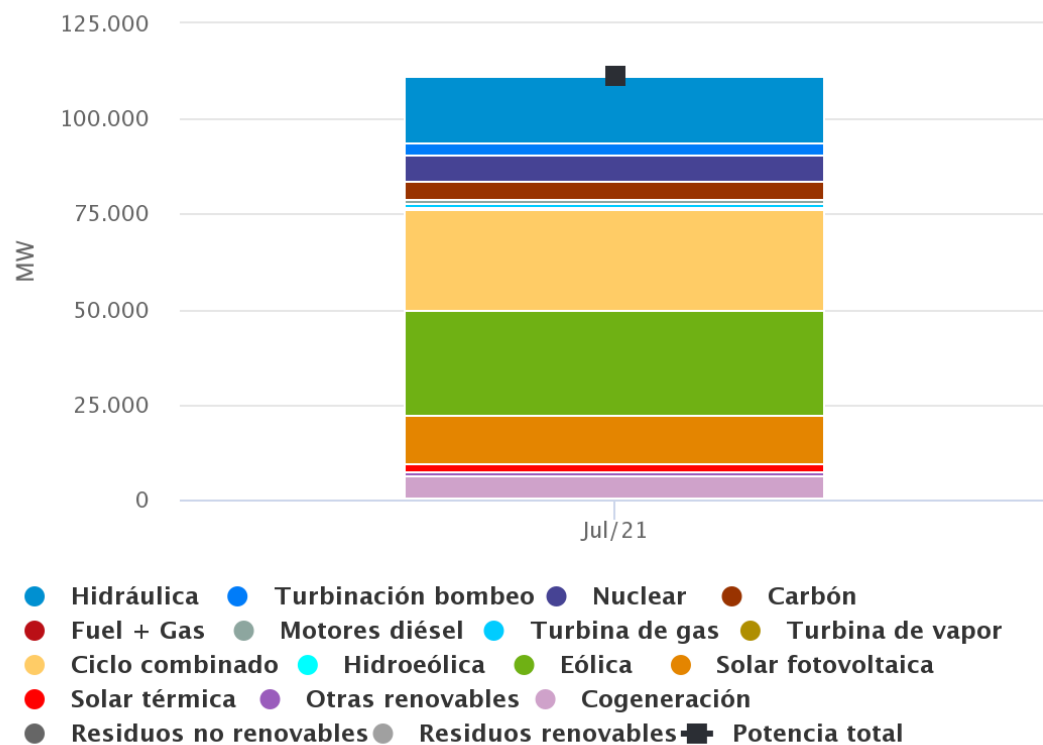
Fuente: www.ree.es

Ilustración 6 Estructura actual de la generación eléctrica en España (27-06 – 02-07); Fuente: REE (España, REE, 2021)

Aquí se muestra la estructura de la generación eléctrica en España, separada por tecnologías para un periodo concreto de 6 días. Se pueden apreciar varias cosas importantes en base a lo que ya se ha mencionado.

Nos encontramos con dos de las fuentes renovables por excelencia, la solar fotovoltaica y la eólica. Estas son las fuentes variables y se introducirán siempre en el sistema de generación en la medida de lo posible, en estos días en concreto como se observa, la energía solar fotovoltaica se ha mantenido bastante estable lo que indica que no ha habido variaciones significativas en las horas de sol a lo largo de estos días en el sistema español pero por otro lado vemos como lo que sí ha variado más es la eólica por lo que ha tenido que ser suplida con otro tipo de fuentes. (España, REE, 2021)

Aquí es donde entra en juego los ciclos combinados que como ya se ha comentado son capaces de adaptarse a varios rangos de potencia y son las que están ahí cuando el sol o el viento fallan. Por último nos encontramos a la energía nuclear, prácticamente constante y con un peso dentro del mix bastante considerable por ser una tecnología eficiente que puede estar en funcionamiento casi ininterrumpidamente y las centrales hidroeléctricas, las cuales se utilizan en función de la necesidad dada su capacidad de almacenar energía en forma de energía potencial, guardando el agua a cierta altura para después hacerlas pasar por una turbina situada en niveles inferiores.



Fuente: www.ree.es

Ilustración 7 Potencia Total Instalada en España (MW); Fuente: REE (REE, 2021)

Potencia total = 111096 MW

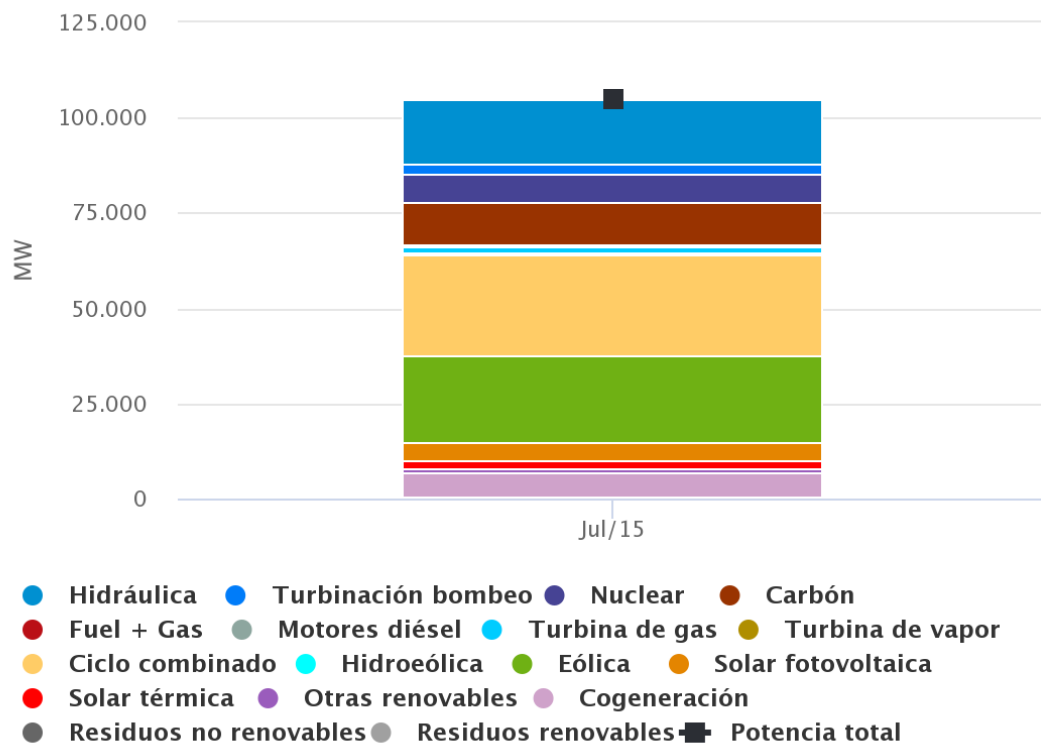
En esta gráfica en cambio se muestra la potencia instalada actualmente en España dividida por tecnologías igualmente. Nuevamente hay varios datos interesantes a comentar sobre todo con respecto a la gráfica anterior. En primer lugar, se ve como España se prepara para una futura transición verde donde las energías renovables tienen cada vez más peso, en este caso las energías eólica y solar fotovoltaica ya tienen un peso importante, sobre todo la eólica, en nuestro mix de generación como se demuestra con la gran cantidad de MW instalados y la previsión de seguir creciendo de cara a los próximos años. Además en esta transición se nota la presencia de los sistemas de ciclo combinado como uno de los ejes del sistema de generación y que contrasta perfectamente con la filosofía de esta

tecnología siendo capaz de aportar cuando las renovables no pueden. Las centrales hidráulicas son también una parte importante compartiendo peso con el ciclo combinado.

Siguiendo esta línea, vemos como las centrales de carbón son actualmente un valor considerablemente inferior al resto de tecnologías dominantes por lo que podemos intuir ya que el peso que tendrá el precio del gas en el mercado influirá de manera mucho más decisiva a la hora de establecer los precios de la energía.

Por último destacar la presencia modesta de las centrales de cogeneración, cumpliendo su función de manera eficiente pero sin una gran cantidad de potencia instalada. Sin embargo, lo que llama más la atención es la potencia instalada de energía nuclear, la cual tiene un peso importante en el mix de generación y unas ventajas considerables en cuanto a facilitar la transición renovable tan mencionada, pero no hay una cantidad de potencia instalada, en comparación con el resto de energías dominantes, significativa. Lo que evidencia la gran eficiencia de este sistema por el que no se apuesta demasiado al menos de momento.

Si tomamos esta gráfica en julio de 2015 vemos lo siguiente



Fuente: www.ree.es

Ilustración 8 Potencia total instalada en España (Julio 2015); Fuente: REE (REE, 2021)

Potencia total = 104795 MW

Aquí se evidencia un cambio muy significativo y reseñable y es el gran aumento en poco tiempo de la solar fotovoltaica y la disminución de las centrales de carbón, siguiendo la línea comentada durante todo el proyecto de avanzar hacia un futuro verde.

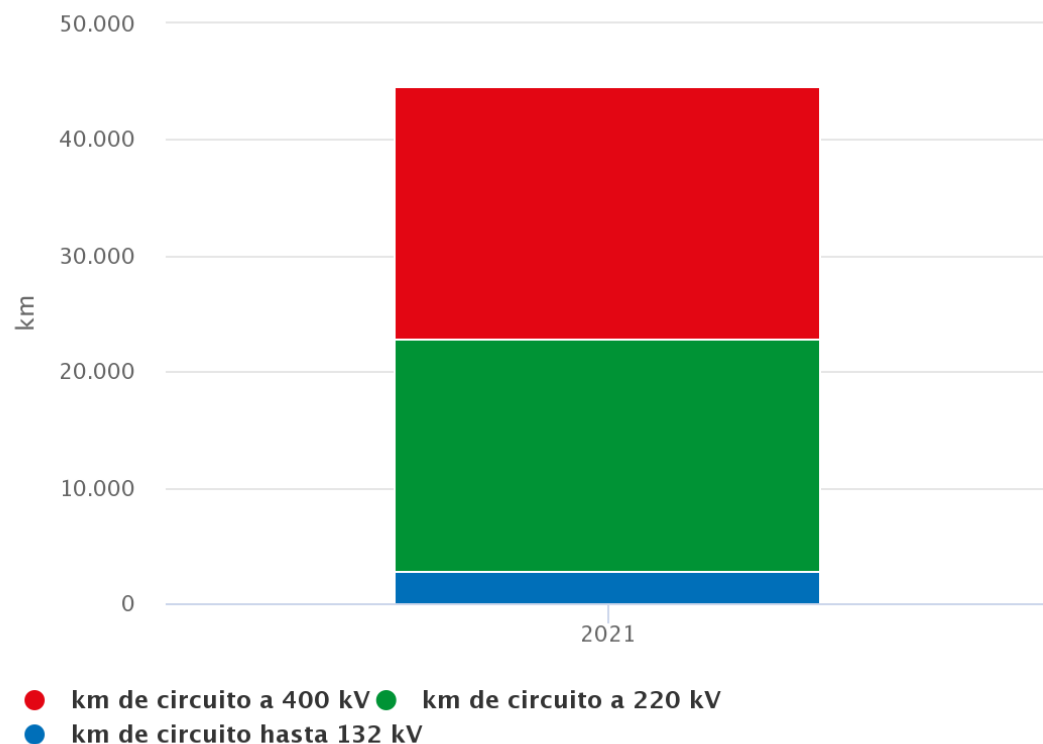
Cada una de estas formas de generación está sujeta como ya se ha visto a distintos gastos que influyen enormemente en el precio de la electricidad. Uno de los factores determinantes el precio de los combustibles y otro el precio de las emisiones de CO₂ lo que se tratará posteriormente.

Subestaciones: Son los puntos de confluencia de las redes, también llamados en ocasiones nodos. A ellas llegan una o varias líneas y hay distintos tipos de subestaciones dependiendo de su función

- De maniobra o de reparto: Lugares donde confluyen una o varias líneas y donde es posible cortar el suministro por si hay problemas o recoger información mediante tele medida.
- De transformación pura: Elevan la tensión, por ejemplo las situadas cerca de las centrales elevan la tensión para proceder a un transporte más eficiente. También pueden reducir la tensión, esto se da cerca de los núcleos urbanos para el suministro urbano.
- Cambio de número de fases: Como indica su nombre, se encargan de cambiar el número de fases de la línea entrante, por ejemplo, para pasar de trifásica a monofásica
- De rectificación: Las destinadas a alimentar un red de corriente continua.

Líneas de transporte: Las líneas de transporte son las vías por las que viaja la electricidad, se encargan de transportar la electricidad en altas tensión desde las centrales hasta las subestaciones para su distribución.

Gestionar tal magnitud de proyecto precisa un coste agregado, en este caso tenemos una entidad encargada de la gestión técnica de la red, REE (Red Eléctrica de España).



Fuente: www.ree.es

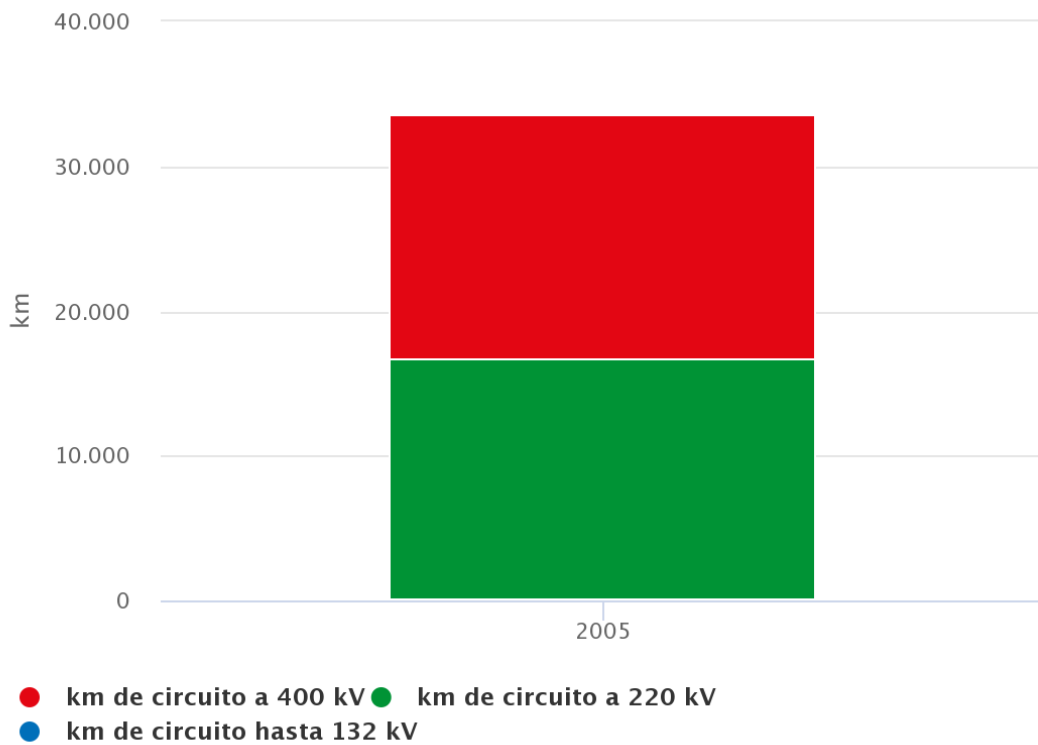
Ilustración 9 Longitud total de líneas de Alta Tensión Instaladas en España (2021): Fuente: REE (España, REE, 2021)

400 kV → 21755.4 km

220 kV → 19319.8 km

132 kV → 56.8 km

Veamos la comparación respecto hace 16 años, en 2005



Fuente: www.ree.es

Ilustración 10 Longitud total de líneas de Alta Tensión Instaladas en España (2005): Fuente: REE (España, REE, 2021)

400 kV → 16843 km

220 kV → 16604 km

132 kV → 75 km

Tabla resumen

Longitud instalada de líneas de transporte en España (km)			
Año	U = 400 kV	U=220kV	U=132kV
2005	16843	16604	75
2009	18053	17257	75
2013	20636	18649	75
2017	21724.8	19042.2	74.7
2021	21755.4	19319.8	56.8

Tabla 3 Longitud total de líneas de Alta Tensión Instaladas en España (2005-2021): Fuente: REE (España, REE, 2021)

Se aprecia como la longitud total de líneas ha aumentado, sin embargo vemos como son, las líneas de tensiones más altas (400 kV y 220 kV) las que aumentan, disminuyendo los kilómetros de líneas instaladas de 132 kV. Esto puede deberse a la mayor eficiencia que presentan las líneas de mayor tensión al tener menos pérdidas y al creciente aumento de la demanda, ya que cuanto mayor sea el voltaje de la línea, mayor potencia podrá suministrar.

En un inicio estos sistemas eléctricos estaban aislados unos de otros, pero con el tiempo y la rápida expansión de la electricidad en sus diversos usos, se interconectaron unos con otros, dando lugar a un sistema eléctrico muy amplio e interconectado, no solamente a nivel de cada nación sino también entre distintos países.



Ilustración 11 Mapa representativo de las Líneas eléctricas de alta tensión: Fuente: Entsoe (ENTSOE, 2021)

Esta figura muestra la distribución de las líneas eléctricas de alta tensión en La península y las Islas Baleares. Es un claro reflejo de las tendencias demográficas, predominantes en Madrid, todo el norte y la costa mediterránea. También nos indican los núcleos más conflictivos y donde debemos prestar mayor atención a la hora de la planificación eléctrica del país.



Ilustración 12 Líneas eléctricas de alta tensión en la zona centro-oeste de Europa; Fuente Entsoe (ENTSOE, 2021)

Aquí se puede apreciar las interconexiones en el centro de Europa, una de las acciones promovidas para obtener una mayor eficiencia energética ya que permite exportar excedentes de una generación más limpia en las zonas donde sea necesario. Hagamos zoom a una zona en particular, la zona norte del canal de la Mancha donde vemos lo siguiente:

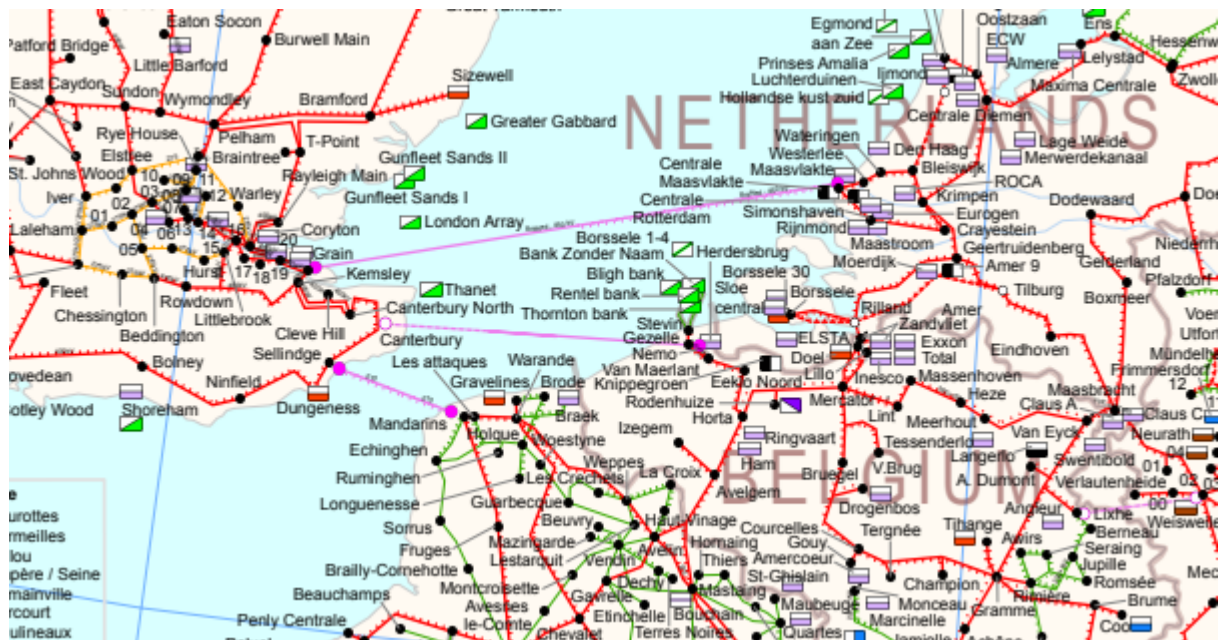


Ilustración 13 Zoom de las líneas de Alta Tensión en la zona norte del Canal de la Mancha; Fuente: Entsoe (ENTSOE, 2021)

Se pueden apreciar las interconexiones entre Reino Unido y Francia y Reino Unido y Bélgica. Estos últimos por ejemplo emplean corriente continua para la transmisión a través de cables submarinos, lo que se conoce como HVDC, corriente continua de alta tensión (High Voltage Direct Current), Una forma eficiente de transportar la corriente mediante cables submarinos. (sbconnectors, s.f.)



Ilustración 14 Líneas eléctricas de Alta Tensión en Estados Unidos; Fuente: EIA ((eia), 2021)

Como vemos, en los países desarrollados, el sistema eléctrico lo forma una enmarañada red de líneas eléctricas ya sean de alta o baja tensión que conectan distintos elementos y donde la generación ha de ir acorde al consumo, pues no es posible almacenar la electricidad, al menos en cantidades significativas. Todo este sistema tiene un coste mantenerlo y gestionarlo.

De las figuras anteriores se pueden sacar varias conclusiones. Estas muestran las líneas de alta tensión de diferentes zonas de Europa y de Estados Unidos pero en todas ellas se puede ver la clara interconexión no solo dentro de un propio país, sino también entre países, España con Francia o Portugal por ejemplo o más significativamente en el centro de Europa abarcando los países de Francia, Alemania, Bélgica, Italia, Suiza, Luxemburgo e incluso Reino Unido. Estas interconexiones dan un mensaje claro y es que la dirección del avance del sistema eléctrico es cada vez más global con posibilidades de intercambios de energía más fácilmente y con menores pérdidas y esto es una de las preparaciones para un futuro en el que las energías renovables sean la principal fuente de energía, pues si hay excedentes en una zona, independientemente del país donde ocurra, se podrá exportar energía a otros lugares, energía más limpia y barata gracias las interconexiones entre países y localizaciones.

En Estados Unidos donde la gestión del sistema eléctrico se divide en tres zonas (Este, Oeste y Texas) bastante bien diferenciadas en el mapa de las líneas de alta tensión, se evidencia la clara concentración de las masas urbanas y de la industria. Por un lado tenemos la zona Oeste que ocupa también gran parte del centro del país tradicionalmente condicionada por un clima árido y poco atractivo tanto para industrias como para la mayor parte de la población,, donde nos encontramos con una escasa presencia de líneas de alta tensión por otro lado tenemos la zona costera correspondiente sobre todo a California en el Sur y más al norte en la zona de Oregón que tradicionalmente ha sido una zona muy industrializada, en estas zonas si vemos más presencia de líneas.

Las otras dos zonas bien marcadas son Texas y el este estadounidense, esta última zona está bien marcada en las zonas de alrededor de Chicago y de Nueva York.

Este tipo de mapas son un reflejo de la sociedad a nivel demográfico e industrial pues suele coincidir la mayor presencia de líneas con una mayor cantidad de población y consecuentemente de industrias. En Estados Unidos los casos ya mencionados, destacando la zona Sureste sobre todo Florida donde quizás predomine su fuerte carácter turístico en favor de las grandes industrias y una población distribuida en pocas ciudades importantes por lo que hay menos presencia de líneas de alta tensión.

Centros de transformación: Son las instalaciones donde se encuentran uno o varios transformadores encargados de entregar la tensión en los valores finales de consumo, se sitúan sobre todo en los núcleos urbanos para abastecer desde ahí a los usuarios domésticos y pequeñas empresas.

Líneas de distribución: Son las líneas encargadas de transportar la electricidad en baja tensión hacia los usuarios. Son propiedad de las empresas distribuidoras y están reguladas por el gobierno, de hecho cada una de estas empresas tiene asignada una zona geográfica de España y a todas las personas de esa zona les pertenece la misma distribuidora. Parte de los nuevos peajes va dirigido al mantenimiento de esta red de distribución.

Presentadas las entidades que forman el sistema eléctrico y conociendo la creciente demanda a nivel mundial, nos encontramos con que los procesos asociados a la generación y consumo eléctrico conllevan un fuerte impacto en el medio ambiente. Muchas de las centrales eléctricas emiten una gran cantidad de CO₂ a la atmósfera y la sociedad está avanzando hacia un futuro más verde, es decir, menos contaminante y menos contaminado, lo cual tiene sentido ya que la contaminación es un problema mundial que afecta a los miles de millones de personas del planeta, a los animales, las plantas y que amenaza nuestra propia supervivencia. Muchos estudios encuentran una correlación clara entre enfermedades pulmonares diversas, sobre todo EPOC (Enfermedad Pulmonar Obstructiva Crónica) con un aumento de la contaminación en los núcleos urbanos. (Negrete, 2019)

Antes de estudiar el problema en cuestión es necesario situarnos en el contexto actual para entender cuáles son los gastos a los que se deberán de hacer frente, como se compone una factura, sus apartados y tipos, para ver en qué parámetros se pueden incidir y que opciones de mercado se presentan.

A partir de 1997 empieza la liberalización del mercado eléctrico español, dando paso progresivamente al modelo que tenemos actualmente donde se deben enmarcar cuatro actividades principales, generación, transporte, distribución y comercialización.

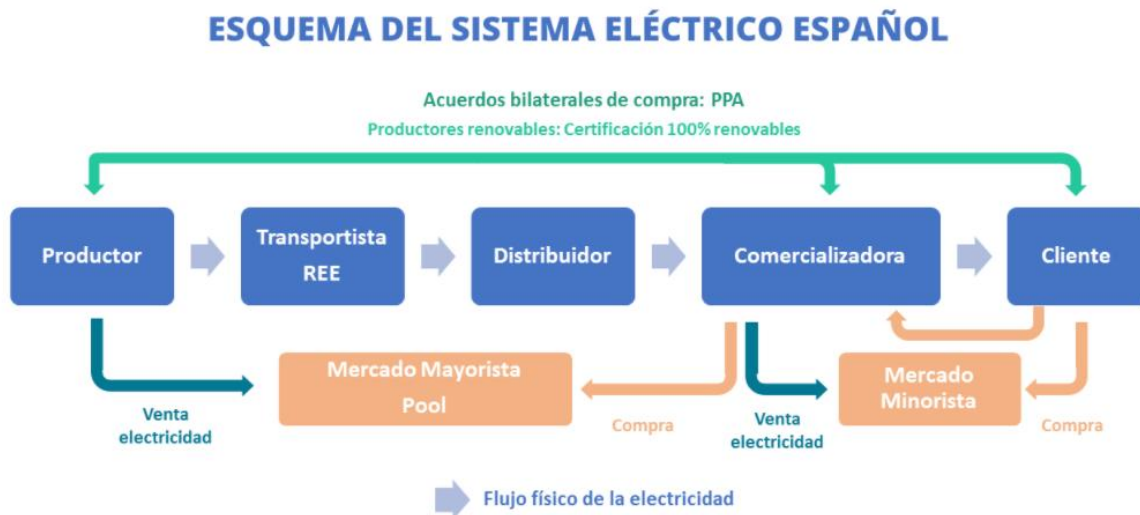


Ilustración 15 Esquema del sistema eléctrico español. (Atalaya Generación, 2021)

No nos extenderemos aquí puesto que ya se han explicado algunos conceptos en un poco más arriba.

- **Productor:** Corresponde con la actividad de producción de energía eléctrica que se vierte a la red independientemente de la capacidad del foco productor.
- **Transporte:** Forman parte de este apartado las líneas y subestaciones eléctricas que cumplan la función del transporte de la electricidad en alta tensión, según dos categorías. De primera categoría donde se engloban las líneas y elementos sometidos a tensiones iguales o superiores a 380 kV y la red de transporte de segunda categoría que abarca las líneas y elementos sometidos a tensiones iguales o superiores a 220 kV que no se incluyan en la anterior, y además aquellas instalaciones con tensiones inferiores que cumplan la función de transporte de electricidad. El encargado de esta actividad será Red Eléctrica de España.
- **Distribución:** La red de distribución la forman aquellas líneas y elementos sometidos a tensiones inferiores a 220 kV, que no pertenezcan a la red de transporte, que tienen como fin llevar la energía hasta los puntos de consumo. De forma simplificada la red de transporte lleva la energía, normalmente, desde los centros de generación a subestaciones, donde de aquí, se distribuye, mediante la red de distribución, a centros de transformación y finalmente a los consumidores. De esta parte se ocupan las empresas distribuidoras.
- **Comercialización:** Hace referencia a la compra y venta de energía eléctrica y esta actividad la desarrolla principalmente las empresas comercializadoras. Este punto se desarrollará más en profundidad posteriormente ya que está estrechamente ligado con el problema en cuestión que se trata de resolver.

Se deben destacar el operador del sistema y el operador del mercado. El operador del sistema lo constituye Red Eléctrica de España (REE) que se ocupa de la gestión técnica de la red de energía eléctrica garantizando la continuidad y seguridad del suministro siendo el gestor de la red de transporte.

El operador del mercado (OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía) es el órgano encargado de ocuparse del mercado eléctrico peninsular, gestionando los mercados diarios e intradiarios donde se realizan las ofertas de compra-venta de electricidad.

Tanto el transporte como la distribución son actividades reguladas por el gobierno ya que por su propia estructura son un monopolio natural y no pueden cederse a terceros, mientras que la producción y comercialización son actividades de libre mercado y es aquí donde se encuentran multitud de comercializadoras que compran y venden energía al usuario final. Es importante destacar que estas actividades están separadas y son totalmente independientes, no pudiendo una empresa ejercer de distribuidora y de comercializadora, por ejemplo. En este punto las principales distribuidoras, para entrar en el ámbito de la comercialización, han creado sociedades diferentes que se encargan de esta parte y que son ajenas, en cuanto a actividad y mando se refiere, a la distribución y transporte, teniendo que aportar los peajes pertinentes del mismo modo y en los mismos plazos que el resto de la competencia.

Dentro de todo este marco de organismos se encuentra la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que se encarga de garantizar una competencia justa y transparente de todos los mercados incluido el del sector eléctrico.

4.2 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Hay que entender cómo funciona el mercado eléctrico para conocer cómo se determinan los precios que acabaremos pagando en la factura.

Conceptualmente la tarea es sencilla, generas electricidad y hay que pagar el coste de esa generación como cualquier otro bien o servicio. Pero cuánto vale generar esa electricidad, cuánto vale transportarla, los organismos encargados de la gestión de la misma, distribuirla, compensación de pérdidas, etc. es aquí donde vienen los problemas, porque establecer de manera precisa cuánto vale un kWh no es trivial y además es muy abstracto ya que no podemos hablar de algo tangible que se puede intercambiar fácilmente sino de una red interconectada donde se vierte la energía demandada en ese instante.

Conocidos los procesos que intervienen en el sistema eléctrico toca conocer el mercado eléctrico.

Para entender mejor la cómo funciona el mercado debemos de introducir un contexto. El mercado eléctrico puede estructurarse como un mercado monopolista o como un régimen de libre mercado y las diferencias son claras y determinan en gran medida el impacto en los precios de la electricidad.

En un mercado monopolista, el estado aglutinaría todos los procesos que intervienen en el sector eléctrico, estos estarían sujetos solamente a acciones políticas, su fuente de ingresos sería exclusivamente pública al igual que su mantenimiento e inversiones futuras (Esto con muchos matices, pues las materias primas de las que no disponga el país serán importadas adecuándose entonces a los mercados europeos o mundiales de dicho producto por ejemplo)

En un régimen de libre mercado, las decisiones tomadas se regirían por cuestiones de eficiencia y las empresas privadas serían las encargadas del mantenimiento de la red y de sus infraestructuras. Al menos esto es así en teoría ya que dichas empresas buscarán generar valor y beneficios para sus accionistas.

El España hemos pasado de un mercado monopolista a una progresiva liberalización para adaptarnos al libre mercado tal y como marcaban las normas europeas. Así es como se presenta el flujo económico y energético actualmente:

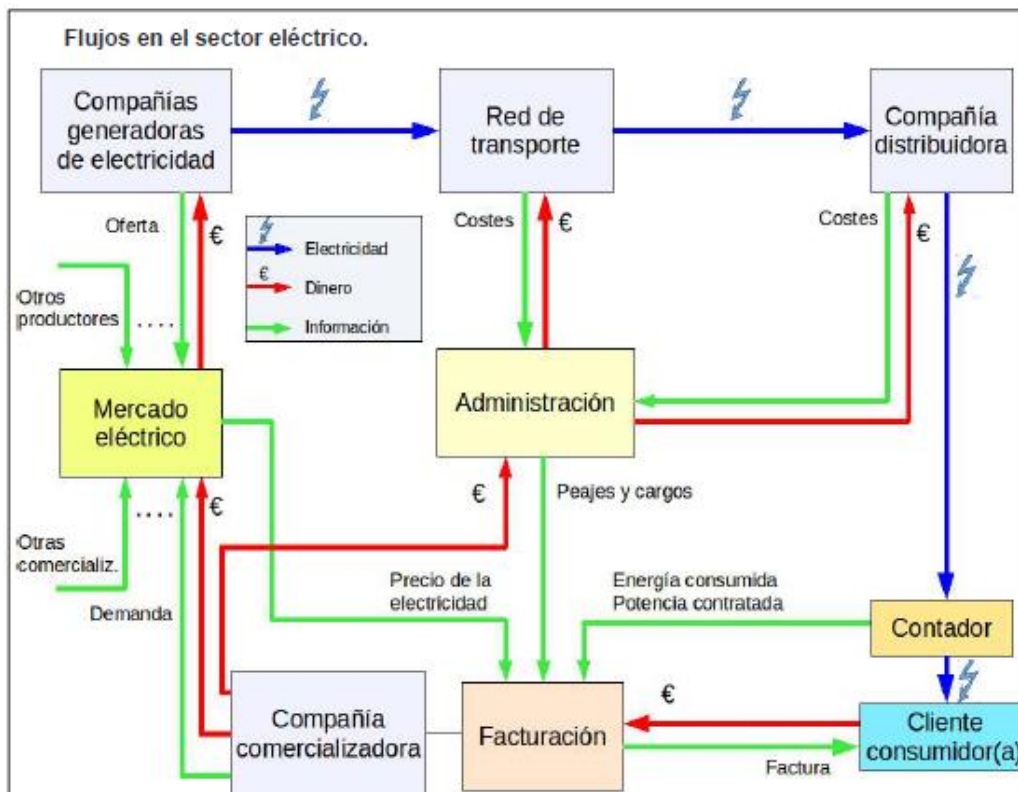


Ilustración 16 Esquema del funcionamiento de los flujos del dinero dentro del sistema eléctrico

El mercado eléctrico o cómo podríamos llamarlo, el mercado mayorista es donde se producen las sesiones en las cuales tiene lugar la compra-venta de energía entre los generadores y los consumidores. Estos mercados operan diariamente o incluso varias veces dentro del mismo día.

Que cada consumidor acuda a comprar energía es del todo inviable. Es por esto que existen las comercializadoras, estas hacen de intermediario entre el consumidor y el mercado ganando en el proceso una comisión (margen de comercialización)

En la península se encuentra el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) Un mercado que junta a España y Portugal a la hora de las operaciones energéticas y gestión de mercado, repartiéndose tareas y responsabilidades. OMIE es el operador del mercado del polo español mientras que OMIP es su homólogo en el polo Portugués.

OMIE es el encargado de la gestión económica, es decir las transacciones de compra venta de energía y el encargado de realizar la casación de la oferta y demanda.

Los mercados que encontramos en el mercado mayorista son:

- Mercado diario
- Mercado intradiario
- Mercado a plazo
- Mercado de operación

Aquí abordaremos el mercado diario puesto que es el que más nos interesa, ya que es en él donde se negocia el precio horario que tendrá la energía el día siguiente, como ya se ha comentado será OMIE el encargado de la gestión del mismo. Es donde se realizan, para cada hora del día siguiente, las propuestas de oferta por parte de los generadores y el precio que cada uno propone y también es donde se realizan las ofertas de compra, la demanda. Por lo que se generan dos curvas diferentes, la curva de oferta y otra de demanda de energía.

El punto donde casan ambas curvas será el precio de la energía en la hora indicada del día siguiente.

Se llama Mix Energético al conjunto de tecnologías que generan electricidad en un momento determinado, ya hemos visto cual es el mix energético de España, pero el mix de cada día varía dependiendo de factores diversos como la capacidad de generación renovable, el precio de los combustibles, la necesidad de adaptación a posibles caídas de generación, etc.

A continuación se muestra una gráfica donde se muestra el proceso de casación de la oferta y la demanda.

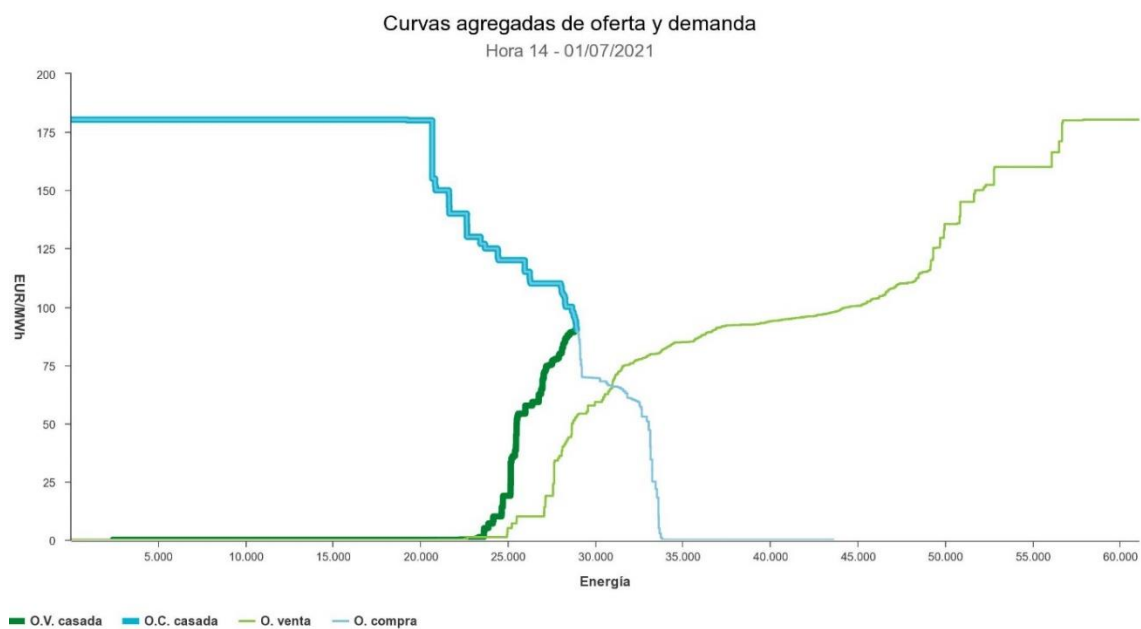


Ilustración 17 Curva de casación de precios. Hora 14; 01/07/2021; Fuente: OMIE (OMIE, 2021)

Aquí vemos la casación de oferta y demanda para las 14:00 del día 1/07/2021 jueves, donde la casación se produce en 90 €/MWh. Todas las unidades que hayan ofertado por debajo de este valor recibirán este precio y estarán obligadas a producir. Pero veamos con más detalle cómo funcionan estas curvas y el porqué de su forma.

Presentadas las ofertas de venta de energía (curva roja), OMIE las ordena de menor a mayor precio. En este punto se pueden apreciar de manera más o menos precisa cierta forma escalonada, donde cada uno de los escalones corresponde a la generación de una misma tecnología ya que cada una tendrá un precio parecido entre ellas y distinto al resto por sus características de generación.

Las primeras en entrar en el mix de generación son las renovables y las nucleares. Esto puede parecer algo confuso ya que además, la mayoría de las veces estas tecnologías entran a 0 €. No es porque los

costes de producción sean muy bajos ya que las centrales nucleares tienen costes fijos muy altos, hay que recordar también que no hay muchos países que produzcan combustible nuclear.

Los precios tan bajos se deben porque lo que representa esta curva es el coste de oportunidad, lo que podríamos traducir como la energía que un generador está dispuesto a vender a un cierto precio, por eso las renovables tienen que ofertar a precio 0 porque tienen que asegurarse entrar en el mix de generación ya que siempre que puedan tienen que estar funcionando, al igual pasa con las nucleares, pueden estar funcionando de manera ininterrumpida y son muy robustas pero no tienen margen de maniobra. Parar una central nuclear y volver a ponerla en marcha requiere de planificación y coordinación con el resto del sistema. Estas paradas suelen durar alrededor de 30 días para la recarga del combustible y los intervalos en los que deben realizarse dichas paradas depende de múltiples factores, pero suele ser cada 12, 18 o 24 meses. (CSN, s.f.) (Iberdrola, s.f.)

Les seguirían los ciclos combinados y el carbón, que son tipos de centrales que se adaptan muy bien a la variación y que sobre todo las centrales de ciclo combinado presentan rendimientos muy buenos. Y por último entrarían algunas centrales hidráulicas que puedan almacenar agua para hacerla descender en cualquier momento, en este caso su coste de oportunidad es muy alto ya que pueden producir de manera muy rápida si la situación lo requiere.

Hay que tener en cuenta una cosa y es que a pesar de que una central no entre en el mix de generación ese día, su coste de mantenimiento y su presencia es un precio que se tiene que pagar, algo que se ha comentado a la hora de hablar de la potencia total instalada, que es superior a la que se prevé que se puede necesitar y que se detallará posteriormente en los pagos por capacidad.

Por otro lado nos encontramos con la curva de demanda (curva azul). En ella hacen presencia los consumidores pero como ya hemos dicho no directamente, sino a través de su comercializadora, aunque las grandes industrias pueden entrar a comprar directamente y evitarse intermediarios debido a las ingentes cantidades de electricidad que demandan.

En este caso vemos la parte antagónica de la curva de oferta y es que los consumidores deben garantizar su suministro, por ello las comercializadoras de referencia realizan la oferta de compra al mayor precio permitido 180.3^* €/MWh con el fin de satisfacer toda la demanda de los pequeños consumidores posteriormente entran los consumidores que, pudiendo adaptar en cierta medida su producción o demanda, deciden ofertar a precios menores. Es el caso de ciertas grandes industrias o centrales hidráulicas de bombeo que precisan bombear el agua en horas donde el precio de la energía sea lo mínimo posible para cuando generen traten de hacerlo al máximo precio que puedan o al menos sino sacar algo de beneficio.

Es la intersección de estas dos curvas lo que se conoce como casación de la oferta y demanda y todos los generadores que entren en el mix recibirán el mismo precio, el de la casación que en el caso de la figura anterior es de 90 €/MWh .

El proceso indicado es correspondiente a la casación simple, que es el importante de entender, sin embargo en la figura se muestran curvas que dan lugar a dos casaciones y es que realmente lo que se realiza es la denominada casación compleja. Esta casación se hace a partir de la casación simple y por medios de procesos iterativos se llega a una solución más óptima en función de las características del mercado. Es importante mencionarlo para comprender el significado completo de la figura y porque debido a esto algunas unidades pueden acabar entrando en el mix de generación al final. (OMIE, 2021)

Por último, comentar que las unidades de generación que entren en el mix, independientemente del precio ofertado, recibirán el precio de la casación y de igual forma, a pesar de que los consumidores que reciban la energía hayan demandado a un precio mayor, pagarán el establecido en la casación. Los demandantes que se presenten en la curva de demanda fuera de este punto de casación, les ocurrirá algo parecido que en el caso de la generación, no recibirán energía puesto que el precio de casación es mayor del que ellos están dispuestos a pagar. No es definitivo que un consumidor que se quede fuera de la casación no tenga opción a la energía al igual que tampoco lo es que una central se quede sin producir, de eso se encargan los mercados intradiarios que gestionan los imprevistos y necesidades que puedan darse a lo largo del día. Este es el modelo que opera en España y se conoce como mercado marginalista.

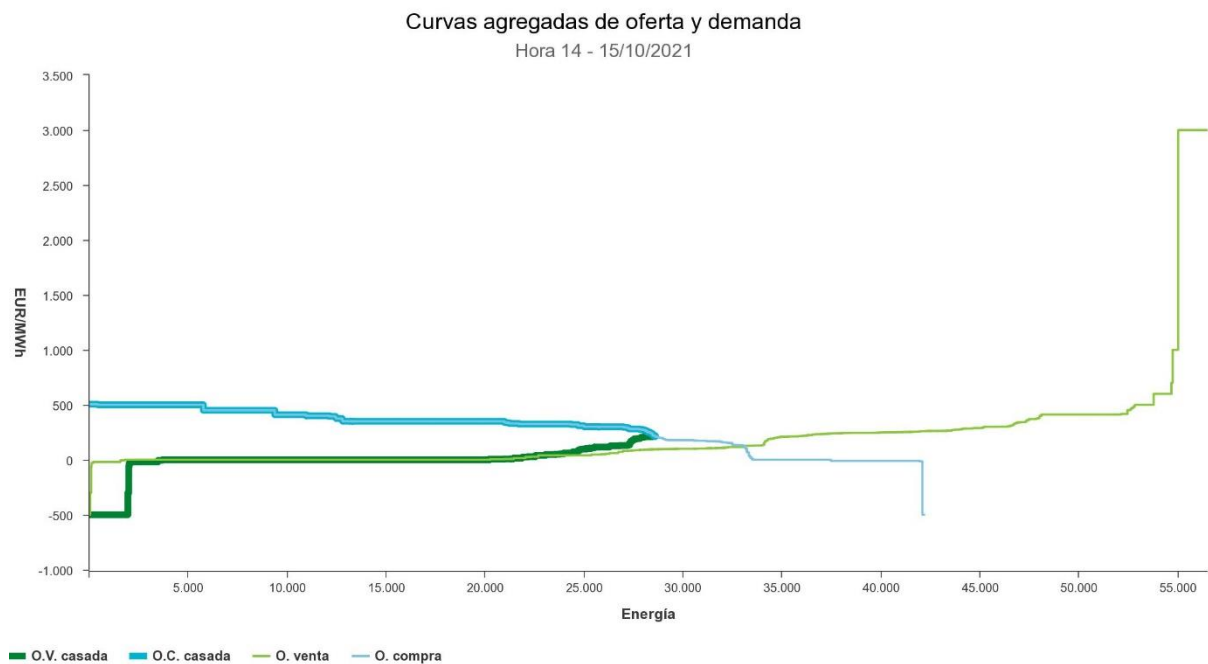


Ilustración 18 Curva de casación de precios. Hora 14; 15/10/2021; Fuente: OMIE (OMIE, 2021)

Debido a los recientes cambios que se están produciendo en el momento de redactar el presente documento, hay ciertos datos que han variado. En este caso vemos que el límite de oferta de compra se ha tenido que modificar porque se preveía y de hecho es así, que los precios superasen el límite anteriormente marcado. A fecha de Octubre de 2021, el nuevo límite establecido como real decreto es [-500 – 3000] €/MWh. Este límite se ha realizado a parte de por los altos precios previstos y que ya se están dando, para adecuarse a los valores europeos. Es curioso la entrada de un límite inferior negativo, esto es posible si en un momento determinado los excedentes debidos a la producción renovable son muy grandes, algo que ya se ha dado en algunos países como Bélgica, sin embargo, esto no significa que el consumidor no vaya a pagar 0 euros en la factura pues esta se compone de otros importes y este caso no se sostendrá en el tiempo sino que sería en una hora determinada. (CNMC, BOE, 2021)

En el caso de la ilustración anterior la casación se produce en 210.31 €/MWh, además se aprecia como la curva de venta de energía crece considerablemente al final, esto puede ser debido a que ciertas centrales debido a sus costes no les sea rentable producir a no ser que su retribución sea muy alta.

Existe otro modelo predominante llamado 'pay as bid' donde las unidades generadoras reciben el precio ofertado. Pero no es objeto de estudio de este proyecto ya que nos centramos en el mercado ibérico español.

Recalcar que el ente regulador encargado de velar por que se respeten los principios económicos del libre mercado es la CNMC

Finalmente podemos llegar a una serie de conclusiones. El precio de la electricidad tiene diversos factores que pueden hacer que varíe de un día para otro. Los principales factores que afectan a dicho precio son:

El combustible utilizado por las centrales generadoras. Algo fundamental pues depende de las reservas nacionales de dicha materia (gas, carbón, combustible nuclear, etc.) o sino ha de importarse con el consiguiente gasto que esto supone y esto hace que una gran parte del peso de la energía dependa de mercados externos como el del precio del gas, del petróleo o del carbón.

Además a esto hay que sumarle el papel del mercado de emisiones de CO₂ del cual se hablará más adelante pero que afecta directamente a todas las centrales generadoras que emitan este gas a la atmósfera ya que cada entidad tendrá un cantidad de derechos de emisión y si los supera tendrá que comprar más derechos a otras entidades que pueden o no ser entidades propias de los mercados eléctricos entrando en el terreno de la especulación.

Estos factores son decisivos a la hora de realizar la casación pues las centrales ofertaran a un precio mayor satisfacer la generación.

Si la demanda es excesiva y no es posible realizar una adaptación rápida es posible que se realicen importaciones de los países vecinos como Francia o Portugal, pero también es común que ocurra que el precio de la casación sea superior al precio de comprar la energía a alguno de nuestros países vecinos, por eso nos encontramos en ocasiones que importamos energía teniendo capacidad para generarla.

Además, las decisiones políticas tienen un peso muy importante. Por ejemplo, la actual tendencia hacia la generación libre de emisiones podemos entenderla como una consecuencia natural para cuidar el planeta y para reducir costes cuando esté bien asentada, pero la manera de hacerlo o la rapidez y eficacia con la que se haga depende de decisiones políticas, en este caso, el cierre de centrales térmicas de manera precipitada junto con la falta de apoyo cada vez más evidente a la energía nuclear nos deja un mix energético donde la red es susceptible de colapsar y esto conllevaría a fallos e interrupciones en el suministro eléctrico.

Como consecuencia indirecta de penalizar la generación térmica convencional, estas centrales no entran en el mix de manera continua o no todas las horas que precisarían para cubrir costes. Lo que está ocurriendo es que en ocasiones tienen que entrar para suplir imprevistos de demanda y su coste de operación es muy elevado. Para entender esto mejor, imaginemos una empresa cualquiera que tiene sus costes fijos y costes de operación, si esta empresa trabaja muchas horas, recaudará también muchos beneficios y podrá hacer frente a los gastos pero si no trabaja un número determinado de horas tendrá pérdidas. Esto es lo que está ocurriendo con algunas centrales térmicas y cuando tienen que entrar su precio se dispara para poder cubrir esos costes que tienen. (CNMC, CNMC, s.f.)

Ilustremos esto:

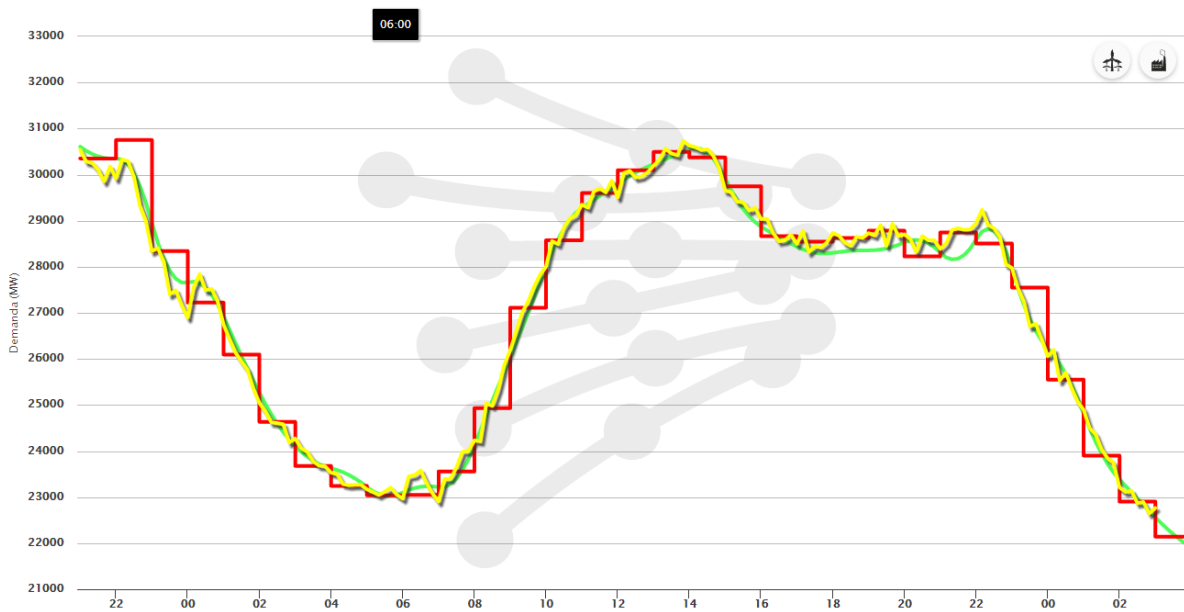


Ilustración 19 Curva de demanda energética general: Fuente REE (España, REE, 2021)

Esta es la curva de demanda de un día cualquiera, se va a analizar lo que ocurre a las 6:00 de madrugada, para ello se han tomado los datos del mix energético de REE de ese día a esa hora y el resultado es el siguiente:



Ilustración 20 Estructura de generación mostrando: No renovables, Eólica y Nuclear; Fuente REE (España, REE, 2021)

Como se observa, la generación no renovable es predominante y en cuanto las renovables, el mayor peso lo ocupa de eólica seguida de la hidráulica. Esto es un patrón que se repite a menudo constantemente, si tenemos suficiente generación eólica y no estamos en un periodo de sequía todo funciona bien, aun así el mayor porcentaje de generación lo ocupan las no renovables, siendo la nuclear la que más aporta con un 30.39%. Pero avanzamos, a un ritmo quizás, demasiado rápido hacia la desmantelación de las centrales térmicas y nucleares. Si estas centrales no se encuentran para respaldar imprevistos y para sostener de manera robusta la generación nocturna el sistema podría colapsar. Podemos imaginar este mismo día sin viento, en un año de sequía y con poca potencia nuclear funcionando y sin respaldo de las centrales térmicas convencionales, esta situación puede darse en poco tiempo si no se interviene de alguna forma. Si a esto sumamos la rápida inclusión y promoción de los vehículos eléctricos, aumentaría aún más la demanda, especialmente en las horas nocturnas, agravando la situación. (País, 2018)

Hay varias soluciones y se requiere de un estudio detallado para tratar de visualizar que puede ocurrir y como solucionarlo, pero de momento la generación no renovable tiene un peso importante y la transición hacia un futuro sin emisiones debe de hacerse de manera más paulatina para que este tipo de problemas no ocurran.

4.2.1 Derechos de emisión de gases

Los derechos de emisión son instrumentos financieros, creados con el fin de reducir las emisiones de CO₂ por parte de las grandes empresas. Desde el 1 de enero de 2005 se implantó en España este sistema donde emitir CO₂ a la atmósfera tendrá un coste, y es que, esta es intrínsecamente la esencia de esta medida, dar valor a la cantidad de CO₂ emitida. Los mercados de derechos de emisión tienen algunos elementos fundamentales como son:

- Autorización de emisión: Es la autorización que permite a una entidad emitir gases a la atmósfera. No se puede comprar ni vender.
- Derecho de emisión: Es el derecho que tienen las entidades autorizadas a emitir cierta cantidad de CO₂, en este caso, el derecho de emisión se puede comprar y vender.
- Techo de emisiones: El techo de emisiones hace referencia al valor total de derechos de emisión de CO₂ emitidos, al haber un valor determinado de derechos de emisión y al ser transferibles, esto es lo que otorga valor a este producto. El techo de emisiones se determina de manera que la cantidad de emisiones de CO₂ que se emite a la atmosfera sea menor que las previsiones para un entorno sin ninguna medida.
- Asignación de derechos: Es el mecanismo mediante el que se reparten los derechos de emisión a las entidades involucradas.
- Registro de derechos: Mecanismo donde se registra la situación actual de los derechos de cada entidad.

Por lo que las entidades a las que afecte esta medida solo podrán emitir una cantidad de CO₂ igual o inferior a la cantidad de derechos de emisión que se le haya asignado. Si superase dicho margen, deberá de comprar más derechos de los que le pertenecen, a otras entidades, bien sean entidades a las que se le han asignado derechos que no han utilizado o entidades ajenas que han decidido invertir en este mercado para obtener beneficio.

En Europa se ha implantado a través de la Directiva 2003/87/CE, el mayor mercado de misiones hasta la fecha, cubre a los 27 estados miembro de la UE y afecta a las siguientes actividades:

Centrales térmicas, Cogeneración, Otras instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20MW (calderas, motores, compresores...), refinerías, coquerías, siderurgia, cemento, cerámica, vidrio y papeleras.

El régimen Comunitario de comercio de derechos de emisión afecta globalmente a más de 10.000 instalaciones y más de 2.000 millones de toneladas de CO₂. En la actualidad, en España, este régimen afecta a casi 1.100 instalaciones y un 45% de las emisiones totales nacionales de todos los gases de efecto invernadero.

Gracias al mercado europeo de comercio de derechos de emisión, los titulares de instalaciones de cualquier Estado Miembro de la Unión Europea pueden realizar transacciones de derechos de emisión con titulares de otro Estado Miembro y no exclusivamente con titulares ubicados en su mismo país.

En el caso de la generación eléctrica, este régimen solo afecta a las instalaciones con una potencia térmica nominal de más de 20 MW.

Será el gobierno el encargado de realizar la asignación de derechos de emisión mediante el plan nacional de asignación donde establece el número total de derechos a emitir y el modo de asignación. Antes del 30 abril de cada año, las entidades afectadas por este mercado deberán entregar los derechos de emisión que correspondan con la cantidad de emisiones generadas el año anterior.

Funcionamiento del EU ETS (El régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea: EU Emissions Trading System) (Europea, s.f.)

El 'EU ETS' es el marco por el que se rige el mercado de emisiones, bajo este régimen lo que se pretende es desincentivar las emisiones de CO₂ penalizando las mismas con un coste económico, de esta manera toda tecnología de generación, en nuestro caso, que emita CO₂ estará penalizada y de este modo las empresas y gobiernos buscarán la utilización de otras fuentes de energía para la producción eléctrica. Aclarar que, a pesar de englobar este mercado a varios sectores, se hablará exclusivamente de la parte que afecta a este proyecto que es al sistema eléctrico.

Este régimen se articula en base a las leyes económicas de los mercados y por lo tanto atienden a la ley de la oferta y la demanda como cualquier otro producto. Se podrán comprar y vender derechos de emisión en función del interés de las entidades involucradas, es más esto se incentiva cuando una de las entidades en el mercado haya liberado una cantidad de CO₂ inferior a los derechos de emisión que le pertenecen. Estos derechos podrán ser vendidos obteniendo un beneficio extra (El titular de los derechos de emisión podrá cancelarlos si lo desea, en cualquier momento, desapareciendo este del mercado y por tanto disminuyendo el techo de emisiones). Además como ya adelantamos anteriormente, al pertenecer a un sistema de libre mercado cualquier persona puede participar en él influyendo con sus decisiones, en mayor o menor medida, en el propio mercado.

Respecto a esto último, la Ley 1/2005 no regula ni cómo ni dónde se desarrollará el mercado de derechos de emisión por lo que se podrán formar agentes que actúen de intermediarios en las ofertas de compra venta, tales como bancos, fondos de inversión, etc. El registro ya mencionado no interviene en este proceso, simplemente se encarga de anotar quién es el propietario de qué cantidad de

derechos. Esto hace que los participantes de este mercado tengan mayor libertad a la hora de comprar y vender derechos de emisión.

Generalmente hay 3 maneras de operar en el mercado:

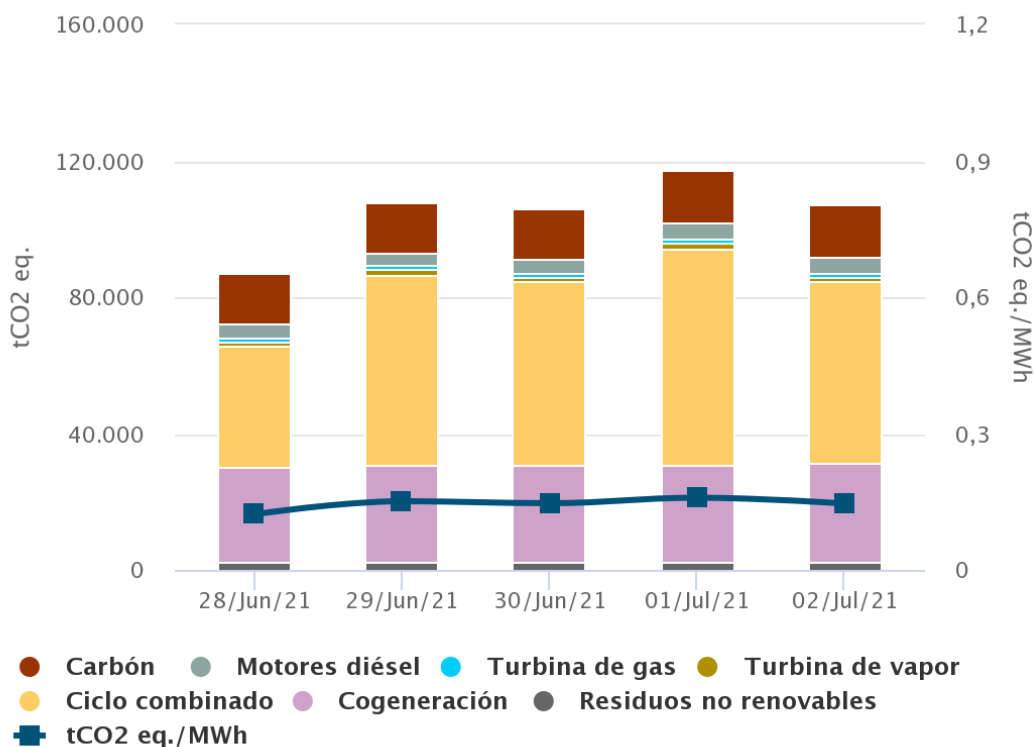
1. Mediante el acuerdo con otros participantes
2. En plataformas electrónicas de negociación
3. A través de intermediarios, de cualquiera de las dos formas anteriores, a través de un bróker por ejemplo.

Dependiendo como se realice la operación de compra-venta estamos ante diferentes situaciones.

- Spot si la acción de compra-venta se realiza de manera inmediata.
- Futuros si se ejecuta y se paga en el futuro pero se acuerda en el momento.

Todo esto lleva a que se convierta en un mercado especulativo con bancos y fondos de inversión involucrados tratando de sacar el máximo beneficio de sus activos que, en este caso, son los derechos de emisión. Pero no todo es especulación, al regirse por oferta-demanda, si la oferta cae el precio subirá, además en el proceso por conseguir una Europa descarbonizada, se pueden subir los precios, presionando a las empresas a invertir en tecnologías libres de emisiones, por ejemplo bajando el techo de emisiones.

Ya podemos ver cómo están distribuidas las emisiones de CO₂ por tecnologías. El ciclo combinado al presentar un peso tan importante será la que más emisiones genere, seguida de la cogeneración y por último las centrales de carbón de entre las principales centrales eléctricas.



Fuente: www.ree.es

Ilustración 21 Distribución de las emisiones de CO₂ por tecnologías (28/06/2021 – 02/07/2021); Fuente: REE

Ahora veamos cómo está el precio de los derechos de emisión de CO₂ y como ha ido variando:

Año	Media Anual (EUA) €
2010	14.32
2011	12.89
2012	7.33
2013	4.45
2014	5.96
2015	7.68
2016	5.35
2017	5.83
2018	15.88
2019	24.84
2020	24.75

Tabla 4 Precio (€) de los derechos de emisión anuales (2010 - 2020); Fuente: Sendeco2 (Sendeco, 2021)

Como se puede apreciar desde 2012 hasta 2017, los precios se mantuvieron más o menos estables, sin embargo, a partir de 2018 no han parado de subir. Veamos que ocurre con lo que llevamos de 2021 (Julio)

2021	
Mes	EUA €
Enero	33.43
Febrero	37.89
Marzo	40.87
Abril	45.42
Mayo	51.99
Junio	52.78
Julio	53.28
Agosto	56.53
Septiembre	61.02

Tabla 5 Precio (€) de los derechos de emisión actuales (01/2021– 09/2021). Sendeco2

Como era previsible, la tendencia alcista se mantiene y los precios no paran de subir. Uno de los motivos de esta subida de precios es que a partir de 2021 ha habido un cambio de periodo en el mercado que obliga a las empresas a comprar derechos por las emisiones de 2020 sin opción como otros años a operar con derechos futuros. También intervienen las especulaciones de los fondos de inversión que ven una oportunidad de negocio. (Farrás, 2021)

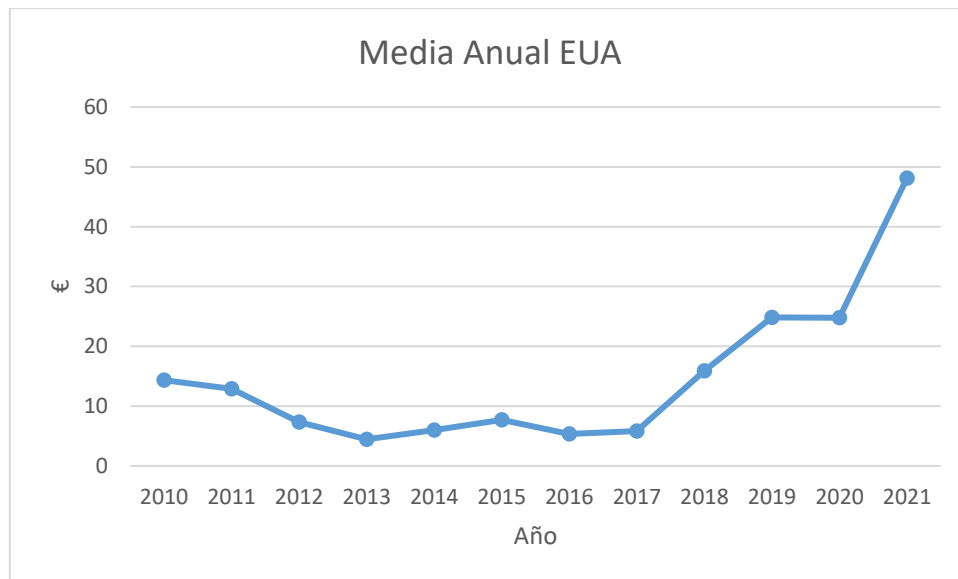


Ilustración 22 Datos de la media anual de las EUA de todos los años y además la media actual de 2021 (hasta Septiembre)

EUA se refiere a los derechos de emisión emitidos por la EU-ETS. Existen otros derechos llamados CER's referentes al Mercado de Desarrollo Limpio (MDL), un mercado establecido por el protocolo de Kioto. Sin embargo no serán objeto de este análisis debido a que su volumen de operación es menor y sus requisitos de obtención son diferentes, aunque hay que mencionar que ambos tipos de derechos son intercambiables en lo que se conoce como EUA – CER Swap. (Carbono, s.f.)

4.2.2 Precio del Gas

A principios del último semestre de 2021 el precio de la electricidad comenzó a subir de manera constante y en ocasiones de forma abrupta, poniendo en jaque a consumidores, especialmente a los más vulnerables, a los pequeños comercios, pero sobre todo a grandes industrias que precisan grandes cantidades de energía en su día a día como ya hemos visto en apartados anteriores. Esta subida descontrolada es debida, como ya hemos visto a lo largo del presente documento, al aumento de los precios del gas y de los derechos de emisión de CO₂.

El aumento del precio de la energía no es exclusivo en España. En toda Europa está ocurriendo lo mismo, ya que participamos de un mercado global, especialmente europeo si hablamos de materias primas como el gas o del mercado de derechos de emisión de CO₂.

Pero ¿Por qué suben los precios de estos productos? la respuesta no es trivial y requiere de un análisis socio-económico más profundo, pero podríamos destacar varios factores. En primer lugar, el gas es un bien natural que se encuentra en lugares determinados y que son los países que controlen estos yacimientos lo que podrán exportarlo al resto. En 2015 la mayor parte de las importaciones de la UE provenían de Rusia con un 34% y le seguían Noruega con un 25% y Argelia con un 7%. (BOE, Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre., 2021)

Actualmente, según datos de BFM.RU y TASS.RU, dos medios rusos de comunicación, las importaciones desde Rusia habrían aumentado hasta el 45% siendo Ucrania el país de tránsito para sus principales gasoductos. Llegados a este punto, nos encontramos con situaciones geopolíticas que afectan directamente al precio y suministro del gas, especialmente desde la principal fuente de suministro, Rusia. Y es que existen múltiples tensiones no resultas entre Rusia y Ucrania (el principal puente de sus gasoductos hacia Europa) que hacen que sea posible un corte de suministro por este

camino, además los países de Europa central y Europa del este como la mencionada Ucrania, Alemania o Polonia quieran dejar de depender casi exclusivamente de Rusia. (BFM, 2019) (TACC, 2019)

A esta dependencia, hay que sumar el agravante de que las reservas de gas en casi todos los países europeos es baja (Septiembre 2021), ciertas tendencias políticas a querer dismantelar "rápidamente" las centrales nucleares sin tener una estructura de energías renovables lo suficientemente maduras como para sustituirla, por lo tanto dependiendo más del gas y la especulación en los mercados de derechos de emisión de CO₂. Todo esto ha propiciado en ascenso de los precios de la electricidad europeos. (Juanes, 2021)

En el caso de España, hay que destacar el conflicto político entre Argelia, principal suministrador de gas de nuestro país y Marruecos, principal territorio por donde discurren sus gasoductos. Argelia ha amenazado con cerrar el principal gasoducto que alimenta a España y Europa desde este país, debido a que discurre por Marruecos. Afortunadamente Argelia tiene intención de seguir aportando todo el gas necesario para cubrir la demanda española a través del gasoducto Medgaz que llega directamente hasta la costa de Almería.

Debido a todo esto el gobierno español ha decidido intervenir en el asunto aprobando un Real Decreto Ley con algunas medidas de urgencia para tratar de frenar el aumento del precio de la electricidad en los consumidores.

Podemos ver lo que ha ocurrido con el precio del gas estos últimos años, para ello se ha consultado en el mercado spot europeo de referencia, el Dutch TTF de Holanda.



Ilustración 23 Evolución del precio del gas en el mercado Spot de Holanda en un intervalo de 2 años. Fuente TTF (TTF, s.f.)

Aquí se muestra como ha variado el precio del desde Enero de 2020 aproximadamente. Se evidencia de manera muy significativa como a partir de Abril el precio del gas comienza a subir de manera muy brusca, pasando de no llegar a 25 €/MWh en más de un año, a incluso sobrepasar los 100 €/MWh. (TTF, s.f.)

Si tomamos los datos de Mibgas, el Operador del Mercado Organizado de Gas en España veamos que ocurre.

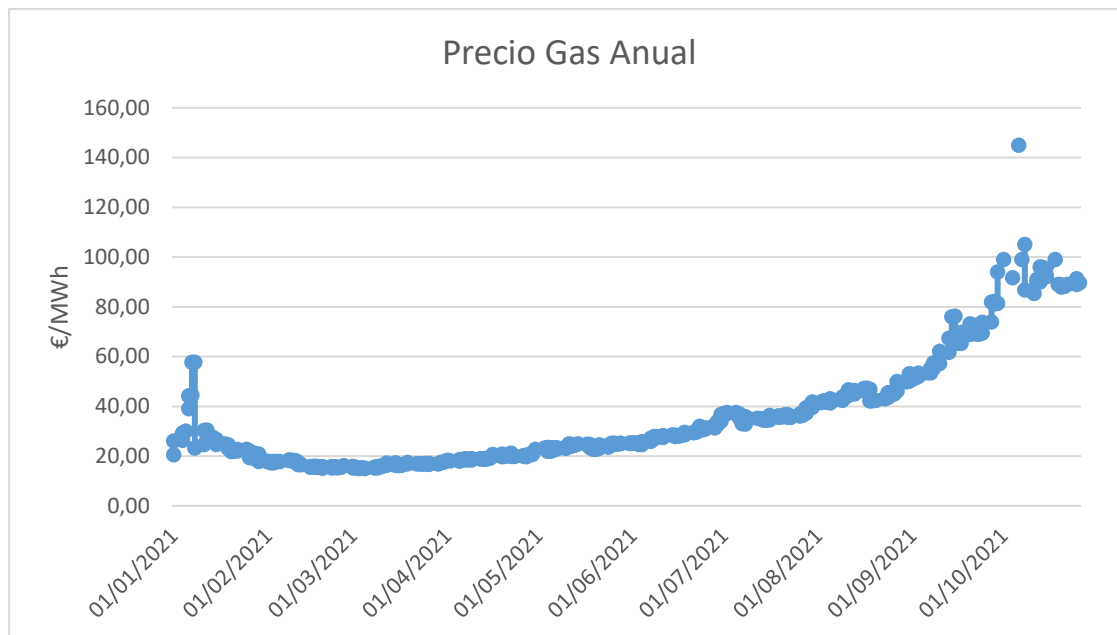


Ilustración 24 Evolución del gas en el mercado Spot de España en un intervalo de 1 año. Fuente MIBGAS (MIBGAS, 2021)

Nos encontramos con la misma situación. En este caso, los datos están tomados desde Enero de 2021 y muestran la misma tendencia y con unos precios similares a los anteriores.

Es necesario, una vez visto en profundidad el sistema y el mercado eléctrico, resaltar la situación actual del precio de la electricidad.

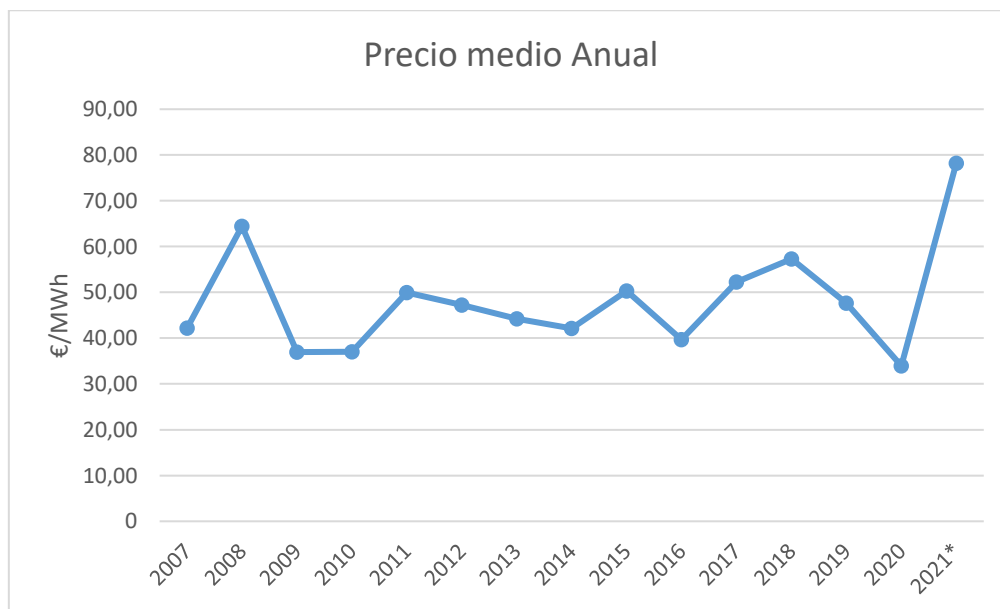


Ilustración 25 Precio medio del mercado diario en España en desde 2007; Fuente: OMIE (OMIE, 2021)

Esta gráfica muestra la evolución de la media del precio en el mercado diario desde 2007 hasta septiembre de 2021. Al margen de 2008, los precios del resto de años oscilaban aproximadamente entre 39 €/MWh y 55 €/MWh, sin embargo es muy acentuado como 2021 se desmarca completamente

de estos precios con una subida sin precedentes que, en el último trimestre de 2021, no parece que vaya a disminuir.

Es más, veamos qué es lo que ocurre específicamente en 2021.

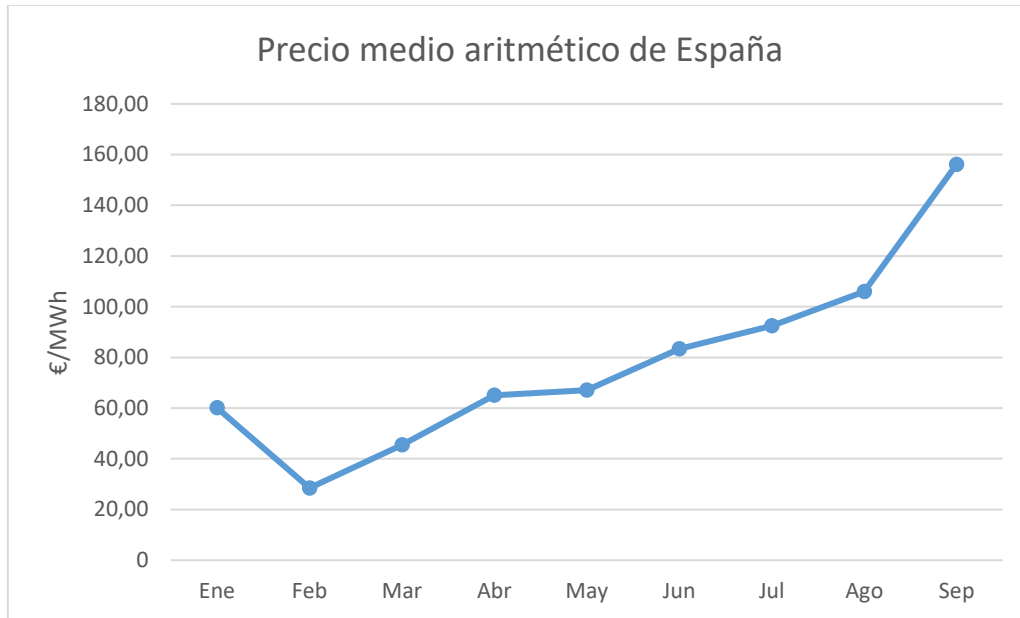


Ilustración 26 Precio medio del mercado diario en España en 2021; Fuente: OMIE (OMIE, 2021)

Como era de esperar el precio tiene una marcada tendencia alcista y el ecosistema alrededor del precio de la electricidad no augura un descenso a corto plazo.

4.3 OPCIONES PARA LOS CONSUMIDORES

Mercado regulado vs mercado libre

Las opciones que tienen los consumidores de recibir la energía es a través del mercado regulado o el mercado libre.

El mercado regulado hace referencia a las tarifas eléctricas que pueden ofertar las comercializadoras de referencia y cuyo precio está regulado por el gobierno. Actualmente existen ocho comercializadoras de referencia y tanto sus funciones como requisitos para ejercer como tal están descritos en la Ley del Sector Eléctrico de 2013 y en el RD 216/2014 de 28 de marzo.

Comercializadoras de referencia

Nombre	Dirección	LOGO
BASER COMERCIALIZADOR A DE REFERENCIA, S.A. (EDP)	https://www.basercor.es/es/bono-social/bono-social-electricidad/	
ENERGIA XXI COMERCIALIZADOR A DE REFERENCIA S.L.U. (ENDESA)	https://www.energiaxxi.com/bono-social-mercado-regulado	
TERAMELCOR SL	https://www.teramelcor.es/bonosocial.html	
COMERCIALIZADOR DE REFERENCIA ENERGÉTICO, S.L.U.	https://www.corenergetico.es/es/modelos-de-contratacion/bono-social/	
RÉGSITI COMERCIALIZADOR A REGULADA, S.L.U. (GRUPO REPSOL)	https://www.regsiti.com/bono-social/	
COMERCIALIZADOR A REGULADA GAS & POWER, S.A. (NATURGY)	https://www.comercializadoregulada.es/regulada	
CURENERGÍA COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO S.A.U. (IBERDROLA)	https://www.curenergia.es/bono-social	
ENERGÍA CEUTA XXI COMERCIALIZADOR A DE REFERENCIA S.A.	https://www.energiaceutaxxi.com/	

Tabla 6 Comercializadoras de Referencia; Fuente: CNMC (CNMC, CNMC, s.f.)

El tipo de tarifa que pueden ofrecer es la conocida actualmente como PVPC (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor) que se define como el precio máximo que las comercializadoras de referencia podrán cobrar a los consumidores que quieran acogerse a esta tarifa, siempre y cuando cumplan con los requisitos de tensión de suministro inferior a 1kV y potencia contratada inferior a 10 kW (Tarifas antiguas) e inferior a 15 kW (Tarifas nuevas). Además del PVPC, las comercializadoras de referencia también pueden ofertar un precio fijo en el consumo de energía durante 12 meses, esta tarifa sigue

estando dentro del mercado regulado y se puede consultar el precio ofertado por cada compañía en la página de la CNMC.

Por el contrario, en el mercado libre existen multitud de comercializadoras que, como ya se ha descrito, compran y venden energía en el mercado eléctrico. Estas comercializadoras no están reguladas por el gobierno, por lo que tienen cierta libertad a la hora de fijar los precios, de realizar ofertas, descuentos y paquetes de contratación que incluyan seguros o combinaciones de suministro de gas.

Es posible dividir las tomando distintas referencias, por ejemplo, tarifas aplicadas en baja tensión o en alta tensión, dependiendo de si la tensión de suministro es mayor de 1 kV. Sin embargo en este caso se diferenciarán en 3 grupos de acuerdo a los periodos de facturación ya sean de uno, dos, tres o seis periodos.

5 TARIFAS

Ya hemos estudiado el mercado, como se estructura y de que factores depende. Además se ha estudiado el sistema eléctrico al completo, con todos sus elementos diseccionados.

Para los consumidores, sin embargo, lo importante es lo que tienen que pagar mes a mes. En este apartado se estudiarán las diferentes opciones que tienen todos los consumidores para contratar la electricidad. Estas opciones se denominan tarifas eléctricas y cada una tiene sus particularidades y va destinada a un consumidor en concreto, veamos las opciones que teníamos hasta ahora y las nuevas establecidas a partir del 1 de junio de 2021.

5.1 TARIFAS ANTIGUAS

Las tarifas antiguas eran una amalgama de reglas donde cada consumidor debía estudiar cuales eran sus necesidades. Muchas veces los propios consumidores, alejados del mundo de la electricidad, no sabían que tenían contratado, ni el porqué del precio de su factura.

De hecho solamente uno de cada cuatro españoles conocía la diferencia entre el mercado regulado o el mercado libre. (CNMC, CNMC, s.f.)



Ilustración 27 Personas que conocen la diferencia entre mercado libre y regulado (%); Fuente CNMC

La buena noticia es que cada vez más personas son conscientes de esta diferencia fundamental, aun así el porcentaje es muy bajo y demuestra el alto grado de desconocimiento del mundo eléctrico, a pesar de que, afecta directamente a todos de manera continua.

A continuación se detallan de manera precisa las tarifas que, hasta hace poco, tenían los consumidores españoles.

5.1.1 2.0 A

Es la tarifa más básica, la mayoría de los hogares españoles estaban acogidos a esta tarifa.

Los requisitos necesarios para adherirse a esta tarifa es contratar una potencia inferior o igual a 10 kW y una tensión de servicio que será menor de 1 kV. Esta tarifa es válida en el mercado libre, donde lo más común es que la comercializadora de turno ofrezca un precio fijo al término de la energía para todo el periodo de facturación y es la tarifa por excelencia del PVPC, en este caso el precio varía hora a hora, pero se mantiene prácticamente constante durante todo el día.

5.1.2 2.1 A

Esta tarifa es exactamente igual a la anterior con la única diferencia de que en este caso la potencia contratada debe ser mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW. Por lo general esta tarifa la contrataban los pequeños negocios o casas muy grandes.

De igual forma se podría contratar esta tarifa en el mercado regulado o en el mercado libre, atendiendo a las características de cada uno

5.1.3 2.0 DHA

Ya entramos en la famosa discriminación horaria, hay unos precios más económicos en las horas nocturnas. Los horarios donde la tarifa era más barata dependían de la estación del año, existiendo un periodo de verano y otro de invierno.

Al igual que la 2.0A, esta tarifa es apta para los consumidores con menos o igual a 10 kW de potencia contratada y tensión de suministro menor de 1 kV, además también es admisible en el mercado libre y en el mercado regulado. Sin embargo en este caso tenemos dos periodos de facturación que se conocen como Periodo de Valle, en el cual el término de la energía es más barato, y periodo de Punta. Por lo que el cobro se dividía en dos términos, en horas valle y en horas punta.

Estos periodos mencionados se diferencian a su vez en temporada de invierno y de verano.

	Invierno Nov-Feb	Verano Mar-Oct
Punta	12h - 22h	13h – 23h
Valle	22h – 12h	23h – 13h

Tabla 7 Horario Tarifa 2.0 DHA; Fuente: BOE-A-2001-20850 (BOE, 2001)

Como vemos el horario de verano se extiende algo más por la noche, debido a la mayor cantidad de horas de sol y con ello los cambios de consumición de los usuarios.

5.1.4 2.1 DHA

Como ocurría con las tarifas 2.0 A y la 2.1 A esta es la tarifa homóloga a la 2.0 DHA. Es exactamente igual a la tarifa 2.0 DHA, es decir tensión de suministro inferior a 1 kV, posibilidad de acogerse al mercado libre y al mercado regulado, pero con la única diferencia de que la potencia contratada será mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW. Los periodos de facturación son los mismos.

	Invierno Nov-Feb	Verano Mar-Oct
Punta	12h - 22h	13h – 23h
Valle	22h – 12h	23h – 13h

Tabla 8 Horario Tarifa 2.1 DHA; Fuente: BOE-A-2001-20850 (BOE, 2001)

Algo a destacar de este tipo de tarifas es que la potencia contratada es única para ambos periodos por lo tanto solo se facturará un único termino de potencia independientemente del periodo de consumo.

5.1.5 2.0 DHS y 2.1 DHS

Nuevamente cambiamos los periodos de facturación y ahora entramos en los 3 periodos. En este caso se han juntado la tarifa 2.0 DHS y la 2.1 DHS por sus similitudes.

Estas tarifas son similares a las 2.0 DHA y 2.1 DHA con la particularidad de tener un tercer periodo de facturación, el supervalle o también es posible ver los periodos como punta, llano y valle, donde el supervalle acapararía las horas nocturnas teniendo en estas un precio aún más económico y ajustando el precio de la energía en los otros periodos. Además de no hacer distinción entre temporada de invierno y verano. Este tipo de facturas están orientadas viviendas residenciales con coche eléctrico.

De hecho si miramos una curva de precios de este tipo de tarifas, la correspondiente a la tarifa 2.0 DHS viene reflejada en la leyenda como Vehículo eléctrico (Peaje 2.0 DHS). Muestra la intención con la que se creó esta tarifa, proporcionar una ventaja para el coche eléctrico que normalmente se cargan por la noche

	Todo el año
Punta	13h - 23h
Llano	7h - 13h y 23h - 1h
Valle	1h - 7h

Tabla 9 Horario Tarifa 2.0 DHS y 2.1DHS; Fuente: BOE-A-2011-8910 (BOE, 2011)

En este caso no será posible contratar PVPC y al igual que ocurre anteriormente solo existirá una única potencia contratada.

Este hecho de que solo exista una única potencia contratada hace que se sobredimensione la contratación de potencia, puesto que, probablemente por el día utilizemos de manera habitual la electricidad, sin embargo, por la noche con la carga del coche eléctrico y la posibilidad de consumir con cualquier otro electrodoméstico por estar en un periodo con el precio de la energía es tan barato, se necesitará una potencia puede que superior.

Veamos antes de seguir la una curva de precios del término de energía de las facturas acogidas al PVPC de estas tarifas y como las representaba REE:

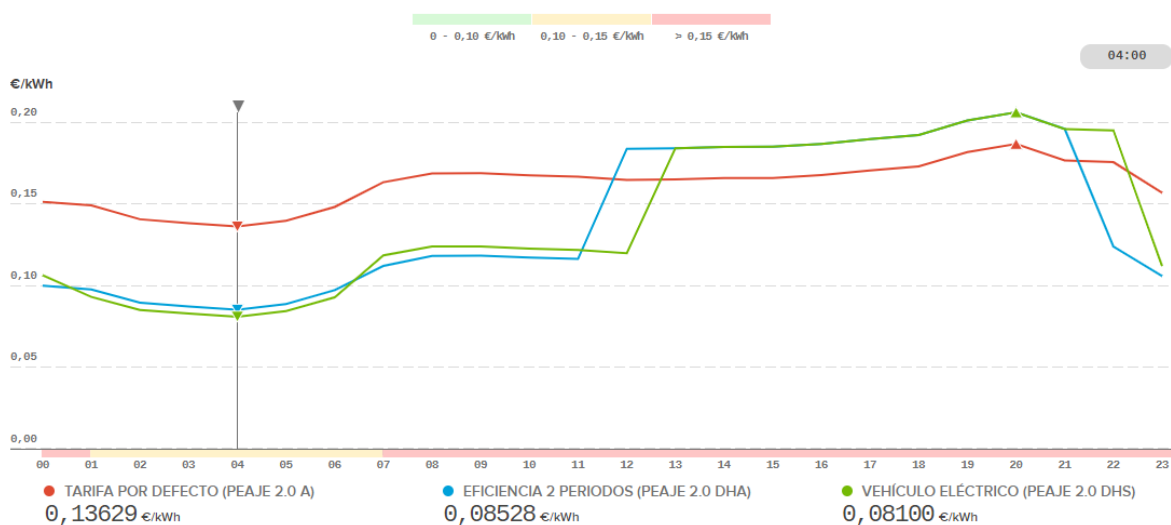


Ilustración 28 Término de energía para las diferentes tarifas acogidas al PVPC (13/01/2021); Fuente: REE

Como vemos, para la tarifa 2.0A se mantienen unos precios prácticamente constantes a lo largo del día, aunque en ocasiones podían presentar variaciones más pronunciadas. Para las tarifas con discriminación horaria sí que existía una variación mucho más pronunciada en forma de escalón en las horas en las que entraba en vigor el siguiente periodo horario. Otro detalle bastante reseñable es, que para este día concreto, la diferencia entre la tarifa de dos periodos 2.0 DHA y la de tres periodos 2.0 DHS es inapreciable.

5.1.6 3.0 A

Ahora se presenta una tarifa conceptualmente distinta de las vistas anteriormente, pues ya no está orientada al consumidor residencial, sino más bien a negocios y pequeñas empresas. La tensión de suministro sigue siendo menor a 1 kV y la potencia contratada ha de ser mayor de 15 kW.

Los periodos de facturación serán los siguientes:

	Invierno Nov-Feb	Verano Mar-Oct
Punta	18h - 22h	11h - 25h
Llano	8h - 18h y 22h - 24h	8h - 11h y 15h - 24h
Valle	0h - 8h	0h - 8h

Tabla 10 Horario Tarifa 3.0 A; Fuente: BOE-A-2001-20850 (BOE, 2001)

La facturación de esta tarifa es distinta a las anteriores. Sin embargo, primero se va a destacar que con esta factura ya no entra en juego el ICP para detectar una potencia demandada superior a la contratada y cortar el suministro, en este caso se precisa de un maxímetro, el cual detectará los excesos de potencia cuarto-horaria en los periodos establecidos y en base a eso se calculará la potencia a facturar de la siguiente manera:

- a) Si la potencia demandada se encuentra entre el 85% y el 105% de la potencia contratada, será esta misma la potencia a facturar.
- b) Si la potencia demandada es mayor del 105% de la potencia contratada, la potencia a facturar será esa misma más el doble de la diferencia entre el valor demandado y el 105% de la potencia contratada.
- c) Si la potencia demandada es menor del 85% de la potencia contratada, la potencia a facturar será el 85% de la potencia contratada.

Esta tarifa solo está disponible en el mercado libre para su contratación.

5.1.7 3.1 A

Esta tarifa ya pertenece grupo de las tarifas de alta tensión junto con las 6.X. En este caso la tensión de suministro será mayor o igual a 1 kV y menor de 36 kV. La potencia contratada ha de ser, en todos los periodos, igual o inferior a 450 kW y ha de cumplirse la condición de que la potencia contratada en un periodo ha de ser mayor o igual a la potencia contratada en el periodo anterior, y de la misma manera que en el apartado anterior se calculará la potencia a facturar.

Los periodos de facturación serán iguales que en el apartado anterior:

	Invierno Nov-Feb	Verano Mar-Oct
Punta	18h - 22h	11h – 25h
Llano	8h – 18h y 22h – 24h	8h – 11h y 15h – 24h
Valle	0h – 8h	0h – 8h

Tabla 11 Horario Tarifa 3.1 A; Fuente: BOE-A-2001-20850 (BOE, 2001)

Y al igual que en el apartado anterior y de igual forma de aquí en adelante, esta tarifa solamente podrá ser contratada en el mercado libre.

5.1.8 Tarifas de 6 periodos de facturación: 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5

Estas corresponden a las tarifas generales de alta tensión, de las cuales se desarrollará más en detalle la 6.1 dado que el resto poseen características similares. Estas tarifas están destinadas casi exclusivamente a grandes empresas que consumen grandes cantidades de energía.

A continuación se muestra una tabla con las diferencias respecto a la tensión de suministro de las distintas tarifas:

Tarifa	Tensión de servicio	Potencia
6.1 A	$1 \text{ kV} \leq x < 30 \text{ kV}$	Mayor de 450 kW En alguno de los 6 periodos
6.1 B	$30 \text{ kV} \leq x < 36 \text{ kV}$	Mayor de 450 kW En alguno de los 6 periodos
6.2	$36 \text{ kV} \leq x < 72 \text{ kV}$	Sin restricción
6.3	$72.5 \text{ kV} \leq x < 145 \text{ kV}$	Sin restricción
6.4	$x \geq 145 \text{ kV}$	Sin restricción
6.5	Conexiones internacionales	Sin restricción

Tabla 12 Horario Tarifas 6.X; Fuente: BOE-A-2001-20850 (BOE, 2001)

Hay que tener en cuenta que, como ocurre en el apartado anterior, la potencia contratada de un periodo ha de ser igual o superior a la del periodo anterior.

La potencia demandada en cada periodo cuarto-horario, si se supera la potencia contratada del periodo en cuestión, no se interrumpirá el servicio eléctrico, pero se penalizará económicamente.

La distribución de los periodos es la siguiente:

HORAS		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	HORAS		
DE	A													DE	A	
00	01	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	00	01	
01	02	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	01	02	
02	03	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	02	03	
03	04	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	03	04	
04	05	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	04	05	
05	06	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	05	06	
06	07	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	06	07	
07	08	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	07	08	
08	09	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2	08	09
09	10	2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2	09	10
10	11	1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1	10	11
11	12	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1	11	12
12	13	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1	12	13
13	14	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2	13	14
14	15	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2	14	15
15	16	2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2	15	16
16	17	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2	16	17
17	18	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2	17	18
18	19	1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1	18	19
19	20	1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1	19	20
20	21	1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1	20	21
21	22	2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2	21	22
22	23	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2	22	23
23	00	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2	23	00
SÁBADOS		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	SÁBADOS		
DOMINGOS		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	DOMINGOS		
Y FESTIVOS*		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	Y FESTIVOS*		

Ilustración 29 Distribución de los periodos horarios a lo largo del año en tarifas 6.X

Tanto el modo de facturación como los términos que le afectan se verán en más detalle en apartados posteriores donde se abordará de manera exhaustiva ya que sobre este tipo de tarifas se desarrollará el algoritmo de optimización.

5.2 TARIFAS NUEVAS

A partir del 1 de junio de 2021 entran en vigor las nuevas tarifas aprobadas por la CNMC establecidas en la circular 3/2020, del 15 de enero, donde se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución. Es por ello que se van a tener en cuenta estas nuevas modificaciones y se compararán ambas tarifas. (CNMC, CNMC, s.f.)

Con la entrada en vigor de la nueva normativa habrá discriminación horaria en todos los peajes, se unifican las tarifas de baja tensión en una sola, siendo la potencia contratada menor o igual a 15 kW y con tres periodos horarios. A los puntos, en zona pública, de recarga de vehículos eléctricos, se les aplicará un peaje más barato. Esta nueva legislación incita a los consumidores a realizar consumos más eficientes beneficiando a aquellos que lo hagan en las horas de menor saturación de la red, con precios más económicos. Hasta ahora, esto era opcional como ya hemos visto anteriormente, con varios tipos de tarifa que ofrecían varios periodos de facturación pero que además dependían de la potencia a contratar. Como acabamos de ver, y desarrollaremos más adelante, los tipos de facturas se han simplificado y la discriminación horaria se encontrará en todos los tipos de facturas.

Comparación de tarifas

Tarifas Nueva	Tensión de servicio	Potencia/Energía	Tarifas antiguas
2.0 TD	$x \leq 1$ kV	$P \leq 15$ kW 2 términos de potencia 3 términos de energía	2.0 A, 2.0DHA, 2.0DHS, 2.1A, 2.1DHA, 2.1DHS
3.0 TD	$x \leq 1$ kV	$P > 15$ kW 6 términos de potencia $P_n + 1 \geq P_n$ 6 términos de energía	3.0A
6.1 TD	1 kV $< x < 30$ kV		3.1A, 6.1
6.2 TD	30 kV $\leq x < 72.5$ kV		6.2
6.3 TD	72.5 kV $\leq x \leq 145$ kV		6.3
6.4 TD	$x > 145$ kV		6.4, 6.5

Tabla 13 Tabla comparativa entre las nuevas tarifas y las antiguas

5.2.1 2.0 TD

Esta será la tarifa dominante en el país. Reúne a 6 de las antiguas tarifas en una sola y la única posibilidad para el pequeño consumidor.

Esta tarifa consta de dos periodos de facturación de potencia, es decir se podrá contratar dos potencias distintas que aplicarán en los horarios que se verán a continuación, y 3 periodos de facturación por energía consumida. Algo que cabe destacar, en comparación con el sistema anterior de tarifas, es que en este nuevo marco no hay diferencia entre horario de verano y de invierno. Más adelante se verá como esto es diferente en las siguientes tarifas.

Término de Energía		
Invierno y verano, Lunes a Viernes laborales		
Punta	Llano	Valle
10 h – 14 h 18 h – 22 h	8 h – 10 h 14 h – 18 h 22 h – 24 h	0 h – 8 h
Término de potencia		
Invierno y verano, Lunes a Viernes laborales		
Punta	Valle	
8 h – 24 h	0 h – 8 h	

Tabla 14 Horario Tarifa 2.0 TD; Fuente: BOE-A-2020-1066 (BOE, 2020)

*Recordar que los horarios y periodos descritos a lo largo del presente trabajo hacen referencia a los territorios de la península ibérica excluyendo por tanto las islas, Ceuta y Melilla.

Sábados, domingos, festivos y el día 6 de enero tanto en términos de potencia como de energía se aplicará las 24 h el periodo valle (el más barato).

Como se puede observar, los periodos de mayor saturación de la red coinciden con el periodo de punta, es decir, el más caro. Incentivando de esta manera a ajustar los hábitos de consumo más importantes en horarios nocturnos o en festivos y fines de semana. Además se podrá ajustar aún más la tarifa a las necesidades, contratando diferentes potencias dependiendo nuevamente de los hábitos de consumo.

5.2.2 3.0 TD y 6.X TD

La única diferencia dentro de este grupo de tarifas es el rango de tensión a las que aplican y el periodo horario que tiene algunas diferencias. A continuación se van a describir las novedades en cuanto a periodos y horarios que presentan las mismas.

Estas tarifas tienen 6 periodos de discriminación horaria que, además, dependen de la temporada, el día de la semana y la hora del día.

Temporada eléctrica en la península:

Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre.

Temporada media alta: marzo y noviembre.

Temporada media: junio, agosto y septiembre.

Temporada baja: abril, mayo y octubre.

Tipos de días:

Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.

Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media alta.

Tipo B1: de lunes a viernes no festivos de temporada media.

Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja.

Tipo D: sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

La distribución de los periodos es la siguiente:

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Ilustración 30 Distribución de los periodos horarios a lo largo del año en tarifas 3.0 TD y 6.X TD

5.3 COMPARACIÓN: VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las nuevas tarifas tienen implícito un mensaje claro “Ajustar los hábitos de consumo en las horas de menor saturación de la red” y es que los cambios realizados van en esa dirección. Traen la discriminación horaria de forma obligatoria en todos los peajes, además, se simplifican las opciones en cuanto a que tarifa elegir, ya que donde antes teníamos 13 opciones en total ahora hay 6, estando la mayor reducción en las tarifas de baja tensión.

Tarifa 2.0TD

En este caso tenemos la mayor unificación de tarifas ya que esta sustituye a 6 de las anteriores.

Ventajas:

Mayor simplicidad para el usuario común, que no tiene que conocer y estudiar todas las opciones posibles, sino que se presenta una sola, con características híbridas de las anteriores y que abarca el rango de potencias y tensión habituales en los usuarios domésticos y muchas pymes.

Mayor opción de optimizar el consumo y reducir la factura, ya que cuenta con 3 periodos para el consumo de energía y 2 para la potencia contratada. En este punto se podrá ajustar ambas potencias según las características del consumidor. Por ejemplo, dado que la potencia en el periodo punta es mucho más cara que en el periodo valle, se podría bajar la potencia en el periodo caro y desplazar ciertos consumos por la noche donde podemos contratar una potencia más alta, además esto sería doblemente beneficioso si disponemos de vehículo eléctrico que cargará más rápido y a un coste menor. (RACE, s.f.)

Ayuda a mejorar el equilibrio de la red eléctrica gracias a que se incentiva a consumir en horarios de menor saturación de la red, lo que implica mayor eficiencia, menores pérdidas, menor contaminación y menor coste general del sistema.

Se incentiva la compra de vehículos eléctricos gracias a proporcionar precios más baratos en las horas nocturnas, que es cuando suelen cargarse estos, y además pudiendo contratar una potencia más adecuada en dichas horas para ahorrar aún más. Las políticas ambientales promocionan en gran medida la compra de coches eléctricos, por lo que, quizás, tarde o temprano será recomendable adquirir un vehículo eléctrico y estas tarifas ya están preparadas para ello.

Inconvenientes:

El hecho de reducir toda la variedad de tarifas de baja tensión hace que los usuarios que estudien más a fondo sus necesidades y hábitos, tengan menos opciones de escoger una tarifa que se ajuste realmente a sus necesidades, a pesar de los cambios introducidos en el nuevo peaje.

La discriminación horaria obligatoria es perjudicial para aquellos consumidores que no puedan ajustar sus hábitos de consumo en las horas más baratas y por consiguiente terminen viendo incrementada su factura.

Estamos hablando de los horarios pero no podemos olvidarnos que estas nuevas tarifas traen consigo nuevos peajes y cargos. Estos peajes han incrementado su precio en el término de energía y disminuido en el término de potencia.

Si a la imposibilidad de reducir el consumo de muchos hogares y además de no poder adecuarlo a los nuevos horarios le sumamos una subida de los peajes en el término de energía, el resultado son facturas más abultadas y con poco margen de maniobra.

Tarifa 3.0TD

En este caso vamos a separar este peaje del resto de peajes con 6 periodos de facturación ya que esta sigue siendo de baja tensión y tiene más diferencias con su predecesora la tarifa 3.0A

En este caso la ventaja e inconveniente más directo es justamente el paso de tener 3 periodos a 6 periodos. Si el usuario tiene flexibilidad para modificar el consumo en los periodos más baratos, incluyendo esto la capacidad de aumentar o disminuir el mismo para meses determinados, ya que en un mismo mes no coexisten todos los periodos de facturación. Entonces sí puede ser una mejor opción, más aún si realiza un estudio de optimización como el aquí presente.

Por el contrario, si esta flexibilidad es inviable, es posible que sea perjudicial el cambio, ya que no solo los periodos en este caso van a variar mes a mes sino que las penalizaciones en ciertos meses conllevarán un mayor desembolso económico.

Sea cual sea el caso, se hace más difícil para el usuario común entender una tarifa con muchos periodos y restricciones entre ellos y es posible que se vea abrumado a la hora de elegir cuales son las mejores potencias a contratar.

Tarifas 6.XTD

Con excepción del peaje 3.1A, los cambios introducidos en este caso son más sutiles y orientados a un consumo más responsable.

Los cambios en el calendario de facturación más reseñables son los meses de junio y agosto donde en Junio no existe la diferencia dependiendo de la primera o segunda quincena, habiendo favorecido en este caso a los consumidores, pues todo el mes tiene periodos más baratos que de la anterior forma.

Sin embargo con agosto ocurre lo contrario, donde antes todo agosto contaba con el periodo 6, que es el más barato, ahora se divide en periodos intermedios.

Si bien es cierto que existen cambios en el calendario, como los ya comentados, quizás lo más destacable en este caso sea la diferencia de facturación en cuanto a las penalizaciones. Esto se verá más adelante, sin embargo, el objetivo principal es desincentivar la contratación de potencias inferiores a las requeridas realmente con el fin de que en la facturación anual, el pago de penalizaciones compense a tener contratada dicha potencia realmente requerida.

Resumen general de las nuevas tarifas

En lo poco que llevamos con las nuevas tarifas, generalmente, los precios están subiendo y la población está descontenta. Desde abril de 2021 el precio de la electricidad tuvo una subida notable, debido entre otras cosas al aumento del precio del gas y de los derechos de emisión de CO₂. Sin embargo con las nuevas tarifas y los nuevos costes de peajes y cargos, el precio del kWh se ha disparado, haciendo que las personas que no puedan variar sus hábitos vean subir el precio de sus facturas.

A continuación se muestran los precios para la tarifa PVPC del día 15 de junio de 2021, 15 días después de la entrada en vigor de las nuevas tarifas y los correspondientes al precio del PVPC para el día 9 de febrero de este mismo año, ambos son día martes:

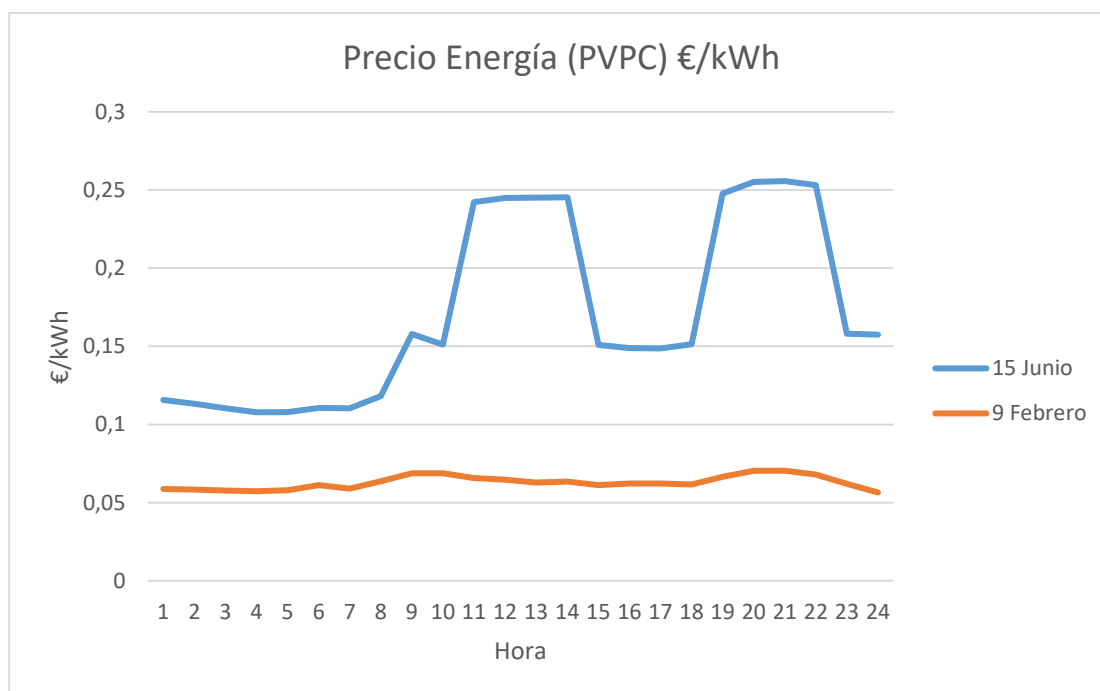


Ilustración 31 Comparativa de precios PVPC entre las nuevas tarifas y las tarifas antiguas; Datos de REE

Se puede observar una evidente subida de precios, pero vamos a dejar a un lado el aumento generalizado del precio en el mercado eléctrico, si nos abstraemos de esto, vemos que aun así el precio se eleva demasiado en las horas punta haciendo que suban casi la totalidad de las facturas eléctricas de todas las personas y empresas, debido principalmente al aumento en el apartado de cargos y peajes del sistema. Aclarar que la gráfica se muestra principalmente para ver la forma 'normal' que presentan las curvas antes y después de la entrada en vigor de las nuevas tarifas y que tanto una como otra sufren variaciones dependiendo del día y del mes en que las escojamos.

Veamos ahora cómo ha afectado las nuevas tarifas a la curva de demanda y si es cierto que ha provocado un cambio en los hábitos de consumo de los usuarios. A continuación se van a mostrar una serie de gráficas correspondientes a la curva de demanda de distintos días y años para ver la evolución.

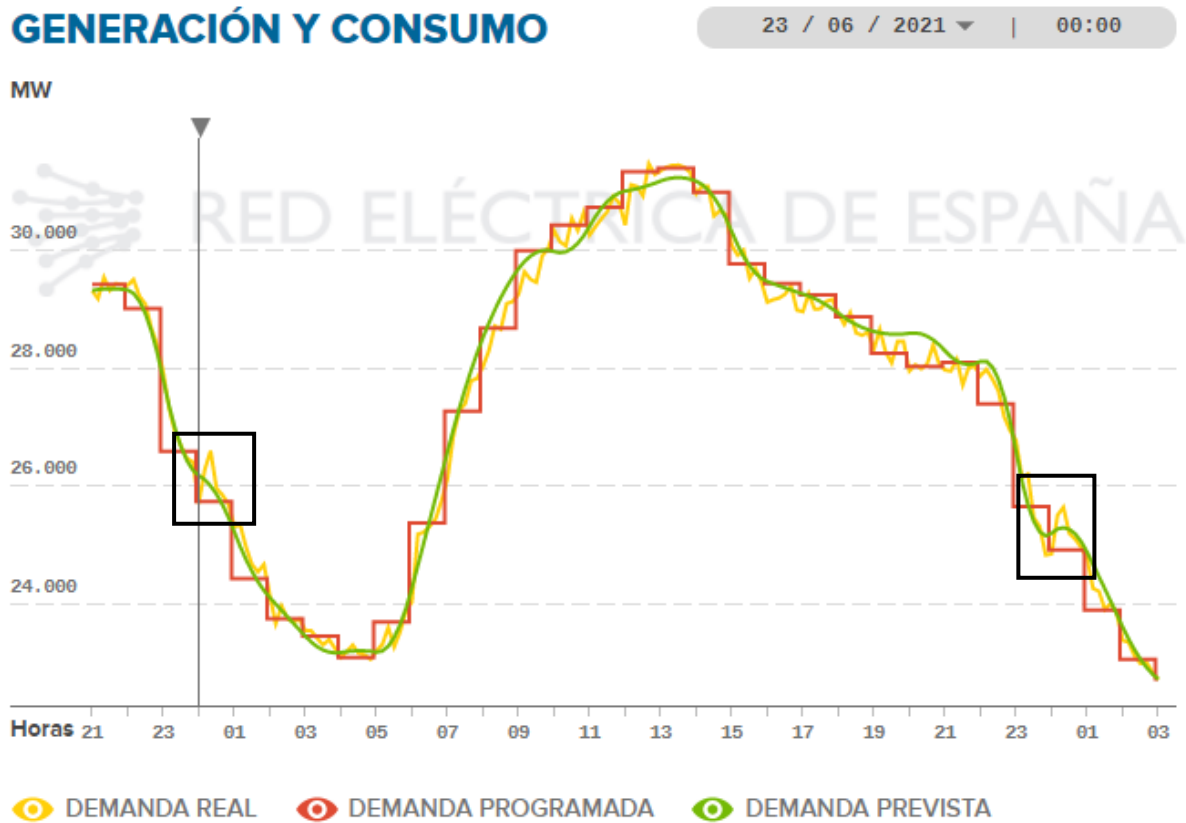


Ilustración 32 Curva de demanda (23/06/2021) - Detalle; Fuente: REE

De esta gráfica se pueden apreciar varias cosas interesantes que nos están dejando las nuevas tarifas. Por un lado, se puede ver muy claramente como a las 12 de la noche, justo cuando entramos en las horas valle, tenemos unos picos de demanda muy diferenciados. Esos picos corresponden a miles de personas aprovechando la bajada de precios para realizar diversas tareas.

REE debe adaptarse y planificar este tipo de comportamientos ya que como se ha mencionado varias veces, la electricidad no es posible almacenarla y las centrales deben generar la potencia que se demanda en cada momento.

GENERACIÓN Y CONSUMO

23 / 06 / 2021 | 00:00

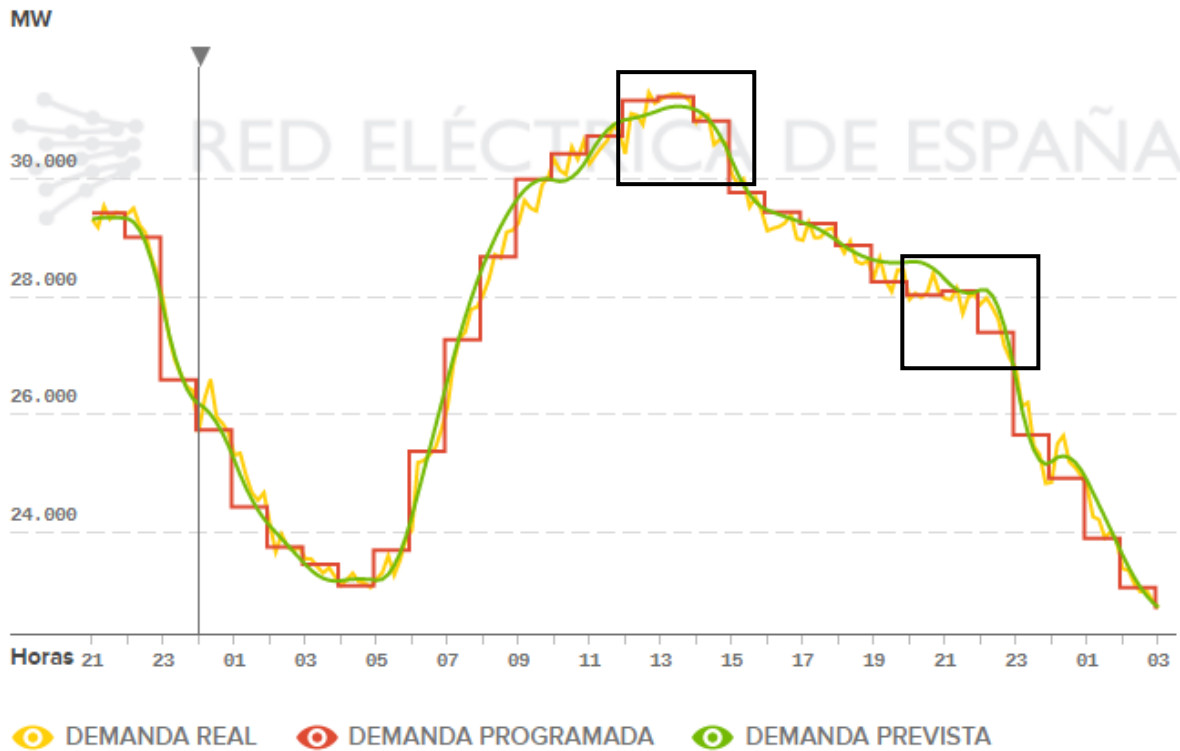


Ilustración 33 Curva de demanda (23/06/2021) – Detalle 2; Fuente: REE

También podemos fijarnos en los dos puntos de inflexión donde empieza a haber un descenso muy pronunciado. Las horas en las que esto ocurre son las 14:00 y las 22:00 horas en las que termina el periodo llano y comienza el periodo punta, es decir pasamos de un precio 'normal' a un precio caro. Esto muestra como la población se está adaptando a estas nuevas tarifas tratando de bajar los consumos en las horas más caras y en la medida de lo posible aprovechar las horas valle (las más baratas).

GENERACIÓN Y CONSUMO

25 / 06 / 2019 ▼ | 00:00

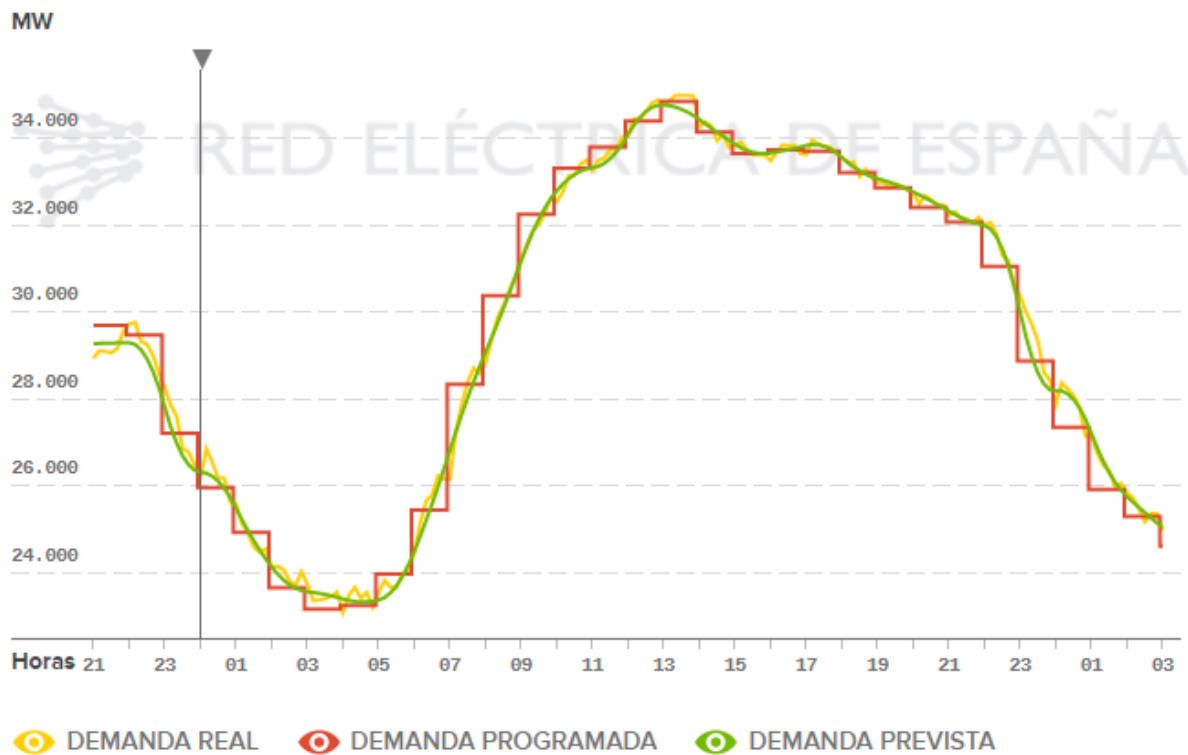


Ilustración 34 Curva de demanda (25/06/2019); Fuente: REE

Si comparamos la gráfica con otra del mismo mes pero de 2019 (No se ha tomado 2020 por ser un año excepcional a causa de la pandemia de coronavirus) vemos que aquí los cambios son menos pronunciados, siguen correspondiendo a la demanda propia de un hogar común en España pero sus variaciones son mucho más suaves, no tan marcadas como con las nuevas tarifas. Esto es debido a que con las tarifas antiguas, como ya se ha visto, existía discriminación horaria como una opción más entre otras muchas, por lo que algunos usuarios elegían esta opción y otros no, sin embargo, ahora todos deben, o al menos tienen un incentivo, de adaptarse a los nuevos horarios. Este es el motivo de que se aprecien de igual forma, aunque no tan exagerados, los picos de demanda a partir de las 12 de la noche.

De cualquier forma las tendencias siguen siendo aparentemente las mismas y es muy precipitado sacar conclusiones con apenas unos meses de actuación de las nuevas tarifas y con los recientes cambios que están sucediendo alrededor del mercado eléctrico.

Es hora de detallar la forma que tienen las nuevas facturas y entender los conceptos de estas.

6 FACTURAS ELÉCTRICAS

Los componentes principales de los que se compone una factura eléctrica con los siguientes:

- Costes regulados, donde entran tanto los peajes como los cargos aplicados.
- Costes variables de la energía. Esto va a depender del contrato con la comercializadora o el contrato acogido al PVPC. Este coste depende del consumo y en la mayoría de casos, del precio horario fijado el día anterior en el mercado eléctrico.
- Impuestos, Impuesto eléctrico y IVA
- Alquiler del equipo de medida
- Margen de la comercializadora

En la factura eléctrica lo que se está pagando son los distintos precios asociados a los conceptos que estamos viendo, principalmente, la subsanación de los gastos asociados al transporte y distribución de la energía, la generación de la misma, los cargos que son determinados por malas gestiones y y/o ineficiencia del sistema, impuestos, y el margen destinado a las comercializadoras donde en el caso de PVPC está regulado.

Como ya se ha mencionado, el coste de la energía viene determinado por la casación de oferta y demanda en el mercado eléctrico, sin embargo también se agregan ciertos costes regulados como son: (CNMC, CNMC, s.f.)

- Pagos por capacidad. Este concepto hace referencia a mantener la estructura de generación por encima de las necesidades normales, es decir, el precio a pagar por tener instalada una potencia superior a la que se prevee realmente que se pueda necesitar, para asegurar la continuidad del sistema si de pronto sube la demanda demasiado o si hay algún problema generalizado con algunas centrales.
- Operador del sistema y Operador del mercado. Aquí se incluyen las retribuciones de estas dos entidades por los servicios prestados.

A continuación se muestra un ejemplo de factura eléctrica similar a la de la mayoría de consumidores, la 2.0 TD (Con aplicación o sin aplicación de bono social)

Inscripción en el Registro Mercantil de (ciudad). Lomo XXXX Follo XX Hoja BXX-XXXX

LOGOTIPO a)
COMERCIALIZADORA

Denominación empresa comercializadora de referencia
NIF:
Domicilio social:

RESUMEN DE LA FACTURA c)

Por potencia contratada	xx,xx €
Por energía consumida	xx,xx €
Compensación de excedentes	- xx,xx €
Impuesto electricidad	xx,xx €
Alquiler del contador	xx,xx €
Impuesto aplicado (XX %)	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA	XX,XX €

DATOS DEL CONTRATO e)

Titular: Dña./D. NIF/NIE.....
Dirección del suministro:.....
Código unificado de punto de suministro CUPS:
Tipo de contrato: **PVPC – MERCADO REGULADO**
Peaje de transporte y distribución: **2.0 TD** Segmento de cargos: **1**
Potencia contratada en punta: kW **Potencia contratada en valle:.....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)
Nº de contador: xxxxxx

INFORMACIÓN DE CONSUMO ELÉCTRICO f)

Su consumo en el periodo facturado ha sido xx,xx kWh.
Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora (introducir dirección www. correspondiente).

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. Las potencias máximas demandadas en el último año han sido x,x kW en P1 (punta) y x,x kW en P2 (valle) Energía excedentaria compensada: xx,xx kWh

Lectura actual (real/estimada) (xx-mes-xxxx)
Lectura en P1 (punta): Xxx kWh Consumo en P1: xx,xx kWh
Lectura en P2 (llano): Xxx kWh Consumo en P2: xx,xx kWh
Lectura en P3 (valle): Xxx kWh Consumo en P3: xx,xx kWh

INFORMACIÓN SOBRE RECLAMACIONES h)

Atención al cliente (nombre empresa COR): 900.xxx.xxx (gratuito) **Reclamaciones** (nombre COR): 900.xxx.xxx clientes@xxxxxxxx.es
Averías y Urgencias (nombre empresa distribuidora): 900.xxx.xxx (gratuito) **Dirección postal reclamaciones** (nombre COR): xxxxx
Dirección de la página web con información sobre reclamaciones:
(nombre empresa COR) está adherida a una entidad de resolución alternativa de litigios de consumo a la que puede acudir si no está de acuerdo con la resolución de su reclamación. Para mayor información sobre el arbitraje y su procedimiento: 900.xxx.xxx (gratuito) www....

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD b)

IMPORTE FACTURA: XX,XX €
Nº factura: XXXXXXXX emitida el xx de (mes) de xxx
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

D)
Dña./D.....
Calle..... nº.....
xxx

g)
DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA

El importe total de su factura tiene este destino:

La energía incluye, entre otros, el coste de la energía en el mercado, los pagos por capacidad y la retribución al Operador del Sistema (REE) y al Operador de Mercado (OMIE). Los peajes retribuyen las redes de transporte y distribución. Los cargos incluyen fundamentalmente la retribución a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE), las anualidades del déficit y el sobrecoste de generación en TNP (territorios no peninsulares).

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

DESGLOSE DE LA FACTURA

Facturación por potencia contratada ("TÉRMINO FIJO")	xx,xx€
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:	
P1 (punta): xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P2 (valle): xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Margen de comercialización fijo: xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Facturación por excesos de potencia ("TÉRMINO FIJO") (si procede)	xx,xx€
P1 (punta):	xx,xx €
P2 (valle):	xx,xx €
Facturación por energía consumida ("TÉRMINO VARIABLE")	xx,xx€
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:	
P1 (punta): xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P2 (llano): xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P3 (valle): xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Coste de la energía	xx,xx €
Facturación por energía excedentaria del autoconsumo	-xx,xx€
Ajuste límite de compensación por autoconsumo	xx,xx€
Descuento por bono social: (xx,xx € + xx,xx€) * xx%	-xx,xx€
Impuesto de electricidad: xx% s/ xx,xx	xx,xx €
Alquiler del contador: xx días * xx,x €/día	xx,xx €
Impuesto de aplicación: xx% s/ xx,xx	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA	xx,xx €

Precios de los términos del peaje de transporte y distribución, de los cargos, del contador y margen de comercialización fijo según normativa en vigor PVPC calculado según Real Decreto xxx (disposición normativa).

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR

Usted tiene contratado el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) CON DESCUENTO POR BONO SOCIAL**

No obstante, puede contratar también con cualquier comercializadora en mercado libre. El listado de comercializadoras de referencia y de comercializadoras de mercado libre está disponible en la página web de la CNMC: www.cnmc.es

En el código QR o en el enlace comparador.cnmc.gov.es puede consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica en mercado libre



Si está recibiendo su factura en papel, puede solicitar en su lugar la factura electrónica en www.ree.es

Siempre que no se produzca la pérdida de alguna de las condiciones que dan derecho a su percepción, el bono social tiene un periodo de vigencia de dos años, tras el cual deberá solicitar su renovación. En caso de familias numerosas, la vigencia se mantendrá hasta la caducidad del título de familia numerosa.

Para solicitar la renovación del bono social, podrá hacerlo presencialmente en nuestras oficinas o llamando al teléfono xxx. Dispone de información sobre los requisitos que deben cumplirse en el teléfono xxx o en la página web www.ree.es.

Otra información de interés: Consumidores de energía e información sobre la factura: www.cnmc.es. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: www.idae.es. Información sobre PVPC: www.ree.es

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 2/2021, DE 10 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD PARA INFORMAR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

Se observa que el modelo de factura propuesto por en el BOE es muy similar al anterior ya que la forma de facturación es la misma, habiendo cambiado la discriminación horaria. Ahora aparecen dos términos de potencia y tres términos de energía.

Se observa también como el coste de la energía se detalla directamente, y es que este término depende del precio horario de cada día que a su vez se divide en tres tramos, punta, llano y valle.

Destacaremos varias zonas de la factura:

- Zona C: Es la zona principal de la factura, de un solo vistazo están expuestos los términos que tendrás que pagar y el total de la factura.
- Zona E: En esta zona se encuentran los datos contractuales, destacar que es aquí donde se indica si se pertenece al mercado regulado o no, el tipo de peaje (2.0 TD en este caso) y las potencias contratadas (Periodo Punta y Valle)
- Zona F: En esta zona hay un pequeño resumen de la energía consumida en distintos periodos y la lectura actual del contador. Hoy en día con la posibilidad de poder ver las facturas en formato digital, este tipo de datos suelen venir mejor explicados y detallados en las mismas.
- Zona G: Aquí se muestra un diagrama de sectores bastante ilustrativo del porcentaje que se destina a cada concepto

La siguiente figura muestra un esquema de cómo se distribuyen dichos conceptos:

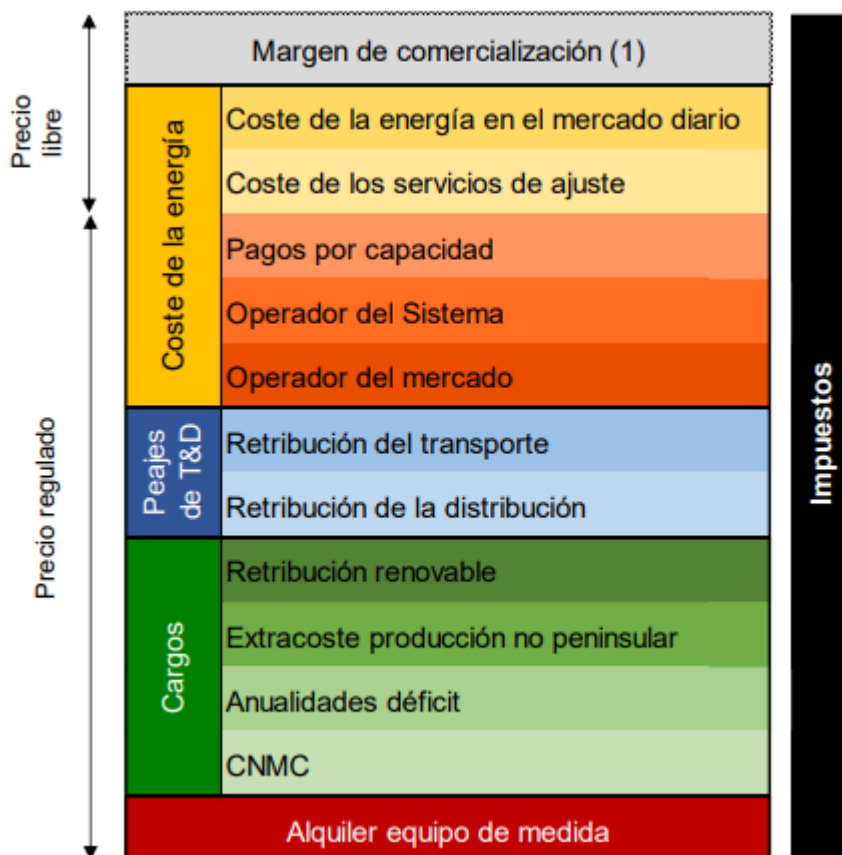


Ilustración 37 Esquema de distribución de conceptos de una factura eléctrica; Fuente CNMC

Se observa claramente el peso de los costes regulados los cuales son fijos y los determina el gobierno.

Este esquema es un buen resumen de todo lo que se cobra en la factura, como vemos no es solamente la energía que se consume, de hecho la mayoría de conceptos corresponde a peajes, cargos y otros pagos destinados a mantener el sistema eléctrico en su conjunto, a los organismos que lo gestionan (REE y OMIE) y a pagar deudas contraídas con el sistema (Déficit de tarifa, RECORE, etc.)

En el siguiente apartado se tratarán los peajes y cargos que serán los aplicados directamente a las facturas eléctricas.

6.1 PEAJES Y CARGOS DEL SISTEMA

Los cargos del sistema eléctrico son costes regulados que se aplica al precio de la electricidad para cubrir los costes del sistema y es el gobierno el que se encarga de fijar la metodología del cálculo de los mismos. La metodología empleada para dichos cálculos viene recogida en el RD 148/2021 del 9 de marzo donde, entre otras premisas, se basan en la descarbonización y la sostenibilidad económica y financiera del sistema.

En el citado RD se puede ver claramente la dirección que persigue el actual gobierno y es la transición hacia un consumo responsable, es decir, consumir en horas donde la saturación de la red sea menor, impulsando además el autoconsumo. Esto queda reflejado en la distribución de los cargos, siendo estos mucho mayores, en la parte variable, es decir, en la energía consumida, que en la parte fija, la potencia.

De manera generalizada, para los consumidores de menos de 15 kW de potencia contratada (consumidores domésticos y algunas PYMES) los cargos se repartirán de la siguiente forma, el 25 % repercutirá en el término fijo de potencia y el 75 % restante en la parte de energía, mientras que en el resto de consumidores el reparto será 40 % y 60 % respectivamente. Esto concuerda con lo expresado en el párrafo anterior. (BOE, 2021)

A continuación se presentarán los nuevos peajes, de distribución, de transporte y la suma de ambos. Además se detallará de igual forma los nuevos cargos aplicados, generando al final una tabla con el precio de peajes más cargos que será el precio final que aparecerá multiplicado por los términos de energía y potencia, según corresponda, en la factura eléctrica.

Tarifa	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	4,151099	0,086261				
3.0 TD	1,730663	1,466482	0,649068	0,511293	0,092472	0,092472
6.1 TD	6,430587	6,430587	3,435705	2,639911	0,209656	0,209656
6.2 TD	6,803568	6,803568	3,493855	2,686179	0,237073	0,237073
6.3 TD	6,749826	6,749826	3,481422	2,655945	0,332279	0,332279
6.4 TD	12,051156	9,236539	4,442575	3,369751	0,628452	0,628452

Tabla 15 Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)

Tarifa	Término de potencia del peaje de distribución(€/kW año)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	19,318734	0,874869				
3.0 TD	8,916213	7,836474	3,102247	2,340821	1,052836	1,052836
6.1 TD	14,814605	14,814605	8,095043	6,076137	0,350603	0,350603
6.2 TD	8,468921	8,468921	3,990752	3,990752	0,221930	0,221930
6.3 TD	4,798406	4,798406	2,838940	1,038738	0,376059	0,376059
6.4 TD	–	–	–	–	–	–

Tabla 16 Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)

Tarifa	Término de potencia del peaje de transporte y distribución(€/kW año)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	23.469833	0.961130				
3.0 TD	10.646876	9.302956	3.751315	2.852114	1.145308	1.145308
6.1 TD	21.245192	21.245192	11.530748	8.716048	0.560259	0.560259
6.2 TD	15.272489	15.272489	7.484607	6.676931	0.459003	0.459003
6.3 TD	11.548232	11.548232	6.3203262	3.694683	0.708338	0.708338
6.4 TD	12.051156	9.236539	4.442575	3.369751	0.628452	0.628452

Tabla 17 Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)

Los precios de la tabla 17 serán los que se apliquen en el concepto de peajes de transporte y distribución para el término de potencia.

Peajes al término de energía:

Tarifa	Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,004720	0,003548	0,000155			
3.0 TD	0,005499	0,004636	0,002471	0,001632	0,000122	0,000122
6.1 TD	0,005603	0,004581	0,002641	0,001678	0,000118	0,000118
6.2 TD	0,004594	0,003707	0,002277	0,001210	0,000093	0,000093
6.3 TD	0,005637	0,004647	0,002754	0,001628	0,000122	0,000122
6.4 TD	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

Tabla 18 Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)

Tarifa	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,022658	0,017076	0,000559			
3.0 TD	0,012990	0,011028	0,006052	0,003992	0,000218	0,000218
6.1 TD	0,013235	0,010898	0,006469	0,004104	0,000210	0,000210
6.2 TD	0,005771	0,004725	0,002648	0,001933	0,000087	0,000087
6.3 TD	0,004009	0,003429	0,002183	0,000662	0,000142	0,000142
6.4 TD	–	–	–	–	–	–

Tabla 19 Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)

Tarifa	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,027378	0,020624	0,000714			
3.0 TD	0,018489	0,015664	0,008523	0,005624	0,000340	0,000340
6.1 TD	0,018838	0,015479	0,009110	0,005782	0,000328	0,000328
6.2 TD	0,010365	0,008432	0,004925	0,003143	0,000180	0,000180
6.3 TD	0,009646	0,008076	0,004937	0,002290	0,000264	0,000264
6.4 TD	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

Tabla 20 Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)

Los precios de la tabla 20 serán los que se aplicarán al término de energía, por el término de peajes de transporte y distribución, en la factura.

A estos precios hay que sumarle los cargos del sistema eléctrico (BOE, BOE-A-2021-6390, s.f.)

Los precios de los cargos aplicados para el término de potencia son:

Segmentos tarifarios	Término de Potencia de los cargos (€/kW año)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	7,202827	0,463229				
2	8,950109	4,478963	3,254069	3,254069	3,254069	1,491685
3	9,290603	4,649513	3,378401	3,378401	3,378401	1,548434
4	5,455758	2,730784	1,983912	1,983912	1,983912	0,909293
5	4,368324	2,186024	1,588236	1,588236	1,588236	0,728054
6	2,136839	1,069310	0,777032	0,777032	0,777032	0,356140

Tabla 21 Término de Potencia de los cargos (€/kW año)

Los precios de los cargos aplicados para el término de energía son:

Segmentos tarifarios	Término de Energía de los cargos (€/kWh)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	0,105740	0,021148	0,005287			
2	0,058947	0,043646	0,023579	0,011789	0,007557	0,004716
3	0,032053	0,023743	0,012821	0,006411	0,004109	0,002564
4	0,015039	0,011139	0,006016	0,003008	0,001928	0,001203
5	0,012328	0,009132	0,004931	0,002466	0,001581	0,000986
6	0,004683	0,003469	0,001873	0,000937	0,000600	0,000375

Tabla 22 Término de Energía de los cargos (€/kWh)

Por lo tanto, sumándole los cargos a los peajes, los precios fijos de cada término quedarían de la siguiente forma:

Para el Término de Potencia

Tarifa	Término de Potencia de cargos + peajes (€/kW año)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0TD	30,67	1,42				
3.0TD	19,60	13,78	7,01	6,11	4,40	2,64
6.1TD	30,54	25,89	14,91	12,09	3,94	2,11
6.2TD	20,73	18,00	9,47	8,66	2,44	1,37
6.3TD	15,92	13,73	7,91	5,28	2,30	1,44
6.4TD	14,19	10,31	5,22	4,15	1,41	0,98

Tabla 23 Término de Potencia de cargos + peajes (€/kW año)

Para el Término de Energía

Tarifa	Término de Energía de cargos + peajes (€/kWh)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0TD	0,133118	0,041772	0,006001			
3.0TD	0,077436	0,05931	0,032102	0,017413	0,007897	
6.1TD	0,050891	0,039222	0,021931	0,012193	0,004437	0,002892
6.2TD	0,025404	0,019571	0,010941	0,006151	0,002108	0,001383
6.3TD	0,021974	0,017208	0,009868	0,004756	0,001845	0,00125
6.4TD	0,013458	0,010452	0,005904	0,003933	0,000775	0,00055

Tabla 24 Término de Energía de cargos + peajes (€/kWh)

Estos últimos, cargos + peajes, serán los términos regulados de la factura eléctrica tanto en la parte de potencia como en la parte de energía.

La recaudación obtenida a través de los cargos del sistema eléctrico va destinada a los siguientes conceptos:

- RECORE: 47,93 %.
- Déficit: 37,89 %.
- TNP: 14,04 %.
- Otros: 0,13 %

RECORE: Régimen retributivo específico de las Renovables, Cogeneración y Residuos.

Este es un régimen retributivo especial, incentivado por el gobierno, para promocionar la energía eléctrica generada a partir de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos. (BOE, 2021) (CNMC, CNMC, s.f.)

Déficit: Es la diferencia entre lo que se recauda por los peajes de acceso y lo que realmente le cuesta a las distribuidoras transportar y distribuir la electricidad. Si los costes fijos que tienen las compañías de transporte y distribución no se cubre, la deuda se acumulará y eso es lo que ha ocurrido en España. Desde el año 2000 hasta el año 2013 este déficit fue aumentando progresivamente. A finales de 2019 esta deuda era de 16602 millones de euros y esto suponía un 11.93% menos que en 2018. (CNMC, CNMC, s.f.)

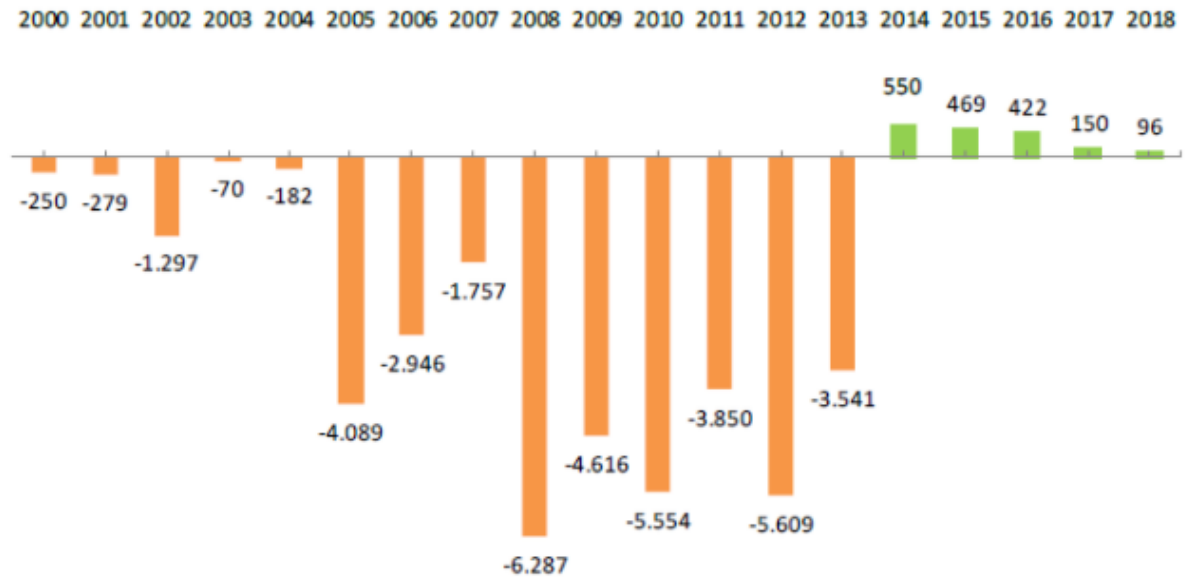


Ilustración 38 Déficits/Superávits del sistema eléctrico español (millones de €); Fuente CNMC

En la ilustración anterior se muestra el registro de déficits o de superávits del sistema eléctrico por año. Desde el año 2000 no paró de incrementarse esta deuda hasta 2013, con su pico máximo en 2008.

El déficit puede darse de forma natural ya que los precios de peajes de acceso se fijan antes de saber realmente los costes que conlleva la tarea de transporte y distribución, pero de igual forma se pueden producir superávits, si las previsiones son relativamente acertadas, a lo largo del tiempo el balance tiende a 0. Sin embargo en este caso el déficit de tarifa español se ha generado debido a una sucesión de acciones políticas ineficaces.

Con objeto de abaratar el precio de la electricidad los gobiernos han aprobado costes para los peajes de transporte y distribución más bajos de lo realmente necesitado. Estas medidas son la principal causa de la generación de este déficit. (Villasur, 2021)

TNP: La producción transporte y distribución en los Territorios No Peninsulares tiene un coste extra que se agrega al apartado de cargos. (CNMC, CNMC, s.f.)

6.2 PAGOS POR CAPACIDAD

Los pagos por capacidad es un mecanismo ideado para mantener a flote a las centrales generadores que con las horas de producción no cubren costes o que directamente no entran en el mix de generación. Este es el pago necesario a pagar por tener mayor potencia instalada de la que se demanda o se prevea que se demande. Como ya sabemos, la electricidad no se puede almacenar por lo que la producción tiene que ser igual al consumo, es necesario tener centrales, que aunque no estén generando, estén dispuestas a hacerlo si las circunstancias lo requieren, como ya hemos visto, esto no siempre es rentable y hemos de pagar un suplemento a modo de protección/prevención.

Varios factores que avalan la necesidad de este tipo de cargo serian:

- El aumento de las centrales de energías renovables, ya que son bastante imprevisibles y su falta de producción en momentos determinados hay que suplirla con otra tecnología.
- La limitación de España para realizar intercambios con otros países. Tenemos Interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos, pero la cantidad de líneas es muy limitada y el resto de países son inaccesibles debido a la situación geográfica de España.

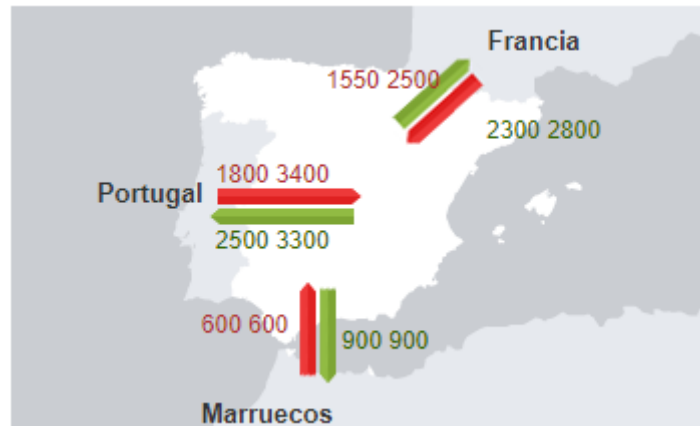


Ilustración 39 Capacidad comercial interconexiones (MW) Previsión para Julio-2021. REE

Capacidad de Intercambio prevista (MW) durante Julio de 2021		
Conexión	Mínimo	Máximo
Francia – España	2300	2800
España – Francia	1550	2500
Portugal – España	1800	3400
España – Portugal	2500	3300
Marruecos – España	600	600
España - Marruecos	900	900

Tabla 25 Capacidad comercial interconexiones (MW) Previsión para Julio-2021. REE

Como se puede ver, nuestras conexiones son limitadas y además hay que tener en cuenta justamente lo que se muestra en la tabla, las capacidades de intercambio, puesto que no siempre las redes existentes están disponibles y depende de la gestión de los operadores de ambos países. Destacar que con Portugal las comunicaciones son más fluidas, como ya se ha comentado, gracias al Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).

A modo de resumen de por qué son necesarios este tipo de cargos:



Ilustración 40 Esquema resumen: Necesidad de los pagos por capacidad; Fuente: Energía y Sociedad

A continuación se muestran los pagos por capacidad que se aplicarán a la factura eléctrica por segmento tarifario, estos pagos se aplicarán directamente al coste de la energía:

Tarifa	Término de Energía de los pagos por capacidad (€/kWh)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	0,001780	0,000297				
2	0,002406	0,001111	0,000740	0,000555	0,000555	
3	0,001031	0,000476	0,000317	0,000238	0,000238	
4	0,001031	0,000476	0,000317	0,000238	0,000238	
5	0,001031	0,000476	0,000317	0,000238	0,000238	
6	0,001031	0,000476	0,000317	0,000238	0,000238	

Tabla 26 Término de Energía de los pagos por capacidad (€/kWh) (BOE, Orden TED/371/2021, de 19 de abril, 2021)

7 TENDENCIAS ENERGÉTICAS Y RETOS

Renovables: Casi podría llamarse "El reto" pues es el sector energético que más está creciendo y es que tienen muchas ventajas. Son energías limpias, es decir no emiten CO₂ a la atmósfera ni ningún otro gas de efecto invernadero para generar la electricidad utilizan fuentes de energía ilimitadas como la radiación solar, el viento o el movimiento de las mareas. El aumento de estas fuentes de energía haría descender los niveles de contaminación y con ello descenderían las enfermedades relacionadas con esta causa, abaratan las facturas eléctricas, pueden generar independencia de materias primas tales como gas o carbón (algo bastante beneficioso en particular para España) en la medida de lo posible, la mayoría de ellas no generan residuos, mayor alcance en la electrificación de zonas rurales, entre otras cosas. Es por todo esto que los gobiernos de la mayoría de los países desarrollados del planeta se reúnen y ponen de acuerdo para tomar medidas excepcionales para fomentar el aumento de las energías renovables en el sistema eléctrico de cada país. (Enerdarta, 2021) A todo esto, podemos sumar el cambio climático y la necesidad de actuar de alguna forma para frenarlo, la UE ya ha tomado varias medidas y entre ellas se encuentra la asignación de un plan de un billón de euros para convertir a Europa en una comunidad limpia para 2050. (Miguel, 2020)

Seguridad, Blockchain y Machine learning: Estos conceptos no deben de sonar extraños en prácticamente ningún campo de la industria actual, pues están relacionados con la ciberseguridad y la optimización de procesos. Cada vez más empresas invierten más cantidad de dinero en mejorar la eficiencia y ciberseguridad de sus activos, movimientos y en definitiva su negocio. Es de esperar que en un sector tan grande y que afecta de manera directa a tantas personas, la seguridad sea algo primordial y es por ello que se cada vez se desarrolla más este apartado, pero hablemos un poco de Blockchain y Machine Learning. (Enerdarta, 2021)

Blockchain (Cadena de bloques) hace referencia a una tecnología de almacenamiento de datos por bloques, donde cada bloque contiene información en forma de datos, un identificador único llamado hash (que además depende de la información contenida en el propio bloque, algo importante para entender la seguridad de esta tecnología) y además el hash del bloque anterior. Es esto último lo que referencia a la cadena de bloques ya que cada uno está relacionado con el bloque creado anteriormente y con el siguiente que se cree. Si hacemos una analogía con una base de datos convencional, la tecnología blockchain funcionaría con una copia de la base de datos en cada nodo, entendiendo por nodo cada usuario que utilice la cadena, es por ello que para modificar una información de un bloque habría que modificar todas las copias en todos los nodos y esto hace que sea una forma segura de guardar y transmitir información. Sobre este término podríamos ahondar mucho ya que es muy extenso y cada vez tiene más aplicaciones, pero basta con saber lo básico para entender por qué se pretende implementar en los sistemas eléctricos.

Una de las ventajas de Blockchain es eliminar los intermediarios en contrataciones, transacciones de dinero, compra venta de productos etc.

Los datos estarían distribuidos en los nodos y como se ha mencionado para alterar la cadena habría que alterar el mismo bloque o bloques en todos los nodos, algo prácticamente imposible, esto hace que no haya un único punto de ataque o de debilidad y da robustez a la información sensible y valiosa y susceptible de ser atacada.

Machine Learning: Una parte de la inteligencia artificial, donde se pretenden crear algoritmos que aprendan en base a un entrenamiento con bases de datos y modelos de prueba y error. Se conoce comúnmente como redes neuronales y la implementación de esta tecnología es fundamental para el crecimiento del sistema eléctrico ya que este va encaminado a la descentralización, a la gestión de múltiples focos de generación (sobre todo renovable) y a la gestión cada vez mayor de sistemas de almacenamiento. Es por esto y más que se necesitan métodos de optimización y de eficiencia energética que actúen rápido y que sepan manejar toda la información de manera precisa y eficiente. (ENERGYA VM, 2020)

Electrificación del transporte: En la última década los vehículos eléctricos han accedido al mercado de manera competitiva siendo más eficientes y como alternativa ecológica para los vehículos tradicionales, sin embargo este es otro de los temas que apunta hacia el futuro, cada vez son más y mejores las ofertas de vehículos eléctricos personales que salen a la venta, las mejoras tecnológicas plantean este tipo de coches en la opción de un futuro que ya está aquí. Aún falta un poco para que terminen de asentarse: mejorar autonomía, tiempos de carga o abaratar costes son temas fundamentales para que se consoliden pero es innegable que han venido para quedarse. Pero no son los únicos vehículos eléctricos del mercado y esto es otro punto fundamental, se busca la inclusión de camiones y vehículos de transporte industriales eléctricos, trenes, autobuses y barcos por ejemplo. (Energdata, 2021)

Smart grid: Un concepto íntimamente relacionado con las energías renovables, las smart grids o redes inteligentes son redes donde todos los elementos de la red se comunican entre sí buscando siempre la mayor eficiencia del sistema, de esta manera se asegura minimizar las pérdidas, aprovechar al máximo las energías renovables y los sistemas de almacenamiento, consumir de manera más responsable y producir de la forma más eficiente. Además las redes inteligentes contribuirían con la descentralización de la generación, que perdería peso a favor de centros de generación más pequeños y más cercanos a las áreas de consumo, aumentando aún más la eficiencia por las bajas pérdidas.

La integración de este tipo de redes y su descentralización tiene ciertos problemas, sobre todo generarían inestabilidad a la red y si no son bien controladas podrían ser ineficaces, es por esto que se apuesta por modelos basados en inteligencia artificial y optimización. (I.Ortega, 2012)



Ilustración 41 Esquema Concepto de Smart Grid: Fuente: Novelec (Novelec, 2017)

8 CÁLCULO DE TARIFAS

Se va a proceder al cálculo y optimización de las dos principales tarifas: La 2.0 TD por ser la que abarca a más consumidores y la 6.1 TD, la más básica de las tarifas de alta tensión y la representativa.

8.1 CÁLCULO DE TARIFAS 2.0 TD

Término de Potencia

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} T_{Pp} * P_{Cp}$$

FP: Facturación de potencia [€]

T_{Pp} : Precio del término de potencia del periodo p [€/kW]

P_{Cp} : Potencia contratada en el periodo p [kW]

Facturación de energía

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} T_{Ep} * E_p$$

FE: Facturación de energía [€]

T_{Ep} : Precio del término de energía del periodo p [€/kWh]

E_p : Energía consumida o estimada en el periodo p [kWh]

En este caso no es necesario estudiar los excesos de potencia demandada puesto que para estas potencias se tienen equipos con ICP integrado, cortando el suministro si se detectase tal caso.

Ahora se va a tomar una factura anterior a la entrada en vigor de las nuevas tarifas y con los datos obtenidos a través de la web de la comercializadora se simulará el resultado tal y como si fuese emitida en el nuevo periodo de facturación. La factura es de una tarifa 2.0 A PVPC. El método para repartir el término de energía será el siguiente.

Al tener acceso a algunas facturas del nuevo periodo se verá el porcentaje del consumo en los periodos punta, llano y valle y se trasladará dicho porcentaje al consumo de la factura a estudiar.

Esta será la factura a emplear:

DETALLE DE LA FACTURA	
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: 4,4 kW x 38,043426 Eur/kW y año x (28/365) días	12,84 €
Importe del término fijo de los costes de comercialización: 4,4 kW x 3,113 Eur/kW y año x (28/365) días	1,05 €
	13,89 €
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: 211 kWh x 0,044027 Eur/kWh	9,29 €
Importe por coste de la energía (*): 211 kWh x 0,088573 Eur/kWh (**)	18,69 €
	27,98 €
Subtotal	41,87 €

Ilustración 42 Detalle de Factura a simular

Para el cálculo de energía en la factura 2.0TD se han tomado los precios (€/kWh) medios del mes que lleva en vigor dicha tarifa.

Datos para la simulación:

Energía consumida en punta: 64 kWh	}	Total: 211 kWh
Energía consumida en llano: 57 kWh		
Energía consumida en valle: 90 kWh		

Precio en punta: 0,25 €/kWh

Precio en llano: 0,13 €/kWh

Precio en valle: 0,09 €/kWh

Resultado

2.0A → 41,87 €

2.0TD → 43,39 €

Para este caso en concreto y la selección de precios tomada en la tarifa 2.0 TD, el precio en esta última subiría 1.52 €. Vemos que no es significativo este cambio y se debe a la buena distribución del consumo en las horas más baratas ya que el precio en ambas tarifas es prácticamente el mismo, sin embargo hay mucho margen para la mejora o también para que el precio aumente, como ya se ha comentado esto dependerá de la cantidad de consumo pero sobre todo de las horas en las que se realice. Nótese que el precio no sería el precio total de la factura sino de la parte que nos interesa, ya que el resto de términos son términos fijos e impuestos.

Veamos que ocurre en dos escenarios donde con la misma cantidad de kWh consumidos, totales.

1. Movemos una parte considerable del consumo a las horas punta
2. Movemos una parte considerable del consumo a las horas valle

Escenario 1: Consumos altos en periodo punta

Energía consumida en punta: 104 kWh	}	Total: 211 kWh
Energía consumida en punta: 57 kWh		
Energía consumida en punta: 50 kWh		

Resultados

2.0A → 41,87 €

2.0TD → 49,79 €

La diferencia ahora sería de 7.92 €, lo cual es una diferencia importante porque si seguimos aplicando el resto de cargos e impuestos, la factura original es de un total de 54.15 € y la factura con esos consumos y las nuevas tarifas quedaría en 64.23 €, una diferencia de 10.08 € que teniendo en cuenta el bajo consumo de esta factura, es una gran diferencia.

Escenario 2: Consumos altos en periodo valle

Energía consumida en punta: 34 kWh	}	Total: 211 kWh
Energía consumida en punta: 57 kWh		
Energía consumida en punta: 120 kWh		

Resultados

2.0A → 41,87 €

2.0TD → 38,59 €

Vemos como, evidentemente, existe un ahorro, pero en proporción es menor. Esto se debe a que los precios en la hora valle, aunque más bajos, siguen siendo un poco elevados.

Lo expuesto hasta ahora refleja como afectarían la nueva tarifa 2.0 TD en un supuesto estacionario con unos precios de energía fijos respecto a la factura modelo. Pero desde la implantación de las nuevas tarifas hasta ahora (Octubre de 2021) los precios de la energía se han disparado y las nuevas tarifas no han hecho sino agravar esta situación.

Según los datos recogidos de un domicilio familiar, el anteriormente expuesto, entre 2019 y 2021, la situación es la siguiente:

	2019		2020		2021	
	Consumo (kW)	Precio (€)	Consumo (kW)	Precio (€)	Consumo (kW)	Precio (€)
Enero			259	53.39	323	78.98
Febrero			90	29.43	220	45.02
Marzo			171	39.41	212	47.86
Abril			214	45.01	254	62.65
Mayo			180	35.83	211	54.15
Junio			180	38.71	198	54.16
Julio			268	51.64	265	67.55
Agosto			473	78.46	301	74.7
Septiembre	425	74.16	242	49.54	331	88.66
Octubre	179	42.91	229	50.43		
Noviembre	191	49.05	218	48.5		
Diciembre	170	43.5	198	46.88		

Tabla 27 Histórico de consumos en domicilio familiar desde septiembre de 2019 a Septiembre de 2021

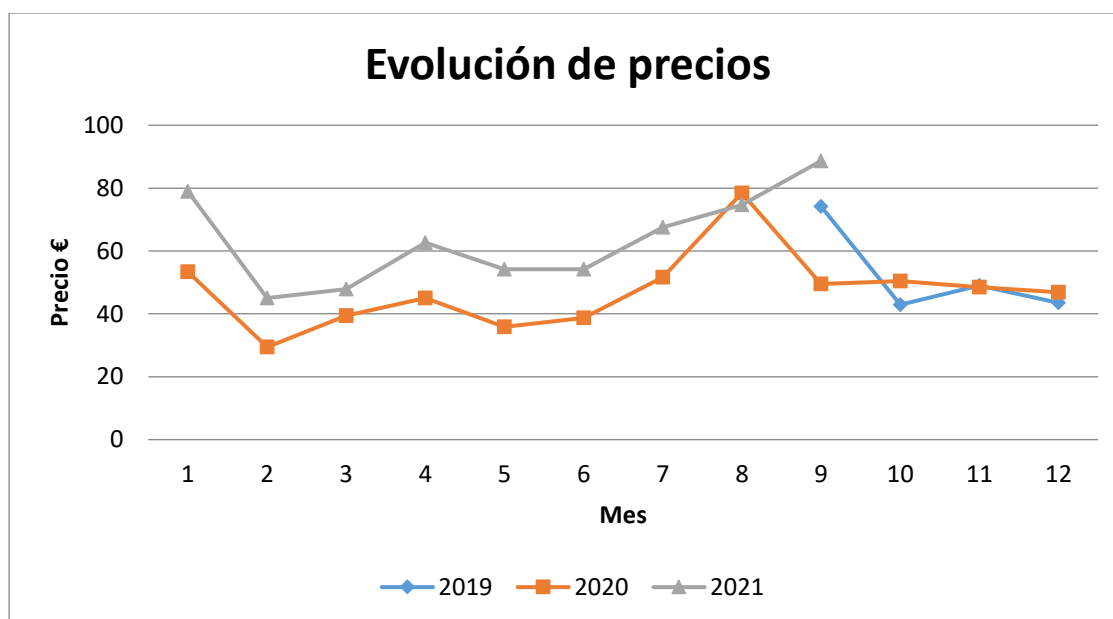


Ilustración 43 Gráfica de la evolución de precios según consumo de los datos de la tabla 27

La tabla e ilustración anterior muestran los precios de la factura total en función del consumo de una vivienda familiar. Estos datos se muestran para observar, de manera global, como ha variado el precio que paga este consumidor en su factura de eléctrica.

Es bastante apreciable como los datos entre 2020 y 2021 muestran unos hábitos de consumo muy parecidos ya que la forma de las gráficas es muy similar, sin embargo, se ve claramente como para todos los meses (excepto agosto) los precios de 2021 son considerablemente mayores. Si observamos los consumos en esos años, vemos como aumentan en 2021 en la mayoría de los casos, pero no en todos, y este aumento no es tan significativo como para el aumento de precios observado, por lo que

podemos deducir, con toda la información que tenemos acerca del mercado eléctrico y las nuevas tarifas, es que, tanto la subida de precios de la electricidad y la entrada en vigor de las nuevas tarifas han afectado directamente a los consumidores acogidos al contrato PVPC haciendo que estos vean sus precios aumentados en las facturas.

Si nos fijamos en los precios de 2019, ocurre lo mismo, los hábitos de consumo se mantienen pero el precio en 2021 parece que tienden al alza.

Hay que destacar que en el precio de la factura no solo se incluye el precio de la energía, sino que como ya hemos visto, existen una cantidad considerable de costes regulados que hay que tener en cuenta. El peso de estos costes regulados será mayor cuanto menor sea el consumo.

Veamos entonces, para poder analizar un poco mejor la situación de un ciudadano común, como este usuario en concreto se ha adaptado a los nuevos periodos de facturación.

Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	E _{Total} (kWh)	CE (€)	P1 (€)	P2 (€)	P3 (€)	E _{Total} (€)	Término Energía (€)	% Consumo P1
Junio	34	30	47	111	11.19	4.53	1.25	0.28	6.06	17.25	30.63
Julio	78	76	111	265	28.91	10.38	3.17	0.67	14.22	43.13	29.43
Agosto	78	76	147	301	36.24	10.38	3.17	0.88	14.44	50.68	25.91
Septiembre	78	87	166	331	52.53	10.38	3.63	1.00	15.01	67.54	23.56

Tabla 28 Datos de consumo de usuario en PVPC con las nuevas tarifas

Esta tabla recoge los datos del consumo de energía para los meses indicados de un usuario acogido al PVPC donde:

P1, P2, P3 (kWh): Los periodos Punta, Llano y Valle respectivamente de la tarifa 2.0 TD.

E_{Total} (kWh): Energía total consumida en kWh

CE: Coste de la energía para ese mes que depende del precio horario del PVPC. Coste variable.

P1, P2, P3 (€): Coste de la parte de los peajes de transporte y distribución del término de energía de cada periodo.

E_{Total} (€): Coste total de la parte de los peajes de transporte y distribución del término de energía.

Término de Energía: El precio que pagará el usuario del término de energía (CE+E_{Total} (€))

% Consumo P1: Porcentaje de energía consumida en P1.

En primer lugar podemos apreciar que el precio del término de energía aumenta cada mes, pero consecuentemente lo hace también el consumo, pero veamos la relación de esta variación en €/kWh dividiendo El término de energía entre E_{Total} (kWh).

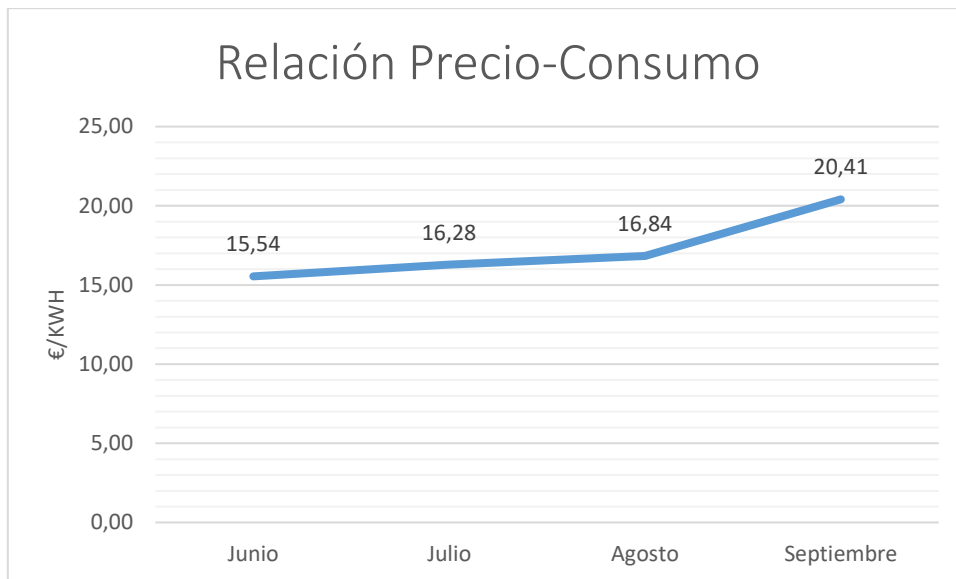


Ilustración 44 Relación Precio-Consumo de usuario en PVPC

Vemos como esta relación tiene una tendencia alcista. Esto quiere decir que el precio del kWh ha ido aumentando cada mes para este usuario, debido probablemente, al aumento del precio de la electricidad en el mercado diario, especialmente en el mes de Septiembre.

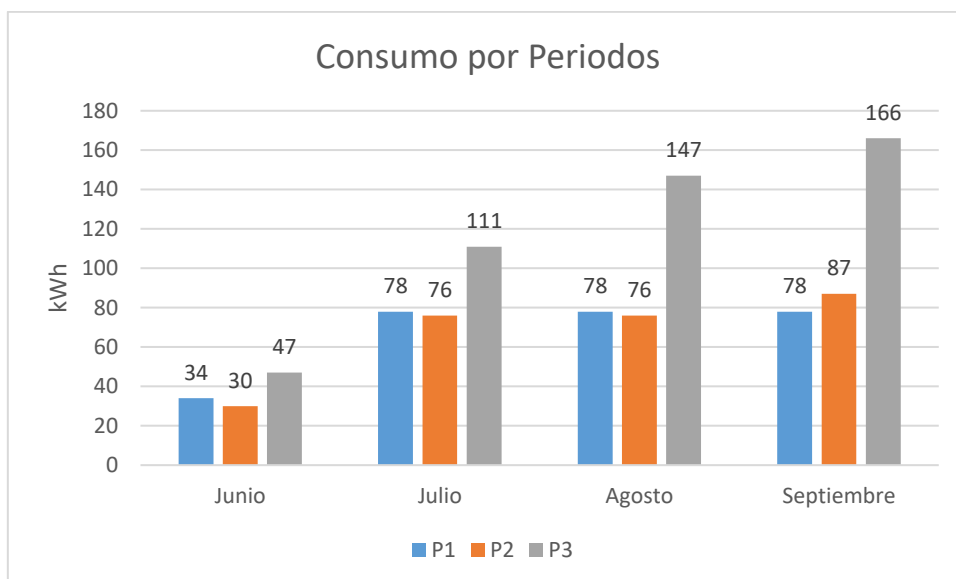


Ilustración 45 Consumo en kWh por periodos y mes para usuario con PVPC

Aquí se ha graficado el consumo para cada mes dividido por periodos para apreciar visualmente como ha sido la distribución. Para este usuario en este periodo de tiempo, vemos como ha adaptado bastante bien su consumo, siendo el periodo 3, el más barato, el que más peso tiene en todos los meses. De hecho el consumo en el periodo más caro, P1, no ha pasado en ningún mes del 31% del total.

Veamos cómo se traducen estos consumos en el precio por periodos.

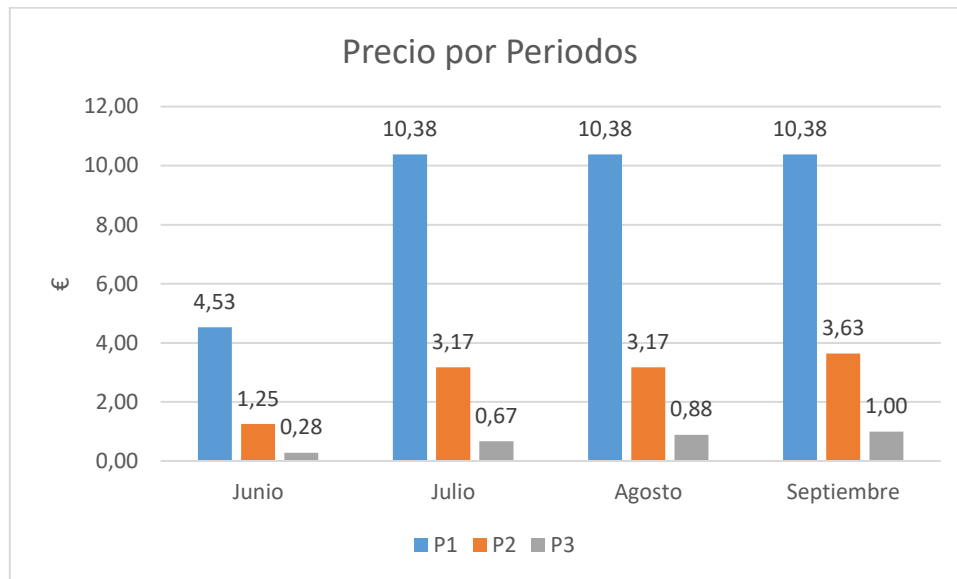


Ilustración 46 Precio por periodos para consumidor con PVPC

Aquí se muestra el precio de la energía por periodos, de los peajes de transporte y distribución. Como los peajes son fijos, los valores dependerán del consumo. Se observa claramente como a pesar de haber consumido la mayor parte de la potencia en el periodo más barato, en P3, el precio de este es mucho menor que el resto, evidenciando como estas tarifas incitan al consumo en este periodo con precios muy bajos, mientras que los costes asociados al periodo 1 se desmarcan considerablemente de los otros periodos, penalizando de esta manera el consumo aquí.

Optimización Tarifa 2.0 TD

Ya conocemos en profundidad esta tarifa y hemos visto, para un caso particular, como funciona. Se ha llegado a la conclusión de que la optimización de esta tarifa ha de ser individualizada. Es decir, para poder minimizar el precio final de la factura habría que realizar un estudio del usuario en cuestión puesto que el mayor margen que existe para la actuación es el cambio de los hábitos de consumo.

Si se logra distribuir la mayor cantidad de consumo hacia el periodo 3 que abarca las horas nocturnas y fines de semana, podremos minimizar el coste de la factura ya que el resto de parámetros son costes regulados, a excepción de la potencia contratada, la cual se podrá modificar, nuevamente en función de cada caso, para bajarla en P1 (recordar que ahora hay dos potencias contratadas). Lo ideal sería bajar la potencia contratada en P1 y mover la mayor cantidad de consumo a P2 y si fuese necesario aumentar la potencia en P2 ya que aquí el coste del peaje es muy barato.

Otras opciones más avanzadas serían la monitorización y domotización del hogar para saber en todo momento cual es el consumo real y telemáticamente poder ajustar los aparatos necesarios. Esto requeriría de analizador de redes y aparatos de domótica.

Adicionalmente sería interesante estudiar las opciones de precios fijos en el mercado libre, lo cual requeriría un estudio del mercado eléctrico actual para determinar si los precios que se ofertan nos convienen en función de la previsión del precio del PVPC.

Finalmente y como la mejor medida de todas, sería instalar autoconsumo, especialmente hablamos de placas solares fotovoltaicas. Estas placas tienen, cada vez más, precios competitivos, su amortización sería por tanto más rápida y hay ciertas ofertas en el mercado libre que te permiten vender los excedentes. (ENDESA, 2021)

8.2 CÁLCULO TARIFAS 6.X TD

Facturación de potencia:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} T_{Pp} * P_{Cp}$$

FP: Facturación de potencia [€]

T_{Pp} : Precio del término de potencia del periodo p [€/kW]

P_{Cp} : Potencia contratada en el periodo p [kW]

Facturación de energía

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} T_{Ep} * E_p$$

FE: Facturación de energía [€]

T_{Ep} : Precio del término de energía del periodo p [€/kWh]

E_p : Energía consumida o estimada en el periodo p [kWh]

Como ya se ha comentado, este trabajo se centrará en las tarifas de alta tensión 6.X TD y según el RD 1110/2007 que trata los puntos de medida del sistema eléctrico, para las tarifas de alta tensión se aplicarán los puntos de medida de tipo 1, 2, 3 o 4 según corresponda, que aplican para potencias contratadas superiores a 15 kW y que establece que el control de potencia será mediante maxímetro que tomará medidas cuarto-horarias.

Por lo tanto, si la potencia demandada sobrepasa la potencia contratada, no se cortará el suministro, sino que se aplicará una penalización, que para los puntos de medida que nos competen (1, 2 y 3) se calculará de la siguiente forma:

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{p=i} K_p * t_{Ep} * \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - P_{Cp})^2}$$

F_{EP} : Facturación de excesos de potencia [€]

K_p : Relación de precios por periodo horario p, calculada como el cociente entre el término de potencia del periodo p respecto del término de potencia del periodo 1 del peaje correspondiente.

Periodo	1	2	3	4	5	6
K_p (Antiguo)	1	0.5	0.37	0.37	0.37	0.17

Tabla 29 Coeficiente K_p antiguo (CNMC, CNMC, s.f.)

Periodo	1	2	3	4	5	6
K_p (Nuevo)	1	1	0.5427	0.4103	0.0264	0.0264

Tabla 30 Coeficiente K_p nuevo (CNMC, CNMC, s.f.)

Así sería su obtención para el peaje 6.1 TD:

Tarifa	Término de potencia del peaje de transporte y distribución(€/kW año)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	23.469833	0.961130				
3.0 TD	10.646876	9.302956	3.751315	2.852114	1.145308	1.145308
6.1 TD	21.245192	21.245192	11.530748	8.716048	0.560259	0.560259
6.2 TD	15.272489	15.272489	7.484607	6.676931	0.459003	0.459003
6.3 TD	11.548232	11.548232	6.3203262	3.694683	0.708338	0.708338
6.4 TD	12.051156	9.236539	4.442575	3.369751	0.628452	0.628452

$$K_{p1} = 21.245192 / 21.245192$$

$$K_{p2} = 21.245192 / 21.245192$$

$$K_{p3} = 11.530748 / 21.245192$$

Etc.

Quedando de la siguiente forma:

Tarifa	Relación de precios Kp					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	1	0.041				
3.0 TD	1	0.873773	0.35234	0.267883	0.107572	0.107572
6.1 TD	1	1	0.542746	0.410260	0.026371	0.026371
6.2 TD	1	1	0.490071	0.437187	0.030054	0.030054
6.3 TD	1	1	0.547301	0.319935	0.061337	0.061337
6.4 TD	1	0.7664444	0.368643	0.279621	0.052149	0.052149

Tabla 31 Tabla resumen de coeficientes Kp

t_{EP} : Término de exceso de potencia [€/kW].

Se determina de forma que, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje, la facturación de acceso que resulte de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultaría de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, con la restricción de que la facturación de acceso que resulta para el periodo 1 tras la optimización nunca sea negativa. El término resultante se incrementará un 20 % al objeto de desincentivar la contratación de potencias inferiores a las realmente demandadas.

El término de exceso de potencia es de acuerdo con los datos de la CNMC:

Peaje de acceso	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia €/kW	1.406400	1.406400	1.406400	1.406400	1.406400	1.406400

Tabla 32 Término de exceso de potencia (€/kW)

Pd_j : Potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora j del periodo p (siempre que se supere la potencia contratada) [kW]. En el caso de que el equipo de medida no disponga de capacidad de registro cuarto-horaria, se considerará la misma potencia demandada en todos los cuartos de hora.

Pc_p : Potencia contratada en el periodo p [kW]

Además, en este rango de potencias, se penalizará por energía reactiva en todos los periodos horarios, menos en el 6, siempre y cuando se exceda el 33 % del consumo de energía activa. Por lo que se deberá de disponer de un contador de energía reactiva instalado.

Optimización

La optimización es una parte fundamental de la sociedad actualmente. Es necesaria para minimizar costes en todo tipo de empresas y situaciones, se precisa para encontrar las mejores soluciones de compromiso en diversos aspectos de ingeniería. Pero también está presente en la forma de vivir de las

personas, buscando el camino más corto para llegar a un lugar, la manera más rápida y sencilla de completar una tarea, realizar una compra con la mínima cantidad de dinero posible. Tratamos de ahorrar recursos, de ser más eficientes.

Es por ello que de manera natural los problemas de optimización han sido objeto de estudio durante años y ha habido varios puntos de inflexión en su desarrollo.

El primero de ellos estaría en la utilización de las derivadas para resolver dichos problemas, gracias a estos elementos matemáticos fue posible la obtención rigurosa de mínimos y máximos locales y globales de múltiples problemas de optimización, especialmente de una variable. Pero, para ser justos, quizás sea la obra "Methodus ad disquirendam maximam et minimam" (Método para la investigación de máximos y mínimos) de Fermat, la que inicia el camino que recorrerían las principales corrientes de investigación en este tema hasta llegar a nuestros días.

Sin embargo, fue a partir del siglo XVIII donde se desarrollan con mayor profundidad y más exitosamente la resolución de estos problemas. En este contexto, el matemático francés de origen italiano Joseph-Louis de Lagrange publica un método para la resolución de problemas de varias variables sujetas a restricciones de igualdad, el conocido método de los multiplicadores de Lagrange, un avance importante en esta área y que sentaría las bases de lo que conocemos como programación lineal, es decir, tratar con una función objetivo y restricciones, ambas lineales. (Potosme, 2017) (Moncayo-Martínez & Muñoz, 2018)

Más adelante, ya dentro del siglo XX, surgen trabajos más específicos y bastante reveladores acerca de la programación lineal y en especial de su aplicación en economía y en la guerra (por ejemplo, estudiar el sistema de defensa antiaérea gobernada por radar), de manos de matemáticos y economistas como Koopmans, Kantorovitch, John V. Neumann o George B. Dantzing que desarrolla el método simplex. Un método para resolver problemas lineales de optimización con restricciones de igualdad o desigualdad, basado en convertir las restricciones de desigualdad en otras equivalentes de igualdad a través de unas variables ficticias llamadas variables de holgura y operar con éstas.

El primer gran problema donde se aplicó con éxito este método fue en el problema de la dieta, un problema que buscaba una dieta que contuviese una cantidad mínima de los nutrientes esenciales (vitaminas, hidratos de carbono, etc.) a un coste mínimo y con unos alimentos básicos. (Gómez, Arteaga, & Vasco, 2005) (Fernández, 2011)

Pero a pesar de las grandes ventajas de la programación lineal no siempre es posible modelar el problema a optimizar mediante funciones lineales. Es aquí donde se ha de recurrir a la programación no lineal, que se podría definir como un conjunto de métodos destinados a resolver problemas de optimización en los que, ya sea la función objetivo o las restricciones, son no lineales.

Esta teoría tiene su inicio en 1950 con el desarrollo del 'Teorema de Kuhn-Tucker' de los matemáticos Albert W. Tucker y Harold. W. Kuhn, aunque no fueron estos los primeros en dar solución y demostrar la solución a un problema de optimización no lineal, sino que probablemente fue William Karush en 1939 con un trabajo que no fue publicado y que pasó inadvertido en su época. La comunidad matemática debido a esto y en reconocimiento al trabajo de este último, decidió reconocer el teorema como el Teorema de Karush-Kuhn-Tucker. Este teorema generaliza a los multiplicadores de Lagrange siendo más amplio y completo. (Sánchez, 2018)

Tanto la programación lineal como la programación no lineal son los grandes pilares sobre los que se asientan los conocimientos de optimización actuales. Sin embargo, estos tienen sus limitaciones, hay situaciones donde su implementación puede resultar muy complicada, o donde incluso con los recursos computacionales actuales, tratar de resolver ciertos problemas de la manera analítica que proponen dichos modelos de programación, sería inviable. Es por esto que, sobre todo en los últimos años, han surgido otros métodos de optimización orientados a problemas muy complejos, multiobjetivos, multivariables y combinatorios.

Hay algunos problemas famosos a los que la optimización combinatoria puede dar solución como son el problema del viajero, el problema de la mochila, el de la ruta más corta, etc.

Por ejemplo, el problema del agente viajero. Consiste en que un viajero, tiene que recorrer n ciudades desde una ciudad inicial A y debe recorrerlas todas por el camino más corto sin pasar más de una vez cada una de ellas regresando finalmente a la ciudad inicial A . Parece sencillo y a primera vista puede parecer que probando mediante fuerza bruta se pueda resolver pero esto es solo si imaginamos unas pocas ciudades, pero a medida que incrementamos el número de ciudades las combinaciones aumentarían de manera exponencial. Este problema es un problema NP-Completo, es decir, no es posible asegurar la solución óptima del problema, debido al gran coste computacional que supone y es justo aquí donde son tan útiles los métodos de programación que se muestran a continuación. (López, Salas, & Murillo, 2014)

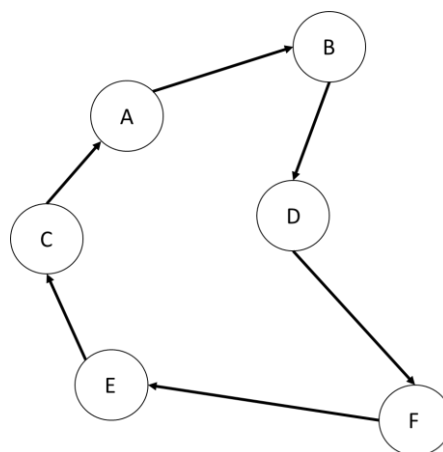


Ilustración 47 Representación esquemática del problema del agente viajero

La ilustración anterior muestra una representación de una posible solución del problema cuando hay 6 nodos. En este caso sería sencillo comparar todas las posibles soluciones, sin embargo, a medida que aumentamos el número de ciudades aumentan las posibilidades de manera exponencial. Si solamente tenemos en cuenta que conocemos el punto de partida, el número de posibilidades sería $(n-1)!$ que en nuestro caso concreto de 6 nodos daría como resultado 120 posibilidades, pero si pasamos a 30 ciudades las posibilidades serían aproximadamente $8.84 \cdot 10^{30}$. (G.E. Anaya Fuentes, 2016)

Dependiendo de la estrategia a seguir se puede realizar una división de los diferentes métodos de optimización combinatoria.

Algoritmos exactos: Estos algoritmos son los menos eficientes en cuanto a tiempo de ejecución se refiere, ya que realizan una búsqueda exhaustiva de la solución a través de métodos simples de combinación. El método representativo de este tipo de algoritmo es el método de fuerza bruta donde

se prueba individualmente cada una de las combinaciones posibles y se comparan los resultados. Este método es inviable cuando las posibilidades son grandes, sin embargo, si nuestro espacio de pruebas es pequeño, este método es intuitivo, básico y si es posible comparar todas las soluciones en un tiempo razonable, garantiza la obtención del óptimo.

Algoritmos heurísticos: Tratan de conseguir una solución aceptable, con un compromiso entre los distintos objetivos (si los hubiese) y en un periodo de tiempo relativamente pequeño. No aseguran obtener el valor óptimo, ya que en ciertas ocasiones esto puede requerir un tiempo computacional inviable, sin embargo sí que se pueden obtener resultados satisfactorios y muy buenos. Normalmente estos algoritmos se desarrollan específicamente para un problema en concreto siguiendo la lógica de ese problema y lo que el programador estime oportuno, por ejemplo, en el caso de optimizar el camino más corto entre varias ciudades por las que se ha de pasar una sola vez, el programador sabiendo de antemano que una de esas ciudades posee buena comunicación con todas las demás o que dispone de medios de transporte más veloces, puede tener esto en cuenta para darle un peso más importante en el algoritmo.

Algoritmos metaheurísticos: Estos algoritmos son una extensión de los anteriores, con la diferencia que en este caso si hay un patrón a seguir, son más eficientes y por lo general garantizan una solución muy cercana a la óptima o incluso esta. Surgieron en 1986 de mano de Fred Glover quien se desarrolló en los campos de la heurística y metaheurística y a quien se le atribuye el método de optimización de la 'Búsqueda Tabú' un método metaheurístico basado en la búsqueda local, es decir, tratar de encontrar iterativamente una solución más óptima a través de analizar las soluciones vecinas, tratando de modificar muy poco las variables.

Estos algoritmos abarcan una extensión mayor de problemas que pueden solucionar y se basan en tratar de emular los conceptos intrínsecos de optimización de otros entornos y disciplinas. Por ejemplo la naturaleza y la biología. (Potosme, 2017) (Mateos, Martin, & Insua, 2004)

Como ya se ha comentado, el problema al que se va a hacer frente es la optimización de la potencia a contratar por una empresa para reducir su coste anual. La solución de este problema es un vector de 6 potencias con unas restricciones determinadas y no lineales por lo que es posible, y recomendable, tratar de resolverlo mediante algoritmos de optimización combinatoria. Se han probado los siguientes algoritmos.

Algoritmos exactos: se ha tratado de comprobar por fuerza bruta cientos de combinaciones de potencias para hallar un valor óptimo. En este caso, el problema al que nos enfrentamos, es la cantidad desmesuradas de posibles combinaciones a comprobar, haciendo que este método sea inviable. No obstante se han comprobado ciertos rangos de potencias en orden creciente y todas ellas iguales. Esto ha sido muy útil para hacernos una idea de cómo evolucionan las gráficas, en rangos aproximados se pueden encontrar las potencias mínimas, pero sobre todo a valorar la aportación de cada potencia individual al conjunto final.

Algoritmos heurísticos: Este ha sido uno de los retos de este proyecto, diseñar un algoritmo combinatorio, en este caso heurístico, que proporcionase una solución fiable y óptima. Se han hecho múltiples pruebas con algoritmos diferentes hasta depurar uno, de tal forma que la desviación estándar de los datos obtenidos sea muy baja en comparación al resto de pruebas.

Sin embargo, este algoritmo tiene cierto paralelismo con los algoritmos genéticos como veremos posteriormente. Pero antes de ver con más detalle el algoritmo en sí, veamos primero una introducción a los algoritmos evolutivos y en especial a los algoritmos genéticos para entender su funcionamiento.

Los algoritmos evolutivos, clasificados dentro de la metaheurística, se pueden definir como aquellos algoritmos que tratan de imitar los procesos de optimización que se dan de forma intrínseca en la naturaleza. La evolución de las especies se puede definir como los cambios que sufren un conjunto de individuos de la misma especie a través de generaciones (Medicine, s.f.)

Los animales y plantas que conocemos hoy en día sabemos que no son iguales a como lucían miles de años atrás, sino que son el resultado de cambios y adaptaciones que han sufrido para adaptarse lo mejor posible a su entorno y sus necesidades. Y Será la genética la que se encargue de su estudio. (R, O, E, & C., 2011)

Introducción a la genética y palabras clave.

La genética es la rama de la biología que estudia cómo se transmiten los genes de una generación a otra. Los genes son la unidad mínima que utilizan los seres vivos para transmitir información de padres a hijos. Estos son los responsables de la mayoría de características del cuerpo de una persona, el color del pelo, la altura, el color de ojos, pero también de la herencia de ciertas enfermedades o de capacidades mentales.

Los genes se presentan en nuestro cuerpo de manera ordenada en la cadena ADN, dicha cadena se enrolla sobre sí misma para formar otras estructuras llamadas cromosomas que se encuentran en el núcleo de todas las células de nuestro cuerpo.

La siguiente figura muestra perfectamente cómo se estructura lo que acabamos de decir:

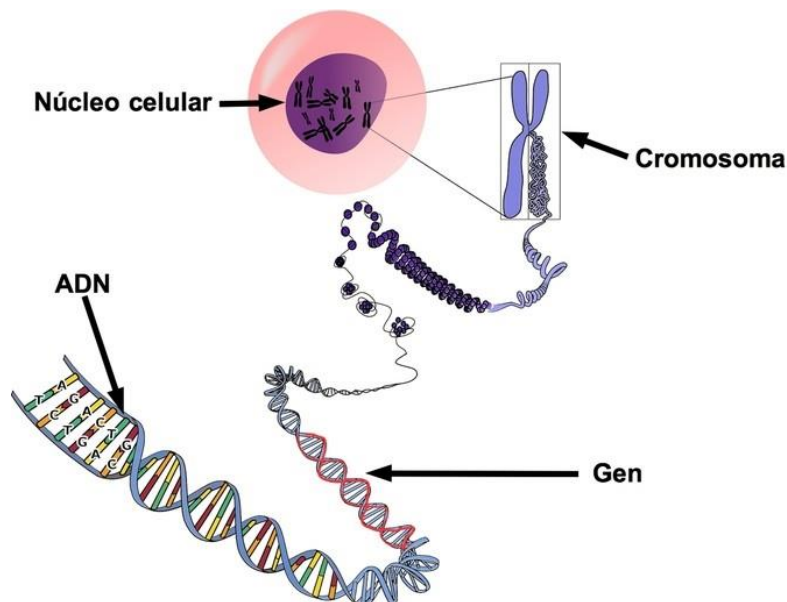


Ilustración 48 Esquema de la estructura genética humana. (Zita, 2021)

Las moléculas que forman el ADN son la Adenina (A), Guanina (G), Citosina (C) y Timina (T), estas moléculas se unen en la cadena en secuencias distintas millones de veces y cada cierto tramo de la cadena de ADN representa un gen.

Los genes contienen la información para sintetizar las proteínas que intervienen en todos los procesos de nuestro cuerpo y su estudio es fundamental en la biología y la medicina. Pero como puede influir en áreas tan alejadas como la ingeniería o la computación es gracias al funcionamiento de estos genes, de cómo, en la naturaleza, los hijos heredan de sus padres y en ocasiones mejoran características de ellos. Esto último se debe a las mutaciones, otro concepto muy importante en este estudio.

Una mutación no es más que un cambio aleatorio en la secuencia de ADN, es decir en los genes, que hace que la descendencia adquiera nuevas características diferentes a la de sus progenitores. Esta es una de las bases de la evolución, el hecho de que a lo largo de miles de años las especies hayan cambiado tanto y de tal forma que se adapten casi a la perfección al medio en el que viven es gracias a las mutaciones y a la combinación con nuevos individuos. Por ejemplo, si de una familia de conejos de color grisáceo que vive en zonas nevadas como en el ártico, tienen como descendencia un conejo de color blanco debido a una mutación en los genes que determinan el color del pelaje, este tendrá más probabilidades de sobrevivir, con ello de procrear y de esta forma transmitir esta nueva cadena de genes que no tenían sus progenitores y seguir perpetuando su especie. Por el contrario si con la mutación adquiere un pelaje oscuro, lo más probable es que no sobreviva y no transmita ese gen (que no le beneficiaba a su especie) a la siguiente generación. (Bernabeu, s.f.) (Plus, s.f.)

Estas mejoras son muy llamativas y es el tipo de comportamiento que se ha pretendido simular. John H. Holland fue uno de los primeros en darse cuenta del potencial que podría llegar a tener la implementación de algoritmos basados en los mecanismos evolutivos, este se percató de que con instrucciones, aparentemente, simples se podría generar un programa que imitase esta característica de la naturaleza. Vio que, como en el ejemplo anterior, uno de los fines de la genética era el proceso adaptativo de una especie a su entorno, es decir, de un colectivo que progresivamente gracias a determinados individuos avanza en una dirección favorable. También se dio cuenta de que los comportamientos individuales eran programables, o más bien extrapolables a la programación y pensó que las mutaciones y alteraciones de esa comunidad de individuos las podría modelar con modificaciones aleatorias dentro del algoritmo, premiando las soluciones que se acercan a un objetivo marcado.

Holland puso en marcha su proyecto y lo publicó en un libro llamado 'plan reproductivo genético' pero que se daría a conocer como algoritmo genético. (Holland, 1975)

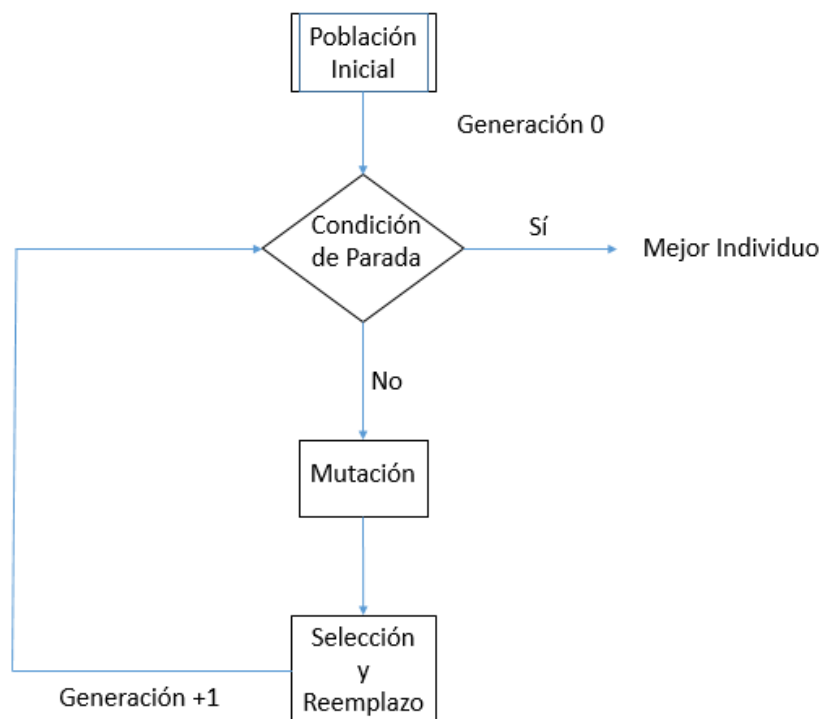
Por lo tanto podemos decir que un algoritmo genético es un mecanismo de pasos secuenciados para conseguir un objetivo determinado, basado en el comportamiento de modelos genéticos.

La base de estos algoritmos es la siguiente:

- Generar una población inicial (Potencias contratadas iniciales).
- Aplicar mutaciones (Variaciones aleatorias dentro de la población).
- Toma de decisión, en base al objetivo a conseguir, de si la descendencia es apropiada o no y repetir el proceso.

Y sus aplicaciones son muchas, optimización, bases de datos, reconocimiento de patrones, aprendizaje automático, etc. (Coello, 2021)

La siguiente figura muestra la estructura general y básica de un algoritmo genético.



Como se ha comentado, los algoritmos genéticos forman parte de los algoritmos evolutivos. Otros que son igual de interesantes y que ofrecen buenos resultados son los basados en las colonias de hormigas o en las colonias de abejas.

Algoritmo basado en colonia de hormigas.

Este algoritmo está basado en el comportamiento de las hormigas cuando encuentran una fuente de alimento. Las hormigas salen a buscar alimento de manera aleatoria, cuando una de ellas encuentra una fuente de alimento regresa al hormiguero dejando por el camino unas feromonas que son capaces de captar el resto de hormigas. Estas feromonas son el nexo de unión entre el 'hogar' de las hormigas y la fuente de alimento, es decir el camino, sin embargo otras hormigas pueden llegar al alimento y regresar por otro camino pero siempre dejando el rastro de feromonas. Llegados a este punto habrá varios caminos que hayan recorrido las primeras hormigas, y el resto seguirán uno de estos, entonces, el camino más corto será recorrido por más cantidad de hormigas puesto que tardarán menos tiempo y se acumulará una cantidad mayor de feromonas que, transcurrido cierto tiempo, será

sustancialmente mayor a la cantidad de feromonas de otros recorridos y la mayoría de las hormigas decidirá tomar esa dirección. (Algarín, 2010)

Algoritmo basado en enjambre de abejas.

Al igual que el anterior, este algoritmo se basa en la capacidad de encontrar alimento y transmitirlo al grupo. En este caso se trata de un enjambre de abejas donde podemos distinguir tres tipos: abeja empleada, abeja en espera y abeja exploradora. La abeja empleada se encarga de ir a una fuente de alimento y dependiendo de la calidad y cantidad de este, realiza una danza que el resto de abejas interpretan. Una vez hecho esto, se convierte en exploradora para analizar otras fuentes y nuevamente realiza la misma práctica, entonces las abejas en espera, con información suficiente acerca de varios puntos de alimento, emprenden el camino hacia los más favorables. (Cuevas, 2015)

La forma general de un problema de optimización multiobjetivo sería la siguiente:

Función objetivo

$$\min; \max f_m(x) \quad m=1,2,\dots,M$$

Restricciones

$$g_i(x) \geq 0 \quad i=1,2,\dots,I$$

$$h_k(x) = 0 \quad k=1,2,\dots,K$$

$$x_j^L \leq x_j \leq x_j^U \quad j=1,2,\dots,J$$

Las restricciones son funciones que han de optimizarse también y que restringen el rango de soluciones de la función objetivo f.

Las soluciones obtenidas (X_1, X_2 , etc.) deben de cumplir todas las restricciones y además minimizar o maximizar según sea el caso, cada una de ellas. En una optimización mono-objetivo, comprobar la solución es sencillo, basta con ver si $X(2)$ mejora el resultado de $X(1)$. Pero en nuestro caso no es tan sencillo, ya que algunas soluciones pueden mejorar y empeorar a la vez resultados de distintas funciones pudiendo cada una de ellas estar en órdenes de magnitud diferentes.

Es aquí donde se establece el concepto de Dominancia. Se dice que una solución $X(1)$ domina sobre otra $X(2)$ si:

- La solución $X(1)$ no es de menor calidad que $X(2)$ en todos los objetivos.
- La solución $X(1)$ es estrictamente mejor que $X(2)$ en al menos uno de los objetivos

El criterio de dominancia lo podemos establecer nosotros como un margen de error o un porcentaje de cambio y si se dan estas circunstancias estamos ante una solución Pareto óptima. El concepto óptimo de Pareto se estableció para definir modelos económicos del estado de bienestar y se basa en la premisa de que si se puede encontrar una solución que mejore al menos a una de las funciones sin empeorar las otras, esta es una mejora de Pareto y cuando no se pueden encontrar más de estas, estamos ante una solución Pareto-óptima. Llamamos Frente de Pareto al conjunto de soluciones que cumplen dichas normas.

En este caso, el algoritmo principal se ha denominado búsqueda dirigida y comparte ciertas similitudes con un algoritmo genético como mutación o selección de individuos.

8.2.1 Algoritmos

En primer lugar se necesita un archivo que contenga la demanda cuarto horaria de todos los días durante un año, sumando por tanto un total de 35040 datos. Los datos se han registrado en un archivo .xlsx de la siguiente forma:

Dia	Horas	Cuarto	Potencia:	Calidad
01/01/2018	0	1	1,344,000	Real
01/01/2018	0	2	1,360,000	Real
01/01/2018	0	3	1,324,000	Real
01/01/2018	0	4	1,348,000	Real
01/01/2018	1	1	1,316,000	Real
01/01/2018	1	2	1,324,000	Real
01/01/2018	1	3	1,280,000	Real
01/01/2018	1	4	1,304,000	Real
01/01/2018	2	1	1,276,000	Real
01/01/2018	2	2	1,316,000	Real
01/01/2018	2	3	1,288,000	Real
01/01/2018	2	4	1,316,000	Real

Ilustración 49 Registro de datos de consumo

Se observa como se ha registrado la potencia demandada para cada cuarto de hora, de cada hora y cada día del año. Además de estos datos, el archivo Excel también posee una cabecera con los datos de inicio y fin de registro y otros datos de la empresa.

Ahora hay que importar este archivo al programa donde se pretenda realizar el código, en este caso se ha realizado con la versión R2021a de MATLAB por ser una plataforma donde, tanto el análisis de datos, como la importación de datos desde otros archivos, es muy sencilla. Sin embargo, el código se podría replicar en otros lenguajes de programación.

La opción elegida para importar el archivo ha sido una herramienta intrínseca al programa dedicada a esta tarea. El código generado una vez pulsamos en “importar archivos” y definir las propiedades oportunas, es el siguiente:

```
%% Import data from text file.
% Script for importing data from the following text file:
%
%   C:\Users\Usuario\Desktop\UAL\5º\TFG\Archivos\Ejemplo.csv
%
% To extend the code to different selected data or a different text file,
% generate a function instead of a script.

% Auto-generated by MATLAB on 2021/03/19 18:35:44

%% Initialize variables.
filename = 'C:\Users\Usuario\Desktop\UAL\5º\TFG\Archivos\Ejemplo.csv';
delimiter = ',';
```

```

startRow = 8;

%% Read columns of data as text:
% For more information, see the TEXTSCAN documentation.
formatSpec = '%s%s%s%s%s%[\n\r]';

%% Open the text file.
fileID = fopen(filename,'r');

%% Read columns of data according to the format.
% This call is based on the structure of the file used to generate this
% code. If an error occurs for a different file, try regenerating the code
% from the Import Tool.
dataArray = textscan(fileID, formatSpec, 'Delimiter', delimiter, 'TextType',
'string', 'HeaderLines' ,startRow-1, 'ReturnOnError', false, 'EndOfLine',
'\r\n');

%% Close the text file.
fclose(fileID);

%% Convert the contents of columns containing numeric text to numbers.
% Replace non-numeric text with NaN.
raw = repmat({''},length(dataArray{1}),length(dataArray)-1);
for col=1:length(dataArray)-1
    raw(1:length(dataArray{col}),col) = mat2cell(dataArray{col},
ones(length(dataArray{col}), 1));
end
numericData = NaN(size(dataArray{1},1),size(dataArray,2));

for col=[2,3,4]
    % Converts text in the input cell array to numbers. Replaced non-numeric
    % text with NaN.
    rawData = dataArray{col};
    for row=1:size(rawData, 1)
        % Create a regular expression to detect and remove non-numeric
        prefixes and
        % suffixes.
        regexstr = '(?<prefix>.*?)(?<numbers>([-
]*\d+(\.)*+[,]{0,1}\d*[eEdD]{0,1}[-+]*\d*[i]{0,1})|([-
]*\d+(\.)*+[,]{1,1}\d+[eEdD]{0,1}[-+]*\d*[i]{0,1})) (?<suffix>.*?);
        try
            result = regexp(rawData(row), regexstr, 'names');
            numbers = result.numbers;

            % Detected commas in non-thousand locations.
            invalidThousandsSeparator = false;
            if numbers.contains('.')
                thousandsRegExp = '^(\d+(\.\d{3}))*[,]{0,1}\d*$';
                if isempty(regexp(numbers, thousandsRegExp, 'once'))
                    numbers = NaN;
                    invalidThousandsSeparator = true;
                end
            end
        end
    end
end

```

```

        end
        % Convert numeric text to numbers.
        if ~invalidThousandsSeparator
            numbers = strrep(numbers, '.', '');
            numbers = strrep(numbers, ',', '.');
            numbers = textscan(char(numbers), '%f');
            numericData(row, col) = numbers{1};
            raw{row, col} = numbers{1};
        end
    catch
        raw{row, col} = rawData{row};
    end
end
end

% Convert the contents of columns with dates to MATLAB datetimes using the
% specified date format.
try
    dates{1} = datetime(dataArray{1}, 'Format', 'dd/MM/yyyy', 'InputFormat',
'dd/MM/yyyy');
catch
    try
        % Handle dates surrounded by quotes
        dataArray{1} = cellfun(@(x) x(2:end-1), dataArray{1},
'UniformOutput', false);
        dates{1} = datetime(dataArray{1}, 'Format', 'dd/MM/yyyy',
'InputFormat', 'dd/MM/yyyy');
    catch
        dates{1} = repmat(datetime([NaN NaN NaN]), size(dataArray{1}));
    end
end

dates = dates(:,1);

%% Split data into numeric and string columns.
rawNumericColumns = raw(:, [2,3,4]);
rawStringColumns = string(raw(:, 5));

%% Replace non-numeric cells with NaN
R = cellfun(@(x) ~isnumeric(x) && ~islogical(x), rawNumericColumns); % Find
non-numeric cells
rawNumericColumns(R) = {NaN}; % Replace non-numeric cells

%% Create output variable
t2 = table;
t2.Fecha = dates(:, 1);
t2.Horas = cell2mat(rawNumericColumns(:, 1));
t2.Cuarto = cell2mat(rawNumericColumns(:, 2));
t2.Potencia = cell2mat(rawNumericColumns(:, 3));
t2.Calidad = rawStringColumns(:, 1);

```

```
% For code requiring serial dates (datenum) instead of datetime, uncomment
% the following line(s) below to return the imported dates as datenum(s).

% Ejemplo.Dia=datenum(Ejemplo.Dia);

%% Clear temporary variables
clearvars filename delimiter startRow formatSpec fileID dataArray ans raw col
numericData rawData row regexstr result numbers invalidThousandsSeparator
thousandsRegExp dates blankDates anyBlankDates invalidDates anyInvalidDates
rawNumericColumns rawStringColumns R;

t2.Potencia=t2.Potencia/1000;
```

*La potencia se ha dividido entre mil para obtener el resultado en kW.

Como se puede observar en el archivo de Excel, los datos no presentan ningún vínculo al periodo horario donde se encuentran. Dichos periodos son los establecidos para las tarifas 6.X TD y son los mostrados en la [ilustración 24](#). Por lo que el siguiente paso es escribir el código que permita vincular cada dato a uno de esos periodos en función del día, hora y mes en el que fueron recogidos, como se muestra a continuación:

```
%% Establecer Periodos (Discrimina Fines de Semana)
periodo=zeros(size(t2,1),1);

i=1;
while(i<=size(t2,1))
    switch t2.Fecha(i).Month
        case {1,2,7,12}
            switch t2.Horas(i)
                case {0,1,2,3,4,5,6,7,24}
                    periodo(i)=6;
                case {8,14,15,16,17,22,23}
                    periodo(i)=2;
                case {9,10,11,12,13,18,19,20,21}
                    periodo(i)=1;
            end
        case {3,11}
            switch t2.Horas(i)
                case {0,1,2,3,4,5,6,7,24}
                    periodo(i)=6;
                case {8,14,15,16,17,22,23}
                    periodo(i)=3;
                case {9,10,11,12,13,18,19,20,21}
                    periodo(i)=2;
            end
        case {4,5,10}
            switch t2.Horas(i)
                case {0,1,2,3,4,5,6,7,24}
                    periodo(i)=6;
                case {8,14,15,16,17,22,23}
                    periodo(i)=5;
                case {9,10,11,12,13,18,19,20,21}
                    periodo(i)=5;
            end
    end
    i=i+1;
end
```

```

        periodo(i)=4;
    end
    case {6,8,9}
        switch t2.Horas(i)
            case {0,1,2,3,4,5,6,7,24}
                periodo(i)=6;
            case {8,14,15,16,17,22,23}
                periodo(i)=4;
            case {9,10,11,12,13,18,19,20,21}
                periodo(i)=3;
        end
    end
    if (isweekend(t2.Fecha(i))==1)
        periodo(i)=6;
    end
    i=i+1;
end

```

En nuestro caso queremos optimizar una tarifa eléctrica 6.1 TD para pagar lo mínimo posible, suponemos que no podemos actuar en la cantidad de energía consumida, por lo que la función objetivo será el término de potencia.

$$FP = \sum_{p=1}^{p=6} T_{Pp} * P_{Cp}$$

Hay 6 potencias a contratar, una por cada periodo y tienen una restricción: La potencia contratada en un periodo ha de ser mayor o igual a la potencia contratada en el periodo anterior ($P_{n+1} \geq P_n$). Además existen penalizaciones, en el caso de que la potencia demandada sea superior a la potencia contratada para cada cuarto de hora de cada periodo, se aplicará una penalización.

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{p=i} K_p * t_{Ep} * \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - P_{Cp})^2}$$

Se procederá a comprobar los excesos de potencia de la siguiente forma:

1- Se evaluará si la potencia demandada es superior a la potencia contratada en la hora i, periodo p y cuarto de hora j.

2.1- Si se cumple esta condición, se aplicará la fórmula de excesos de potencia y se calcularán los excesos acumulados.

2.2- Si no se cumple se procederá a evaluar la potencia demandada en el siguiente cuarto de hora.

Seguidamente se calculará el término de potencia y se sumará a los excesos y obtendremos el coste anual.

Antes de implementar los algoritmos veamos más detalladamente la función objetivo y la restricción.

El precio del término de potencia es un vector 1x6 fijo que viene determinado en el BOE y en este caso es:

$$T_{P_p} = [30,535795 \ 25,894705 \ 14,909149 \ 12,094449 \ 3,93866 \ 2,108693]$$

La potencia contratada, que es lo que se pretende optimizar vendrá determinado por otro vector 1x6:

$$P_{C_p} = [2800 \ 2800 \ 2800 \ 2800 \ 2800 \ 2800]$$

La facturación del exceso de potencia también se puede tratar como un vector 1x6 donde en cada posición se encuentran los excesos acumulados de cada periodo quedando:

$$F_{EP} = [exceso_{p1} \ exceso_{p2} \ exceso_{p3} \ exceso_{p4} \ exceso_{p5} \ exceso_{p6}]$$

Siendo el exceso, por ejemplo, en el periodo 1:

$$F_{EP}(1) = K_p(1) * t_{EP} * \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - Pc_1)^2}$$

Tomando las potencias demandadas y contratada únicamente del periodo correspondiente.

La complejidad del problema la encontramos al ver que hay miles de combinaciones posibles de potencias contratadas y para cada vector de dichas potencias, la facturación de excesos es diferente ya que esta depende de si la potencia demandada es mayor que la contratada, en otro caso el exceso en ese cuarto de hora es 0, por lo que la restricción varía según varíe la potencia contratada y depende además de los datos de entrada.

8.2.1.1 Prueba por Fuerza Bruta

Para tratar de hacernos una idea de cuáles pueden ser las potencias más óptimas, se ha diseñado el primer algoritmo como una toma de contacto, y sobre todo de análisis, de los datos de entrada. Con ello conseguiremos establecer un rango aproximado de potencias que podrían ser susceptibles de ser las mejores. También veremos que peso tienen las distintas potencias en el coste final y por último, apreciar con claridad las curvas correspondientes al coste anual, los excesos anuales y el precio del término de potencia. Esto nos dará una idea global de cómo afrontar el problema.

El algoritmo consiste en establecer la potencia en cada periodo de manera que sean todas iguales, ya que esto es una situación posible que nos permite la restricción. Evaluar el coste anual, excesos anuales y precio del término de potencia, guardar los resultados y aumentar el grupo de potencias una cantidad fija. Este proceso se repetirá un número determinado de veces y al finalizar tendremos los datos necesarios para analizar la situación.

```
%%
pc_potencia=[30.535795 25.894705 14.909149 12.094449 3.93866 2.108693]; %
Peajes + Cargos (Potencia) €/kW

N=1000; % Número de repeticiones del bucle principal
coste_anual=zeros(1,N);
precio_potencia_total=zeros(1,N);
exceso_anual=zeros(1,N);
```

```

op=5;
k=1;
while (k<=N)
    pot_contratada=[op op op op op op]; % Potencias que se evalúan
    precio_potencia=pot_contratada.*pc_potencia;
    %% Cálculo del término dentro de la raíz, de la fórmula de excesos de
potencia
    matriz_0=zeros(6,12);

    i=1;
    while(i<=size(t2,1))
        if (t2.Potencia(i)>pot_contratada(periodo(i)))

            d=(t2.Potencia(i)-pot_contratada(periodo(i)))^2;

matriz_0(periodo(i),t2.Fecha(i).Month)=matriz_0(periodo(i),t2.Fecha(i).Mont
h)+d;

            end
            i=i+1;
        end

        %% Cálculo del Factor de exceso de Potencia €
        Aei=sqrt(matriz_0);
        kp=[1 1 0.5427 0.4103 0.0264 0.0264];
        tep=1.406400;
        Fep=zeros(6,12);

        for i=1:6
            for j=1:12
                Fep(i,j)=Aei(i,j)*tep*kp(i);
            end
        end

        exceso_mensual=zeros(1,12);
        for i=1:12
            exceso_mensual(i)=sum(Fep(:,i));
        end

        % Coste anual de los excesos [€]
        exceso_anual(k)=sum(exceso_mensual);

        exceso_periodos=zeros(1,6);
        for i=1:6
            exceso_periodos(i)=sum(Fep(i,:));
        end

        % Coste anual del término de potencia [€]
        precio_potencia_total(k)=sum(precio_potencia);

```

```

% Coste total [€]
coste_anual(k)=exceso_anual(k)+precio_potencia_total(k);

fprintf("%d Coste Anual: %.2f [€]\n",k,coste_anual(k))

op=op+5;
k=k+1;
end

```

Como se puede ver, se han evaluado un total de 1000 conjuntos de potencias, desde 5 hasta 5000. Las potencias eran todas iguales y en cada iteración aumentaban en 5 unidades.

Adicionalmente, para obtener más información se han creado unas variables asociadas a los vectores individuales de cada periodo para obtener la información de cómo influye cada periodo al cómputo global. Esto se ha realizado añadiendo las siguientes líneas de código:

```

for i=1:6
    vec_precio(i,k)=pot_contratada(i)*pc_potencia(i);
    vec_excesos(i,k)=exceso_periodos(i);
    vec_coste(i,k)=vec_excesos(i,k)+vec_precio(i,k);
end

```

Cada vector individual guardará la información del precio del término de potencia, de los excesos y del coste total respectivamente, de cada periodo y para cada iteración del bucle principal.

Si quisiésemos agregar la parte de energía para realizar un estudio más en profundidad o para comparar tarifas con las comercializadoras, habría que agregar las siguientes líneas:

```

%% Energía

% consumo_horario = zeros(size(t2,1),1);
% coste_horario = zeros(size(t2,1),1);
% precio_energia = [0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1];
%
% consumo_mensual = zeros(6,12);
% coste_mensual_0 = zeros(6,12);
%
% i=1;
% while (i<=size(t2,1))
%     if t2.Cuarto(i)==4
%         consumo_horario(i) = t2.Potencia(i) + t2.Potencia(i-1) +
t2.Potencia(i-2) + t2.Potencia(i-3);
%         coste_horario(i) = consumo_horario(i)*precio_energia(periodo(i));
%     end
%         consumo_mensual(periodo(i),t2.Fecha(i).Month) =
consumo_mensual(periodo(i),t2.Fecha(i).Month) + consumo_horario(i);
%         coste_mensual_0(periodo(i),t2.Fecha(i).Month) =
coste_mensual_0(periodo(i),t2.Fecha(i).Month) + coste_horario(i);
%     i=i+1;
% end
%
% coste_mensual=zeros(1,12);

```



```

%     for i=1:12
%         coste_mensual(i)=sum(coste_mensual_0(:,i));
%     end
%
%     coste_anual_energia=sum(coste_mensual);

```

Este algoritmo se podría modificar para encontrar la solución óptima, es decir, probando todas las combinaciones posibles. Este método por combinatoria, requiere de un coste computacional muy grande, pero el resultado es satisfactorio, obteniendo una combinación de potencias que asegure pagar lo mínimo.

Para nuestro caso y para conseguir mejores resultados y adaptarnos al marco de los algoritmos combinatorios, se necesita premiar los cambios que son beneficiosos y eliminar los perjudiciales, por ejemplo si se detecta que con potencias muy altas contratadas en P6 el precio final es menor, el algoritmo tenderá a dejar un valor alto de P6 y no variarlo y centrarse en cambiar el resto de potencias.

Este tipo de algoritmos requieren de un proceso de desarrollo complejo en el que intervienen diversas variables adicionales para conseguir simular un proceso genético similar, al menos en cuanto a concepto, a la realidad.

8.2.1.2 Método heurístico

En principio se hicieron muchas pruebas con distintos algoritmos, y aunque es cierto que en algunas iteraciones se obtenían buenos resultados, oscilaban demasiado y comparándolos con los actuales, diferían mucho del mínimo.

Más adelante se desarrolló la parte de código que se observa a continuación.

...

```

if k>1
    R=randi(70);
    if coste_anual(k)<coste_anual(k-1)
        if vec_coste(1,k)<vec_coste(1,k-1)
            pot_contratada=pot_contratada+R;
        elseif vec_coste(2,k)<vec_coste(2,k-1)
            pot_contratada(1,2:end)=pot_contratada(1,2:end)+R;
        elseif vec_coste(3,k)<vec_coste(3,k-1)
            pot_contratada(1,3:end)=pot_contratada(1,3:end)+R;
        elseif vec_coste(4,k)<vec_coste(4,k-1)
            pot_contratada(1,4:end)=pot_contratada(1,4:end)+R;
        elseif vec_coste(5,k)<vec_coste(5,k-1)
            pot_contratada(1,5:end)=pot_contratada(1,5:end)+R;
        elseif vec_coste(6,k)<vec_coste(6,k-1)
            pot_contratada(6)=pot_contratada(6)+R;
        end
    else
        pot_contratada=pot_contratada-R;
    end
else
    pot_contratada=pot_contratada+50; % DIFERENCIA CON 10
end
if sum(pot_contratada)<6*2800

```

```

    pot_contratada=optima;
end

```

...

Aquí ya sí se obtuvieron resultados realmente buenos, incluso muy cercanos al mínimo. Esta Búsqueda Dirigida es un compromiso entre coste computacional y fiabilidad. Si embargo este algoritmo se mejoró de tal forma que en la mayoría de sus ejecuciones los resultados eran satisfactorios y todos ellos muy cercanos al óptimo. Recordar que hablamos del óptimo obtenido de las cientos de simulaciones realizadas en todas las pruebas, ya que matemáticamente no podemos asegurar que este lo sea. Aunque, como se verá a continuación, es muy probable que lo sea la diferencia con el óptimo global sea indiferente.

8.2.1.3 Método heurístico mejorado

```

%
tic
h=1;
while (h<=10)
    %%
    pc_potencia=[30.535795 25.894705 14.909149 12.094449 3.93866 2.108693];
% Peajes + Cargos (Potencia) €/kW

    N=500;
    coste_anual=zeros(1,N);
    precio_potencia_total=zeros(1,N);
    exceso_anual=zeros(1,N);

    vec_excesos=zeros(6,N);
    vec_precio=zeros(6,N);
    vec_coste=zeros(6,N);

    op=2800;
    pot_contratada=[op op op op op op]; % Se ha supuesto una potencia
    registro_potencias=zeros(N,6);

    k=1;
    while (k<=N)
        registro_potencias(k,:)=pot_contratada;
        precio_potencia=pot_contratada.*pc_potencia;

        %% Cálculo del término dentro de la raíz de la fórmula de excesos de
potencia
        matriz_0=zeros(6,12);

        i=1;
        while (i<=size(t2,1))
            if (t2.Potencia(i)>pot_contratada(periodo(i)))

                d=(t2.Potencia(i)-pot_contratada(periodo(i)))^2;

```

```

matriz_0(periodo(i),t2.Fecha(i).Month)=matriz_0(periodo(i),t2.Fecha(i).Month)+d;
    end
    i=i+1;
end

%% Cálculo del Factor de exceso de Potencia €
Aei=sqrt(matriz_0);
kp=[1 1 0.5427 0.4103 0.0264 0.0264];
tep=1.406400;
Fep=zeros(6,12);

for i=1:6
    for j=1:12
        Fep(i,j)=Aei(i,j)*tep*kp(i);
    end
end

exceso_mensual=zeros(1,12);
for i=1:12
    exceso_mensual(i)=sum(Fep(:,i));
end

exceso_anual(k)=sum(exceso_mensual);

exceso_periodos=zeros(1,6);
for i=1:6
    exceso_periodos(i)=sum(Fep(i,:));
end

%%

precio_potencia_total(k)=sum(precio_potencia);
coste_anual(k)=exceso_anual(k)+precio_potencia_total(k);

fprintf("%d Coste Anual: %.2f [€]\n",k,coste_anual(k))

if coste_anual(k)==min(coste_anual(1:k))
    optima=pot_contratada;
end

for i=1:6
    vec_precio(i,k)=pot_contratada(i)*pc_potencia(i);
    vec_excesos(i,k)=exceso_periodos(i);
    vec_coste(i,k)=vec_excesos(i,k)+vec_precio(i,k);
end

if k>1 && k<300
    R=randi(70);

```

```

    if coste_anual(k)<coste_anual(k-1)
        if vec_coste(1,k)<vec_coste(1,k-1)
            pot_contratada=pot_contratada+R;
        elseif vec_coste(2,k)<vec_coste(2,k-1)
            pot_contratada(1,2:end)=pot_contratada(1,2:end)+R;
        elseif vec_coste(3,k)<vec_coste(3,k-1)
            pot_contratada(1,3:end)=pot_contratada(1,3:end)+R;
        elseif vec_coste(4,k)<vec_coste(4,k-1)
            pot_contratada(1,4:end)=pot_contratada(1,4:end)+R;
        elseif vec_coste(5,k)<vec_coste(5,k-1)
            pot_contratada(1,5:end)=pot_contratada(1,5:end)+R;
        elseif vec_coste(6,k)<vec_coste(6,k-1)
            pot_contratada(6)=pot_contratada(6)+R;
        end
    else
        pot_contratada=optima-R;
    end
elseif k>1 && k>=300
    R=randi(70);
    if coste_anual(k)>coste_anual(k-1)
        if vec_coste(1,k)>vec_coste(1,k-1)
            pot_contratada=pot_contratada-R;
        elseif vec_coste(2,k)>vec_coste(2,k-1)
            pot_contratada(1,2:end)=pot_contratada(1,2:end)-R;
        elseif vec_coste(3,k)>vec_coste(3,k-1)
            pot_contratada(1,3:end)=pot_contratada(1,3:end)-R;
        elseif vec_coste(4,k)>vec_coste(4,k-1)
            pot_contratada(1,4:end)=pot_contratada(1,4:end)-R;
        elseif vec_coste(5,k)>vec_coste(5,k-1)
            pot_contratada(1,5:end)=pot_contratada(1,5:end)-R;
        elseif vec_coste(6,k)>vec_coste(6,k-1)
            pot_contratada(6)=pot_contratada(6)-R;
        end
    else
        pot_contratada=optima+R;
    end
else
    pot_contratada=pot_contratada+50;
end

if k==150 || k==230 || k==350 || k==430
    pot_contratada=pot_contratada+randi([-100 100],[1 6]);
end

if pot_contratada(2)<pot_contratada(1)
    pot_contratada(2)=pot_contratada(1);
end
if pot_contratada(3)<pot_contratada(2)
    pot_contratada(3)=pot_contratada(2);
end
if pot_contratada(4)<pot_contratada(3)
    pot_contratada(4)=pot_contratada(3);
end
end

```

```

    if pot_contratada(5)<pot_contratada(4)
        pot_contratada(5)=pot_contratada(4);
    end
    if pot_contratada(6)<pot_contratada(5)
        pot_contratada(6)=pot_contratada(5);
    end

    % Prueba para evitar divergencia
    if sum(pot_contratada)<6*2800
        pot_contratada=optima;
    end
    %

    k=k+1;
end

hh=int2str(h);
name=['Datos_' hh];
save(name)
movefile Datos_* Save
h=h+1;
end
toc

```

La estrategia adoptada ha sido la siguiente. Establecemos la potencia inicial en un valor por debajo de donde pensamos que está el mínimo (muy acotado gracias a los análisis ya hechos), esto es para que la convergencia sea más rápida y el algoritmo más eficiente. Una vez evaluadas dos combinaciones de potencias, en función del peso de la potencia en cada periodo vemos si el coste asociado en un periodo p en la posición k es menor que en la posición $k-1$, de ser así significaría que el aumento de potencia ha minimizado el coste en ese periodo y que por lo tanto es un cambio positivo que debe seguir sucediendo. Esto lo realizamos con las potencias de cada periodo, estableciendo así que potencias deben aumentar y cuáles no.

Más tarde cuando el número de iteración es igual a 300 o mayor, realizamos justo la acción contraria, es decir, si el coste anual en una posición es mayor que en la anterior se debe disminuir la potencia contratada en función, nuevamente, de los vectores individuales.

Se ha establecido la restricción de potencias ya que, al modificar el algoritmo, ahora si pueden obtenerse valores no válidos. Además de esto se ha marcado un límite para que el algoritmo no diverja en la última fase.

Finalmente se han introducido algunas perturbaciones para comprobar la rapidez de la convergencia y sacar al algoritmo del estado homogéneo en el que se encuentra y aumentar la posibilidad de encontrar el mínimo en el momento en el que vuelva a los valores próximos.

Se aprecia la similitud con los algoritmos genéticos explicados pero en este caso no van a depender de una decisión de parada, sino que, se ejecutará un número determinado de veces. Esto tiene ventajas e inconvenientes, pues se puede adaptar a la potencia computacional del usuario entendiendo que a

más ejecuciones, mayor será la probabilidad de dar con el óptimo. Pero veremos que, en un número se ejecuciones relativamente pequeño, se alcanza el mínimo hasta en 5 ocasiones.

9 RESULTADOS

Los resultados se dividirán en función del algoritmo aplicado.

9.1 PRUEBA POR FUERZA BRUTA

Graficamos los elementos principales

```
plot(coste_anual);hold on; plot(exceso_anual); plot(precio_potencia_total);
plot(find(coste_anual==min(coste_anual)),min(coste_anual),'o');
yline(min(coste_anual),'--'); xlabel('Número de iteración'); ylabel('€');
legend('Coste Anual','Excesos','Precio Potencia','Mínimo'); grid on
```

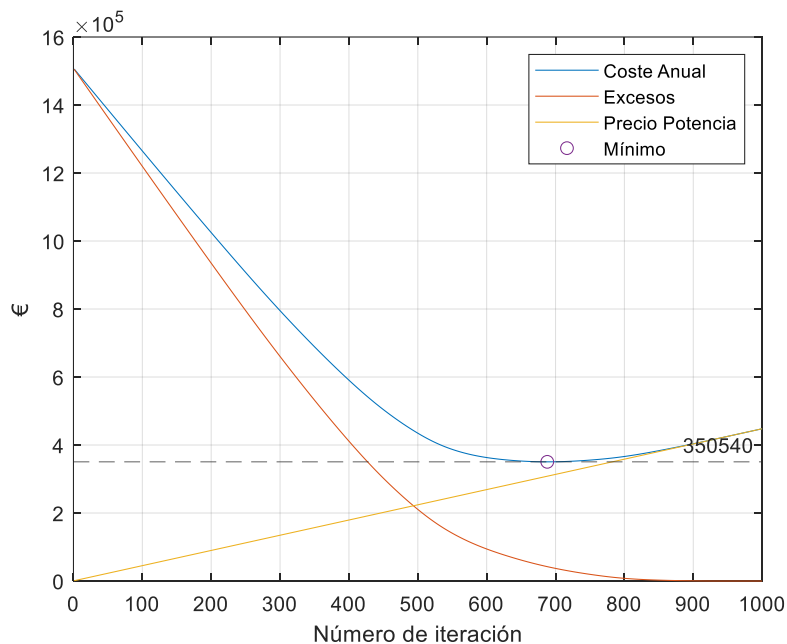


Ilustración 50 Gráfica del comportamiento de las principales variables por el método de Fuerza Bruta

Aquí se observa la evolución normal de un problema de optimización de facturas eléctricas. Los tres parámetros evaluados siempre se van a comportar de la misma forma, (aunque más adelante veremos cómo hay alguna excepción). El precio del término de potencia es una recta ascendente, debido a la configuración del código, este parámetro siempre tenderá al infinito. Los excesos de potencia vemos como son muy altos al principio, ya que con valores de potencia muy bajos, la potencia demandada siempre será mayor que la contratada e incurriremos en la penalización, sin embargo, se observa como este término tiende a 0 y a medida que aumentásemos las iteraciones seguiría siendo 0 siendo la situación contraria a los valores pequeños de tensión, en ese caso nunca incurriríamos en penalizaciones. Por último, el coste anual es una curva descendente al principio, hasta que llega a un mínimo absoluto y comienza a ascender hasta coincidir con el precio de potencia, algo que ocurre cuando los excesos son 0.

En este caso, el mínimo es 350540, es muy probable que este resultado no sea el más óptimo de los que se pueden encontrar, pero como se ha comentado, nos sirve para darnos una idea de donde puede estar dicho óptimo.

Número de iteraciones: 689

Mínimo [€]	350540
Potencia óptima [kW]	[3445 3445 3445 3445 3445 3445]

Veamos ahora cómo influyen los vectores individuales:

Periodo 1

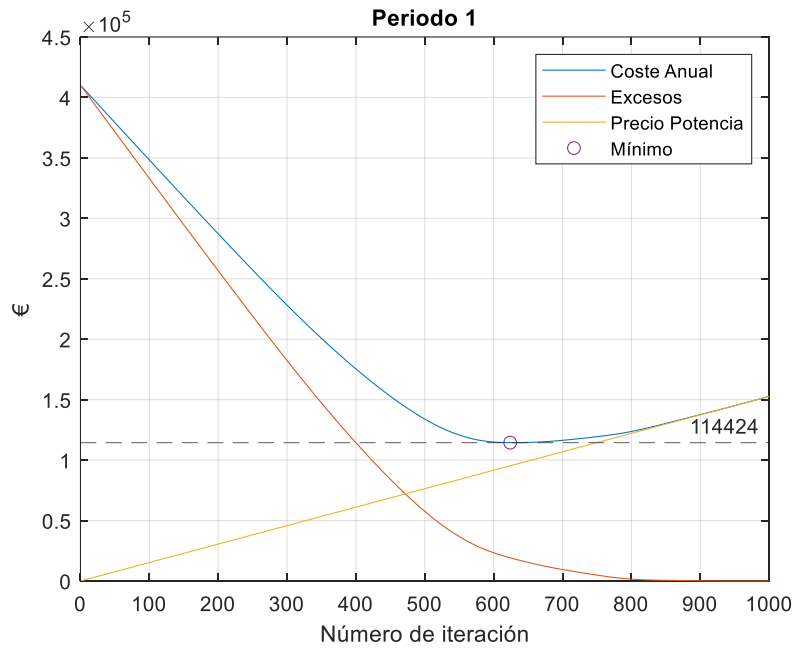


Ilustración 51 Peso del Periodo 1 del método principal

Mínimo [€]	114424
Potencia óptima [kW]	3120

Periodo 2

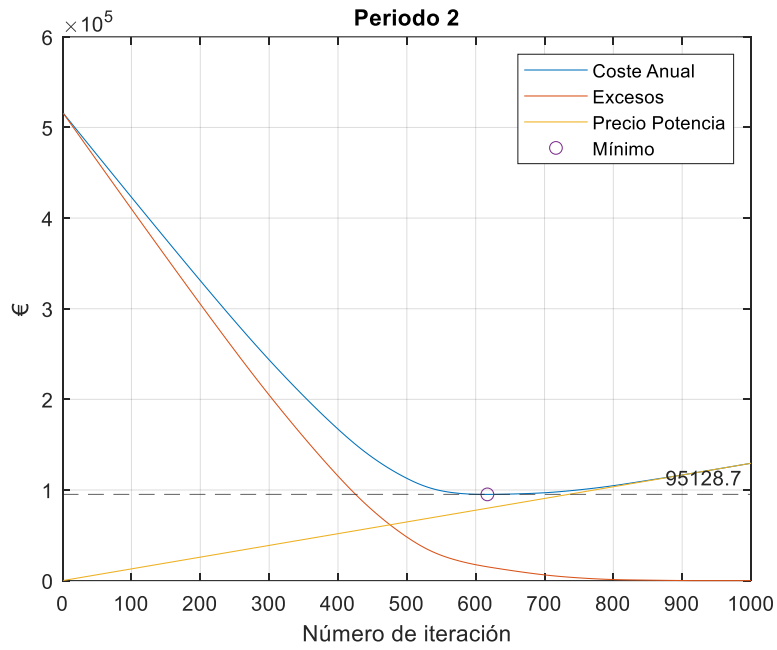


Ilustración 52 Peso del Periodo 2 del método principal

Mínimo [€]	95128.7
Potencia óptima [kW]	3085

Periodo 3

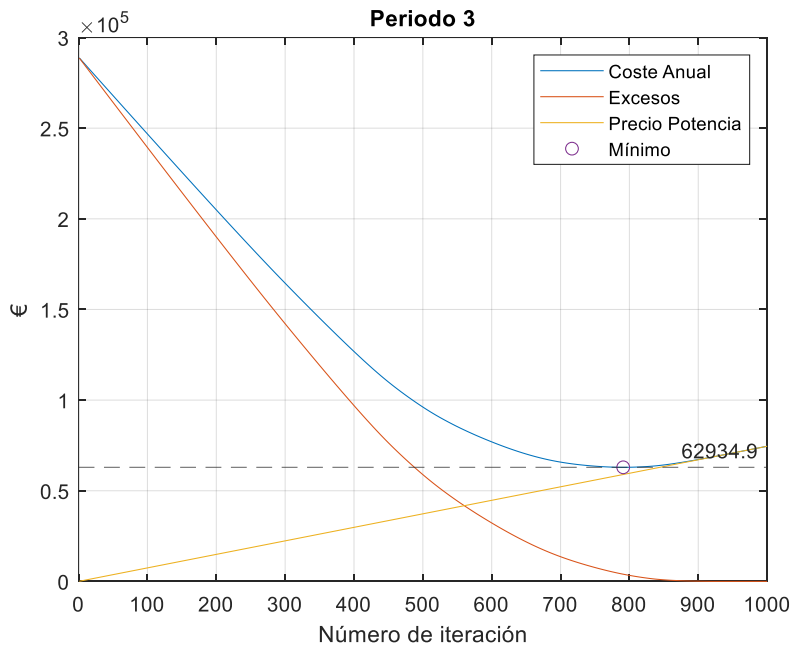


Ilustración 53 Peso del Periodo 3 del método principal

Mínimo [€]	62934.9
Potencia óptima [kW]	3955

Periodo 4

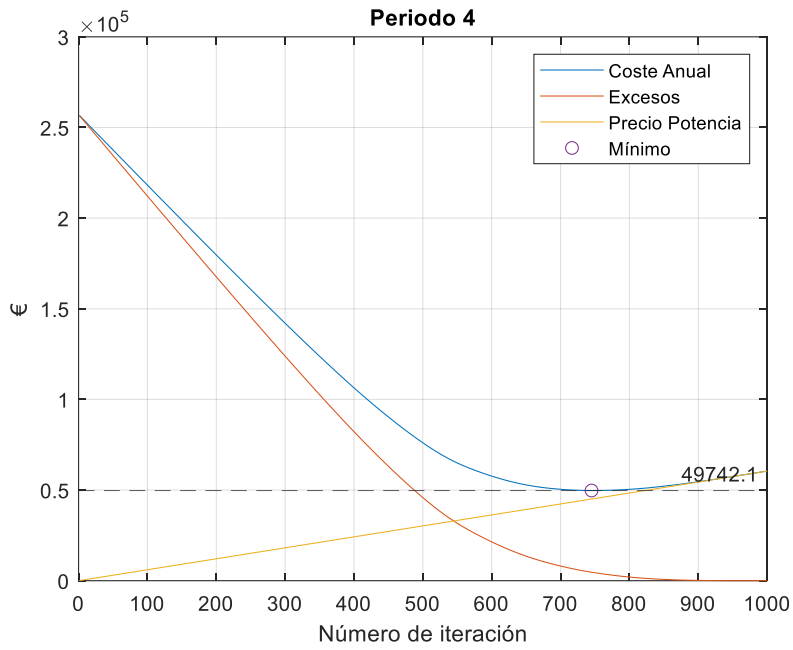


Ilustración 54 Peso del Periodo 4 del método principal

Mínimo [€]	49742.1
Potencia óptima [kW]	3725

Periodo 5

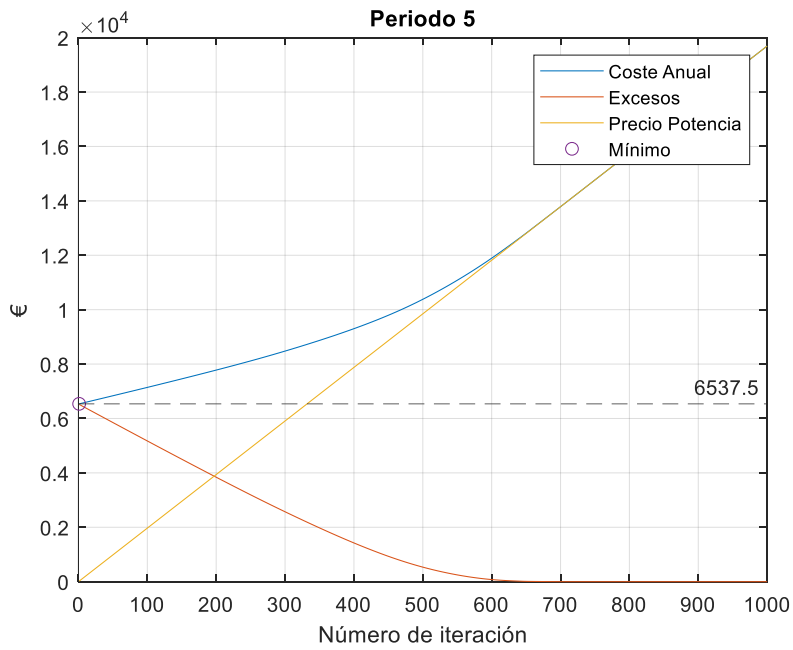


Ilustración 55 Peso del Periodo 5 del método principal

Mínimo [€]	6537.5
Potencia óptima [kW]	5

Periodo 6

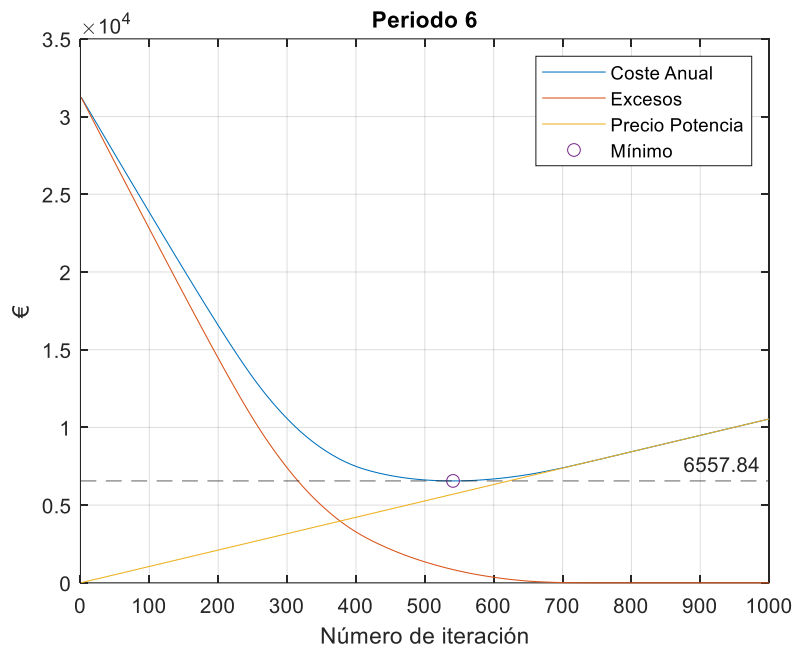


Ilustración 56 Peso del Periodo 6 del método principal

Mínimo [€]	6557.84
Potencia óptima [kW]	2705

Gracias a estos datos, podemos saber cuál es el periodo o los periodos que más influyen en el precio final. En este caso observamos lo siguiente:

Periodo	Mínimo [€]	Potencia Óptima [kW]
1	114.424	3.120
2	95.128,7	3.085
3	62.934,9	3.955
4	49.742,1	3.725
5	6.537,5	5
6	6.557,84	2.705

Tabla 33 Análisis global de los mínimos de cada periodo individualmente

Según la potencia óptima para cada periodo, el periodo 1 es el que mayor peso tiene en el cómputo global, siguiéndole los periodos en el orden del más caro al más barato. Esto es debido a que la propia estructura de periodos origina esta distribución ya que tanto el coste de los peajes y cargos como las penalizaciones en los primeros periodos es considerablemente mayor.

Hay que resaltar el periodo 5 el cual encuentra la potencia óptima con la primera potencia evaluada (5 kW), atendiendo a la gráfica, se observa como comienza en el mínimo y a partir de ahí es ascendente. Esto puede ser debido al poco consumo en este periodo unido a su bajo precio (recordar que el precio término de potencia de los peajes y cargos es menor a medida que aumentamos de periodo, al igual que ocurre con K_p en la fórmula de excesos). Veamos por tanto cual la demanda total de potencia de todos los cuartos de hora a lo largo del año separados por periodos:

Periodo	1	2	3	4	5	6
Potencia [kW]	8.046.136	9.367.924	10.090.288	11.589.780	4.313.492	32.533.792
Cantidad de datos en cada periodo	3.096	3.992	3.536	4.204	1.876	18.336

Tabla 34 Datos acumulados por periodos

Efectivamente la potencia total demandada en el periodo 5 es la más baja de todas con una diferencia apreciable, si a ello le sumamos que es el periodo menos presente en el reparto, únicamente con 1876 cuartos de hora en todo el año, nos da como resultado una gráfica atípica respecto a las demás.

También es conveniente resaltar, para comprender la estructura de este grupo de tarifas, como el periodo 6 siendo el que más presencia tiene tanto en cantidad de datos recogidos como en el total de potencia demandada, es el periodo cuya influencia es similar a la del periodo 5 con números muy inferiores tanto en datos recogidos como en potencia total demandada.

Si no tenemos en cuenta la restricción de potencias ascendentes o iguales, el coste total de la factura con las potencias óptimas para cada periodo sería

335.324,881 €

Sin embargo esto no es posible debido a las restricciones del propio problema, pero incluso ahora se podrían establecer unos grupos de potencias basándonos en estos resultados y comprobarlos uno a uno, lo cual se ha realizado y se muestra a continuación los resultados:

Algoritmo Utilizado	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]	P4 [kW]	P5 [kW]	P6 [kW]	Óptimo [€]
Potencias basadas en los óptimos individuales, puestas a mano	3150	3150	3900	3900	3900	3900	346237.239
	3100	3100	3900	3900	3900	3900	346155.425
	3100	3100	3850	3850	3850	3850	345851.375
	3100	3100	3800	3800	3800	3800	345657.989
	3100	3100	3750	3750	3750	3750	345568.094
	3100	3100	3700	3700	3700	3700	345580.515
	3100	3100	3600	3600	3600	3600	345994.552
	3150	3150	3750	3750	3750	3750	345649.907
	3100	3100	3755	3755	3755	3755	345572.488
	3100	3100	3760	3760	3760	3760	345577.886
Mínimo:							345568.094

Tabla 35 Datos obtenidos mediante 'Fuerza Bruta'

Se observa como todos estos resultados, obtenidos mediante potencias puestas a mano en base a los datos recogidos, mejoran considerablemente el coste anual obtenido con todas las potencias iguales y, como posteriormente se verá, hay algún resultado realmente cercano al mínimo global encontrado con el algoritmo genético.

Finalmente, como se ha comentado en la sección anterior esto ha servido de base para establecer los siguientes algoritmos.

9.2 MÉTODO HEURÍSTICO

En este caso se ha evaluado el algoritmo un número total de 20 veces, donde en cada ocasión se obtiene un número N de resultados quedándonos con el óptimo en cada caso y su grupo de potencias asociado.

Algoritmo Utilizado	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]	P4 [kW]	P5 [kW]	P6 [kW]	Óptimo [€]
Búsqueda Dirigida	3225	3225	3825	3825	3825	3825	346130.357
	3112	3112	3724	3724	3724	3724	345561.241
	3085	3085	3735	3735	3735	3735	345603.737
	3115	3115	3724	3724	3724	3724	345566.071
	3113	3113	3721	3721	3721	3721	345563.914
	3100	3100	3740	3740	3740	3740	345562.261
	3139	3139	3745	3745	3745	3745	345617.977
	3099	3099	3716	3716	3716	3716	345566.893
	3101	3101	3744	3744	3744	3744	345563.931
	3106	3138	3754	3754	3754	3754	345629.465
	3145	3145	3798	3798	3798	3798	345720.792
	3106	3139	3742	3742	3742	3742	345623.07
	3148	3148	3760	3760	3760	3760	345654.223
	3183	3183	3809	3809	3809	3809	345876.82
	3107	3115	3727	3727	3727	3727	345573.75
	3196	3196	3822	3822	3822	3822	345975.742
	3061	3061	3677	3677	3677	3677	345754.719
	3171	3171	3788	3788	3788	3788	345774.511
	3177	3177	3793	3793	3793	3793	345808.182
	3112	3136	3744	3744	3744	3744	345608.353
Mínimo:							345561.241

Tabla 36 Datos obtenidos mediante 'Método Heurístico'

En este caso, se obtienen resultados bastante buenos como ya veremos más adelante, aunque algunos de ellos son algo dispares. Se compararán con los resultados del método heurístico mejorado para poder evaluarlo correctamente.

9.3 MÉTODO HEURÍSTICO MEJORADO

Algoritmo Utilizado	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]	P4 [kW]	P5 [kW]	P6 [kW]	Óptimo [€]
Búsqueda Dirigida Mejorado	3107	3107	3732	3732	3732	3732	345559.744
	3112	3112	3724	3724	3724	3724	345561.241
	3112	3112	3723	3723	3723	3723	345561.564
	3112	3112	3739	3739	3739	3739	345561.604
	3112	3112	3703	3703	3703	3703	345576.573
	3112	3112	3701	3701	3701	3701	345578.967
	3106	3106	3731	3731	3731	3731	345559.744
	3106	3106	3732	3732	3732	3732	345559.754
	3111	3111	3724	3724	3724	3724	345561.099
	3112	3112	3715	3715	3715	3715	345565.627
	3111	3111	3713	3713	3713	3713	345566.905
	3112	3112	3710	3710	3710	3710	345569.477
	3107	3107	3727	3727	3727	3727	345560.113
	3113	3113	3701	3701	3701	3701	345580.547
	3112	3112	3694	3694	3694	3694	345588.631
	3112	3112	3703	3703	3703	3703	345576.573
	3112	3112	3726	3726	3726	3726	345560.72
	3108	3108	3731	3731	3731	3731	345559.756
	3112	3112	3721	3721	3721	3721	345562.335
	3110	3110	3725	3725	3725	3725	345560.705
Mínimo:							345559.744

Tabla 37 Datos obtenidos mediante 'Método Heurístico Mejorado'

Como se puede ver, en este caso, prácticamente todos los resultados están muy cerca del mínimo, además, es con este algoritmo con el cual se obtiene el valor más bajo de entre todos: 345559.744 con unas potencias de [3106 3106 3731 3731 3731 3731].

En ambos casos, tanto en el método de búsqueda dirigida como en el mejorado, los 20 resultados son los mínimos que se obtienen después de ejecutar 20 veces el programa, donde cada una de ellas, se ejecuta el algoritmo 500 veces, es decir, que se ha evaluado, solamente con estos algoritmos que son los que no han sido descartados, un total de 20000 repeticiones. En cada ejecución, de 500 barridos, nos hemos quedado con el valor mínimo obtenido.

Si comparamos ambos métodos podemos ver lo siguiente:

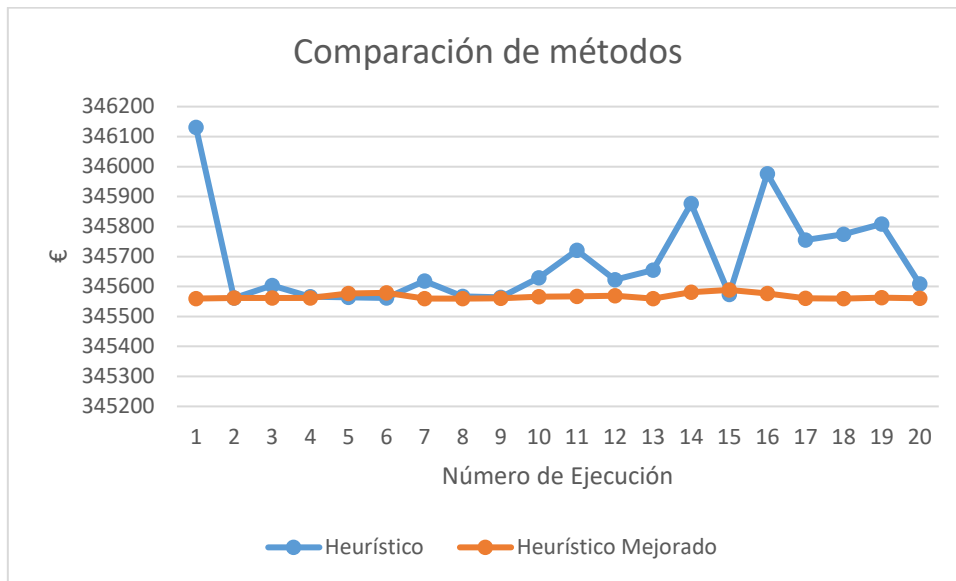


Ilustración 57 Comparación de los dos principales métodos adoptados

Se observa claramente como el método heurístico mejorado devuelve resultados mucho más homogéneos además de obtener el valor del coste anual más bajo. En el caso del método heurístico los resultados aunque bastante bueno, son más dispares y por lo tanto son menos fiables.

Si observamos la media y la desviación estándar vemos lo siguiente:

	Desv. Est.	Media	Mínimo
Heurístico	153.94	345686.80	345561.24
Heurístico Mejorado	8.57	345566.58	345559.74

Es evidente como el método heurístico mejorado (búsqueda dirigida mejorada) podemos tomarlo como una referencia, donde el mínimo global podemos asegurar que se encuentra cerca del valor obtenido por este ya que obtenemos resultados contantemente cercanos.

Veamos entonces que valores toman en el método heurístico cada una de las potencias por separado en cada una de sus iteraciones para la ejecución donde se obtiene el mínimo.

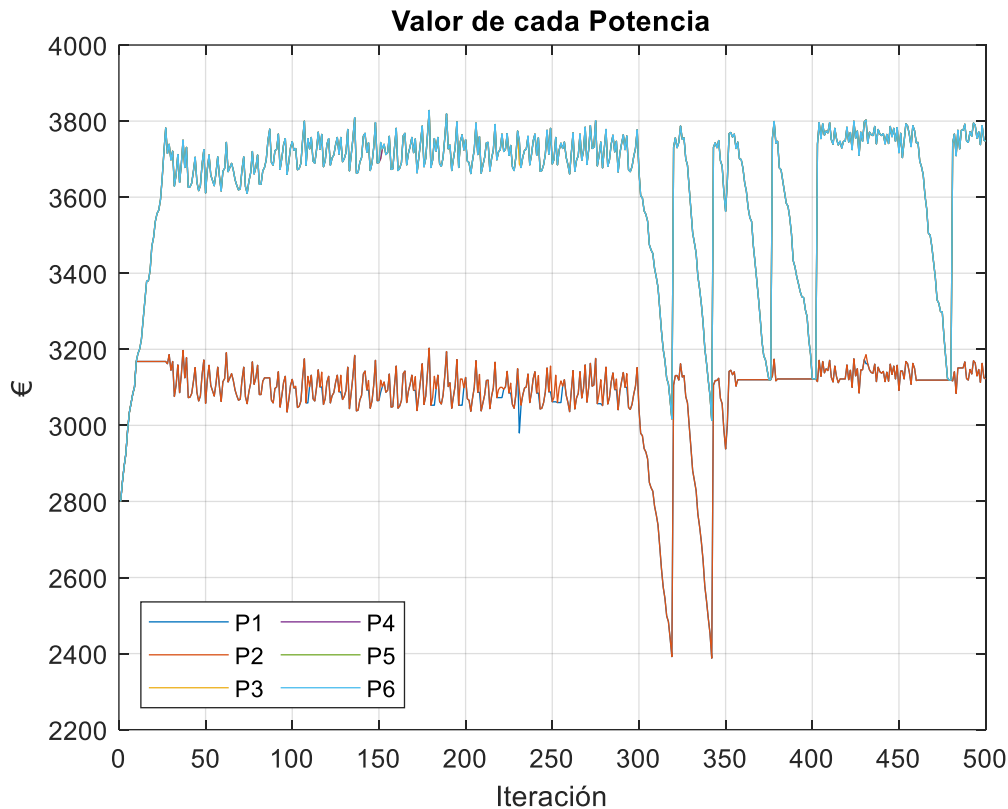


Ilustración 58 Potencias evaluadas separadas por periodos

Analicemos un poco lo que ocurre aquí. Se observan dos rangos de ocupación muy bien diferenciados, uno entre 3600 y 3800 y otro entre 3000 y 3200. El rango superior corresponde a las potencias P3 a P6 y el rango inferior a P1 y P2, esto se puede comprobar en la tabla correspondiente, donde los datos confluyen de esta manera, aparentemente hay dos conjuntos de datos pero en realidad hay 6.

Las perturbaciones que se observan corresponden tanto a las introducidas en el propio algoritmo para salir de la zona de confort y a la propia divergencia que puede llegar a tener el sistema y que hemos permitido a modo de perturbación para volver a converger en una posible mejor solución.

Veamos ahora como es la curva típica de los valores principales analizados: Coste anual, excesos y precio del término fijo de potencia. Si recordamos las gráficas obtenidas mediante el método de fuerza bruta, estas eran muy claras, sin ruido y bien definidas. No podremos esperar lo mismo en este caso puesto que estarán oscilando en un rango determinado buscando el mínimo.

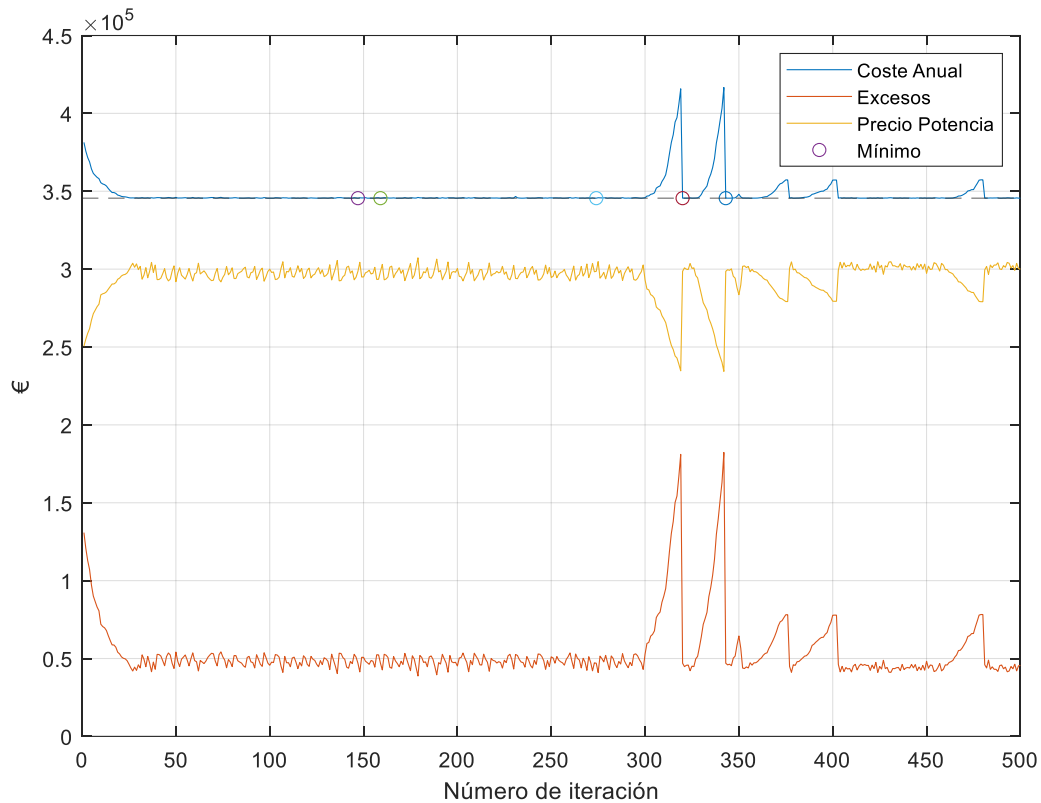


Ilustración 59 Curvas de los datos principales para la ejecución donde se ha encontrado el valor más óptimo

Como era de esperar, las curvas no se parecen en absoluto a las vistas anteriormente ya que ni los excesos tienden a 0 ni el coste del término fijo de potencia tiende a infinito. Esto es porque, en el transcurso de la búsqueda del mínimo global, estos valores oscilan una y otra vez. A pesar de esto, se puede ver muy bien como el coste anual corresponde a la suma de ambos valores restantes, y de cómo en este estudio concreto, el valor de los excesos tiene un peso menor en el coste anual.

Finalmente hay que resaltar los 5 marcadores circulares en la curva de `coste_anual`, estos señalan el mínimo de la gráfica, es decir, el coste anual más bajo y en esta ejecución donde se ejecuta 500 veces, el mínimo es localizado un total de 5 veces. Este comportamiento nos lleva a pensar nuevamente que el método es acertado y que si bien no es posible asegurar que el mínimo sea un mínimo global del problema, sí que podemos decir que es un resultado muy bueno y claramente aceptable.

Es imprescindible recalcar que, aunque las diferencias entre los mínimos encontrados con los algoritmos probados sean pequeñas, quizás lo más importante sea la fiabilidad del método. Con la búsqueda dirigida mejorada nos aseguramos una constante entrega de datos fiables y decentes que optan cada uno de ellos a ser un valor escogido y que, si eligiésemos cualquiera de sus resultados, no incurriríamos en sobrecostes significantes. Por el contrario, el resto de los métodos no aseguran esto, sería necesario una mayor cantidad de ejecuciones para garantizar que alguna de ellas ha dado con un valor decente.

Por último, vamos a ver cuál es la potencia demandada cada cuarto de hora durante un año, junto con las potencias contratadas que de acuerdo con el método heurístico mejorado desarrollado, dan un valor mínimo en el coste anual.

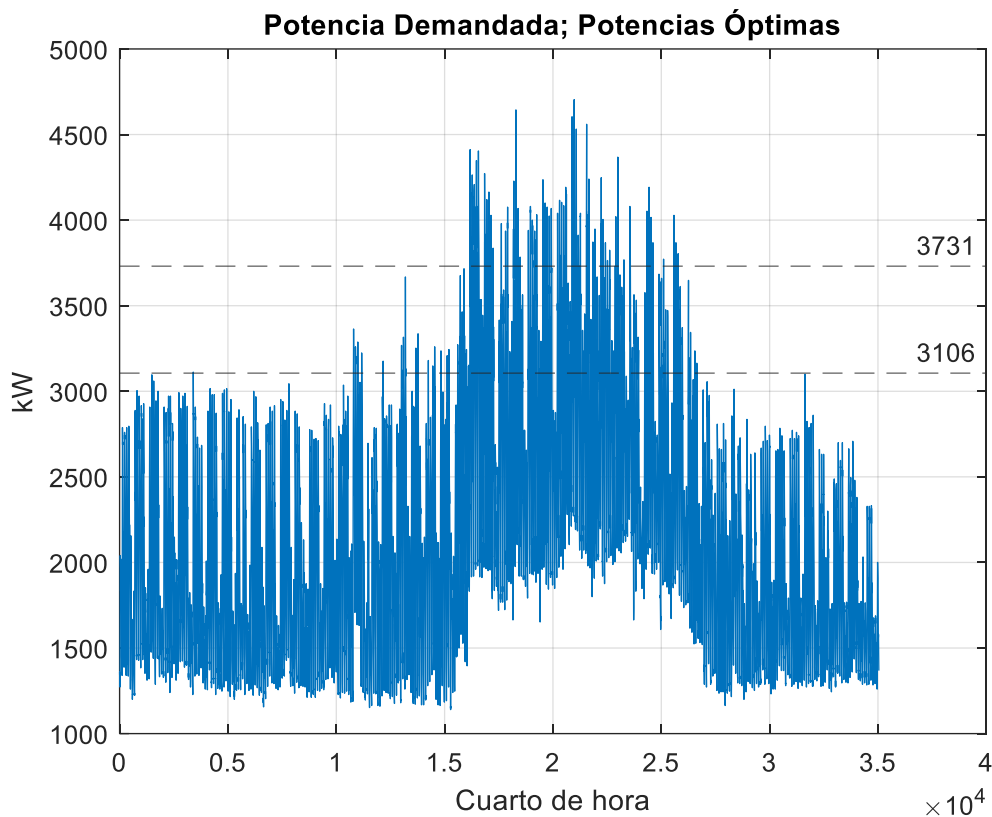


Ilustración 60 Potencia demandada anualmente cada cuarto de hora junto con las potencias óptimas obtenidas

Esta gráfica es muy interesante, ya que muestra como las potencias óptimas se adaptan de manera evidente a los periodos de consumo más altos, a pesar de que estos periodos son más cortos en el cómputo global.

Antes de la realización de este estudio, la empresa en cuestión tenía contratadas las siguientes potencias: [4000 4000 4000 4000 4000 4000] kW, esto es debido a que en función de su curva de demanda (la ilustración anterior) tomaron la decisión de pagar pocos excedentes, ya que, es lógico pensar que se pagará más, cuantas más penalizaciones existan. Además, y esto ocurre en muchos hogares españoles, se tiende a sobre dimensionar la potencia contratada por la preocupación de no satisfacer de demanda, en este caso por no incurrir en sanciones.

Por lo tanto el ahorro, después del presente estudio, ha sido:

	€
Coste Anual sin optimizar	365.987,395
Coste Anual optimizado	345.559,744
Ahorro:	20.427,651

Estos 20.427,651 € son antes de impuestos, por lo que en la factura este valor aumentaría.

10 CONCLUSIONES

El sistema y el mercado eléctrico son organismos complejos que operan para ofrecer un servicio común, electricidad a los consumidores. Entender cuál es el precio de esta, es una tarea complicada en la que intervienen toda la diversidad de factores que se han visto aquí. Sin embargo, si asumimos esos costes y además tratamos de adecuar nuestro consumo a los horarios que son más baratos, aún quedará un término que mejorar, la potencia.

Se ha visto, como a la hora de realizar la optimización de una tarifa eléctrica, el objetivo radica en la potencia. Y es que, es cierto que probablemente la mayor variación en el precio de la factura radique en el término de energía, pero, como agentes externos, no podemos intervenir en él y va a depender de cada consumidor el adaptarse mejor a los horarios de consumo más rentables. Pero se ha comprobado como optimizando el término de potencia se pueden conseguir resultados muy satisfactorios, lo que se traduce en ahorros económicos anuales.

Es rentable invertir en el proceso de mejora y optimización de la factura. Las grandes empresas tienen facturas eléctricas que en ocasiones puede significar el mayor gasto de la misma y hacer uso métodos de optimización para reducir el coste anual eléctrico es una inversión rentable, sobre todo si va acompañado de un estudio energético destinado proveer a la empresa de información adecuada de cómo cambiar hábitos de consumo o sobre instalación de energías renovables.

Si tuviésemos la capacidad de actuar en los hábitos de consumo, trataríamos de incentivar al máximo las demandas en los periodos 6 y 5 llegando incluso a proponer, si fuera posible, la instalación de autoconsumo mediante placas solares fotovoltaicas con baterías y realizando un algoritmo que optimice el almacenamiento y descarga de las baterías dependiendo del tiempo (soleado, nublado, previsión, etc) y de los hábitos de consumo, para lograr una eficiencia energética total.

En el caso de nuestro estudio es evidente, como los métodos utilizados, han mejorado la situación considerablemente y hace que sea una medida imprescindible que deberían de tomar las empresas junto con un estudio energético para realizar una optimización holística.

11 COMPETENCIAS

CT1: Capacidad para concebir, redactar, organizar, planificar, desarrollar y firmar proyectos en el ámbito de la ingeniería eléctrica. Esta competencia se ha desarrollado a lo largo de todo el proyecto, debiendo de organizar de manera ordenada los distintos bloques y secciones de los que trata el mismo. Esta organización ha tenido un planeamiento previo para realizarlo de la manera más eficiente posible y posteriormente se ha redactado tratando que el lector lea el proyecto de manera fluida y con conceptos bien explicados.

CT2: Capacidad para dirigir actividades objeto de los proyectos del ámbito de la ingeniería eléctrica. Esta competencia se ha desarrollado gracias a las habilidades adquiridas en relación con la profundidad de los conocimientos adquiridos y de la propia redacción del proyecto.

CT7: Capacidad para conocer, comprender y aplicar la legislación necesaria durante el desarrollo de la profesión de la ingeniería eléctrica. Esta competencia ha sido básica en este proyecto y se ha adquirido a lo largo del mismo gracias a una temática tan relacionada con leyes, y normativa muy específica que dictaban las normas a seguir en todo momento.

CT9: Capacidad para resolver problemas con iniciativa, toma de decisiones, autonomía y creatividad. Otra de las competencias fundamentales, esta se ha desarrollado concretamente en el desarrollo del algoritmo. A la hora de desarrollar un algoritmo, se siguen unas mismas normas y lenguaje pero es resultado suele ser muy personal y requiere de un esfuerzo creativo muy importante.

Competencias específicas del título asociadas:

TFG: Ejercicio original a realizar individualmente y presentar ante tribunal universitario consistente en proyecto en el ámbito de la ingeniería eléctrica: Esta es una competencia intrínseca a la asignatura y se adquiere en el proceso de elaboración del proyecto en su conjunto y posteriormente en la defensa ante el tribunal.

Competencias genéricas asociadas:

UAL2: Habilidad en el uso de las TIC: Evidentemente esta competencia se ha desarrollado en todo el proceso. Desarrollo de algoritmos, búsqueda de información, utilización de bases de datos, etc.

UAL3: Capacidad para resolver problemas: Competencia desarrollada gracias a la resolución de los problemas propuestos en el documento.

UAL4: Comunicación Oral y escrita en la propia lengua: Esta competencia se ve desarrollada al final del proyecto escrito, con la redacción del mismo en la propia lengua. Y oralmente en la defensa ante el tribunal universitario.

12 FASES DE DESARROLLO Y CRONOGRAMA

Este proceso ha constado de varias fases.

Comenzó con la elección del tema y del director. La elección del tema fue relativamente sencilla ya que presenta un reto de programación y la inmersión en un tema muy interesante cambiante y de actualidad, pues a fecha de la elección del tema aún no habían entrado en vigor las nuevas tarifas eléctricas sobre las que se centra este proyecto, es por ello que varias fases del mismo se comenzaron en un momento determinado y se continuaron más adelante.

En el siguiente paso la tarea fue organizativa, todo proyecto requiere de una buena organización y en este caso, pasaba por realizar un esquema de las secciones a tratar, ver cuáles eran los puntos más interesantes y donde extenderse más. Después se realizó una búsqueda de los documentos oficiales del estado que estarían involucrados en la redacción del proyecto, sobre todo los relacionados con las tarifas eléctricas, llegados a este punto hubo que esperar a las resoluciones de la CNMC debido a que aún no se había publicado toda la documentación referente al nuevo marco tarifario.

Le continuó la redacción del sistema eléctrico español junto con la introducción. Proceso en el que hubo de adentrarse en todos los aspectos del sistema eléctrico para conocer perfectamente su funcionamiento o al menos lo mejor posible para entender, posteriormente, la complejidad de determinar el precio de la electricidad.

A esto le siguió el precio de la electricidad. Quizás el apartado más complejo si se quiere profundizar en los mercados asociados a este y las variables que pueden influir en el resultado final.

La variedad de apartados surgidos de estas búsquedas es la base de todo el proyecto, al menos de la parte de comprensión del sistema. Se realizó una búsqueda de las principales fuentes de generación las ventajas de cada una, tendencias del mercado etc.

Continuando el apartado anterior se procedió al estudio de las nuevas tarifas recién publicadas, realizar una comparación con sus antecesoras para ver cómo se determina el precio horario al que ha de hacer frente los consumidores acogidos al sistema regulado. Aquí también se estudiaron las diferentes opciones para los consumidores y se exploró cómo funciona el mercado libre.

Se desarrollaron los algoritmos que implementamos en el proyecto.

Una vez hecho todo esto se procedió a la comprobación del funcionamiento del algoritmo ya solucionar errores y pulir fallos. Después de realizaron ensayos con el historial de consumos de varias empresas.

Por último, se redactaron los resultados y las conclusiones obtenidas de las pruebas y finalmente se redactó un resumen conciso del proyecto.

Actividad	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	Nº Horas
Elección de proyecto	■												5
Organización		■											10
Búsqueda de reglamentos y leyes de legislatura antigua sobre tarifas		■	■										25
Desarrollo del Sistema Eléctrico español				■									25
Mercado eléctrico y precio de la energía					■	■							50
Tarifas: Antiguas, Nuevas y Comparaciones		■							■	■			60
Desarrollo de los algoritmos						■	■			■	■	■	75
Redacción de partes inconclusas y revisión de errores											■		25
Bibliografía e índice. Resumen												■	25
Total													300

Tabla 38 Cronograma

13 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Datos numéricos de los países con mayor consumo energético. Fuente: https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html	8
Tabla 2 Centrales Nucleares en España; Fuente: https://energia.gob.es/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx	10
Tabla 3 Longitud total de líneas de Alta Tensión Instaladas en España (2005-2021): Fuente: https://www.ree.es/es [25]	19
Tabla 4 Comercializadoras de Referencia; Fuente: CNMC [33]	40
Tabla 5 Horario Tarifa 2.0 DHA; Fuente: BOE-A-2001-20850 [35]	43
Tabla 6 Horario Tarifa 2.1 DHA; Fuente: BOE-A-2001-20850 [35]	43
Tabla 7 Horario Tarifa 2.0 DHS y 2.1DHS; Fuente: BOE-A-2011-8910 [36]	44
Tabla 8 Horario Tarifa 3.0 A; Fuente: BOE-A-2001-20850 [35]	45
Tabla 9 Horario Tarifa 3.1 A; Fuente: BOE-A-2001-20850 [35]	46
Tabla 10 Horario Tarifas 6.X; Fuente: BOE-A-2001-20850 [35].....	46
Tabla 11 Tabla comparativa entre las nuevas tarifas y las antiguas	48
Tabla 12 Horario Tarifa 2.0 TD; Fuente: BOE-A-2020-1066 [37]	48
Tabla 13 Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año).....	61
Tabla 14 Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año).....	61
Tabla 15 Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año).....	61
Tabla 16 Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)	62
Tabla 17 Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)	62
Tabla 18 Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh).....	63
Tabla 19 Término de Potencia de los cargos (€/kW año)	63
Tabla 20 Término de Energía de los cargos (€/kWh)	64
Tabla 21 Término de Potencia de cargos + peajes (€/kW año).....	64
Tabla 22 Término de Energía de cargos + peajes (€/kWh).....	65
Tabla 23 Capacidad comercial interconexiones (MW) Previsión para Julio-2021	67
Tabla 24 Término de Energía de los pagos por capacidad (€/kWh).....	68
Tabla 25 Precio (€) de los derechos de emisión anuales (2010 - 2020); Fuente: https://www.sendeco2.com/es/precios-co2 [43]	35
Tabla 26 Precio (€) de los derechos de emisión actuales (01/2021– 07/2021)	35
Tabla 27 Coeficiente Kp antiguo [33]	79
Tabla 28 Coeficiente Kp nuevo [33]	79
Tabla 29 Tabla resumen de coeficientes Kp.....	80
Tabla 30 Término de exceso de potencia (€/kW)	80
Tabla 31 Tabla resumen de los bloques de iteración optimización de la tarifa 6.1 TD Error! Marcador no definido.	
Tabla 32 Cronograma	117

14 ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Consumo de electricidad (TWh) por países 2019. Fuente: https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html [3].....	7
Ilustración 2 Estructura básica del sistema eléctrico español.....	9
Ilustración 3 Generación eléctrica mediante energías renovables en USA desde 1950 a 2020; Fuente: https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us.php	11
Ilustración 4 Mix de generación eléctrica (TWh) de China; Fuente: https://chinaenergyportal.org/2020-electricity-other-energy-statistics-preliminary/ [10]	12
Ilustración 5 Emisiones mundiales de CO ₂ (tpc); Fuente: https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2 [15].....	13
Ilustración 6 Estructura actual de la generación eléctrica en España (27-06 – 02-07); Fuente: https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion [23].....	14
Ilustración 7 Potencia Total Instalada en España (MW); Fuente: https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada [24].....	15
Ilustración 8 Potencia total instalada en España (Julio 2015); [24].....	16
Ilustración 9 Longitud total de líneas de Alta Tensión Instaladas en España (2021): Fuente: https://www.ree.es/es [25]	17
Ilustración 10 Longitud total de líneas de Alta Tensión Instaladas en España (2005): Fuente: https://www.ree.es/es [25]	18
Ilustración 11 Mapa representativo de las Líneas eléctricas de alta tensión: Fuente: https://www.entsoe.eu/data/map/ [26]	20
Ilustración 12 Líneas eléctricas de alta tensión en la zona centro-oeste de Europa: Fuente https://www.entsoe.eu/data/map/ [26]	21
Ilustración 13 Zoom de las líneas de Alta Tensión en la zona norte del Canal de la Mancha; Fuente: https://www.entsoe.eu/data/map/ [26]	21
Ilustración 14 Interconexiones de los países escandinavos; Fuente: https://www.entsoe.eu/data/map/ [26]	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 15 Líneas eléctricas de Alta Tensión en Estados Unidos; Fuente: https://www.eia.gov/state/maps.php [10].....	22
Ilustración 16 Esquema Concepto de Smart Grid: Fuente: https://blog.gruponovelec.com/electricidad/como-funciona-smart-grid/	70
Ilustración 17 Esquema del funcionamiento de los flujos del dinero dentro del sistema eléctrico	26
Ilustración 18 Curva de casación de precios. Hora 14; 01/07/2021; Fuente: https://www.omie.es/ [32]	27
Ilustración 19 Curva de demanda energética general: Fuente REE [25].....	31
Ilustración 20 Estructura de generación mostrando: No renovables, Eólica y Nuclear; Fuente REE [25]	31
Ilustración 21 Personas que conocen la diferencia entre mercadolibre y regulado (%); Fuente CNMC	42
Ilustración 22 Término de energía para las diferentes tarifas acogidas al PVPC (13/01/2021); Fuente: REE.....	44
Ilustración 23 Distribución de los periodos horarios a lo largo del año en tarifas 6.X.....	47
Ilustración 24 Distribución de los periodos horarios a lo largo del año en tarifas 3.0 TD y 6.X TD	50

Ilustración 25 Comparativa de precios PVPC entre las nuevas tarifas y las tarifas antiguas; Datos de REE	52
Ilustración 26 Curva de demanda (23/06/2021) - Detalle; Fuente: REE	53
Ilustración 27 Curva de demanda (23/06/2021) – Detalle 2; Fuente: REE	54
Ilustración 28 Curva de demanda (25/06/2019); Fuente: REE.....	55
Ilustración 29 Modelo de factura 2.0 TD Cara A; Fuente: BOE-A-2021-7120	57
Ilustración 30 Modelo de factura 2.0 TD Cara B; Fuente: BOE-A-2021-7120	58
Ilustración 31 Esquema de distribución de conceptos de una factura eléctrica; Fuente CNMC	59
Ilustración 32 Déficits/Superávits del sistema eléctrico español (millones de €); Fuente CNMC	66
Ilustración 33 Capacidad comercial interconexiones (MW) Previsión para Julio-2021	67
Ilustración 34 Esquema resumen: Necesidad de los pagos por capacidad; Fuente: https://www.energiaysociedad.es/por-que-son-necesarios-los-pagos-por-capacidad/	68
Ilustración 35 Distribución de las emisiones de CO ₂ por tecnologías (28/06/2021 – 02/07/2021); Fuente: REE	34
Ilustración 36 datos de la media anual de las EUA de todos los años y además la media actual de 2021 (hasta Julio)	36
Ilustración 37 Detalle de Factura a simular.....	72

15 BIBLIOGRAFÍA

- (ACOGEN), A. E. (s.f.). *ACOGEN*. Recuperado el 2021, de <http://www.acogen.es/>
- (eia), E. I. (18 de Marzo de 2021). *Electricity in the United States is produced (generated) with diverse energy sources and technologies*. Recuperado el 2021, de <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us.php>
- (IDAE), I. p. (s.f.). *Cogeneración*. Recuperado el 2021, de <https://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/transformacion-de-la-energia/cogeneracion>
- Algarín, C. A. (2010). Optimización por Colonia de Hormigas: Aplicaciones y Tendencias. *Ingeniería Solidaria*, 6(10-11), 80-89.
- Atalaya Generación*. (Julio de 2021). Obtenido de <https://www.atalaya.eu/renovables/sistema-electrico.php#:~:text=El%20Sistema%20El%C3%A9ctrico%20Espa%C3%B1ol%20se,bilaterales%20entre%20productores%20y%20comercializadoras>
- Bernabeu, I. (s.f.). *ibiotech*. Recuperado el 2021, de <https://www.ibbiotech.com/es/info/que-es-la-genetica/>
- BFM. (23 de 12 de 2019). *BFM*. Recuperado el 2021, de <https://www.bfm.ru/news/432686>
- BOE. (2001). Recuperado el 2021, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2001-20850>
- BOE. (2011). Recuperado el 2021, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2011-8910>
- BOE. (2020). Recuperado el 2021, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-1066>
- BOE. (2021). Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-4239>
- BOE. (19 de 04 de 2021). *Orden TED/371/2021, de 19 de abril*. Recuperado el 2021, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-6390>
- BOE. (16 de 09 de 2021). *Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre*. Recuperado el 2021, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974>
- BOE. (s.f.). *BOE-A-2021-6390*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-6390>
- Carbono, F. (s.f.). *Mercados de Carbono*. Recuperado el 2021, de <http://futuracarbono.com/servicio/1/MERCADOS%20DE%20CARBONO>
- Change, U. N. (s.f.). *unfccc*. Recuperado el 2021, de https://unfccc.int/es/kyoto_protocol
- Change, U. N. (s.f.). *unfccc*. Recuperado el 2021, de <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>
- CNMC. (06 de 05 de 2021). *BOE*. Recuperado el 08 de 2021, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-8362>
- CNMC. (s.f.). *CNMC*. Recuperado el 2021, de <https://www.cnmc.es/>
- Coello, D. C. (2021). *Introducción a la Computación Evolutiva*.
- CSN. (s.f.). *Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)*. Obtenido de <https://www.csn.es/que-es-una-central-nuclear>

- Cuevas, E. (2015). El algoritmo “Artificial Bee Colony” (ABC). *Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial y su uso en el Procesamiento digital de Imágenes*, 18(55), 1-19.
- Datosmacro. (2018). *Emisiones de CO2*. (E. Fossil CO2 emissions of all world countries) Recuperado el 2021, de <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2>
- Demográfico, M. p. (2021). *Energía Nuclear; Centrales Nucleares en España*. Recuperado el Julio de 2021, de <https://energia.gob.es/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx>
- ENDESA. (2021). *ENDESA*. Obtenido de <https://www.endesa.com/es/luz-y-gas/autoconsumo-endesa/compensacion-excedentes>
- Endesa. (s.f.). *Futur-e: Litoral*. Recuperado el 2021, de <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/futur-e/convocatoria-Litoral>
- Enerdata. (Junio de 2021). *Tendencias energéticas mundiales*. Recuperado el 2021, de <https://es.enerdata.net/publicaciones/informes-energeticos/tendencias-energeticas-mundiales.html>
- Enerdata. (2021). *Consumo Global de electricidad*. Recuperado el 2021, de <https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html>
- ENERGYA VM. (Enero de 2020). Recuperado el 2021, de <https://www.energyavm.es/tendencias-energeticas-2020-en-la-industria/>
- ENTSOE. (2021). Recuperado el 2021, de <https://www.entsoe.eu/data/map/>
- España, R. E. (03 de Julio de 2021). *REE*. Recuperado el 2021, de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- España, R. E. (2021). *REE*. Recuperado el 2021, de <https://www.ree.es/es>
- Europea, C. (s.f.). *EU Emissions Trading System (EU ETS)*. Recuperado el 2021, de https://ec.europa.eu/clima/politicas/ets_en
- Farrás, L. (Abril de 2021). *La Vanguardia*. Recuperado el 2021, de <https://www.lavanguardia.com/economia/20210429/7134793/co2-dioxido-de-carbono-precio-caro-industria.html>
- Fernández, C. G. (2011). Programación Lineal e Ingeniería Industrial: una Aproximación al Estado del Arte. *Ingeniería Industrial. Actualidad y Nuevas Tendencias*, 2(6), 61-78. Obtenido de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=215021914005>
- Fundación, E. (s.f.). *Central térmica de Ciclo Combinado*. Recuperado el 2021, de <https://www.fundacionendesa.org/es/centrales-electricas-convencionales/a201908-central-termica-convencional-ciclo-combinado>
- G.E. Anaya Fuentes, E. H. (2016). Solución al Problema de Secuenciación de Trabajos mediante el Problema del Agente Viajero. *ELSEVIER: Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 13, 430-437.
- Gasto energético en la industria*. (s.f.). Recuperado el 07 de 2021, de <https://new.abb.com/drives/es/eficiencia-energetica/gasto-energetico-industria>

- Gómez, A. d., Arteaga, C. S., & Vasco, S. A. (2005). El método de máximos y mínimos de Fermat. *Lasallista de Investigación*, 2(2), 31-37. Obtenido de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=69520207>
- Holland, J. H. (1975). *Adaptation in natural and artificial systems*. Michigan.
- I.Ortega, E. M. (2012). Redes de Comunicación en Smart Grid. *Ingenius*(7), 36-55.
- Iberdrola. (s.f.). *Central Nuclear de Cofrentes*. (Iberdrola) Recuperado el 2021, de <https://www.cncofrentes.es/conocenos/caracteristicas-y-funcionamiento/recargas-de-combustible/>
- IEA. (Enero de 2021). *Conditions and requirements for the technical feasibility of a power system with a high share of renewables in France towards 2050*. Recuperado el Julio de 2021, de <https://www.iea.org/reports/conditions-and-requirements-for-the-technical-feasibility-of-a-power-system-with-a-high-share-of-renewables-in-france-towards-2050>
- IEA. (2021). *IEA*. Recuperado el 2021
- INE. (2021). *Encuesta de consumos energéticos 2019*.
- J.R., Q. G., & L.E., Q. G. (2015). *redalyc; Energía mareomotriz: potencial energético y medio ambiente*. Recuperado el 2021, de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=169443282007>
- Juanes, T. (02 de 09 de 2021). *Atalayar*. Recuperado el 2021, de <https://atalayar.com/content/europa-se-enfrenta-una-posible-escasez-en-el-suministro-de-gas-natural-este-invierno>
- López, E., Salas, O., & Murillo, A. (2014). EL PROBLEMA DEL AGENTE VIAJERO: UN ALGORITMO DETERMINÍSTICO USANDO BÚSQUEDA TABÚ. *Revista de Matemática: Teoría y Aplicaciones*, 21(1), 127-144. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/453/45331281008.pdf>
- Mateos, A., Martin, A. J., & Insua, S. R. (2004). Optimización Multiobjetivo basada en Metaheurísticas. *Anales de la Real Academia de Doctores de España*, 8, 159-177. Obtenido de <https://www.researchgate.net/publication/236168899>
- Medicine, T. N. (s.f.). *Evolution Resources at the National Academies*. Recuperado el 2021, de <https://www.nationalacademies.org/evolution/definitions>
- MIBGAS. (2021). *MIBGAS*. Recuperado el 2021, de <https://www.mibgas.es/>
- Miguel, B. d. (Enero de 2020). *El País*. Recuperado el 2021, de https://elpais.com/economia/2020/01/10/actualidad/1578691535_348064.html
- Moncayo-Martínez, L., & Muñoz, D. F. (2018). Un Sistema de Apoyo para la Enseñanza del Método Simplex y su Implementación en Computadora. *Formación Universitaria*, 11(6), 0-12. Obtenido de https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?pid=S0718-50062018000600029&script=sci_arttext
- Naturgy. (s.f.). *Ciclos Combinados de gas natural*. Recuperado el 2021, de <https://www.naturgy.es/es/conocenos/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html>

- Negrete, B. (Noviembre de 2019). *Redacción Médica*. Recuperado el 2021, de <https://www.redaccionmedica.com/secciones/neumologia/-la-contaminacion-contribuye-a-provocar-epoc-en-alguien-sano--1754>
- Novelec. (27 de 04 de 2017). *Novelec*. Recuperado el 2021, de <https://blog.gruponovelec.com/electricidad/como-funciona-smart-grid/>
- Nuclear, F. (2021). *Energía Nuclear en España*. Recuperado el Julio de 2021, de <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-espana/>
- OMIE. (1 de Julio de 2021). *OMIE*. Recuperado el 2021, de <https://www.omie.es/>
- País, E. (Febrero de 2018). Recuperado el 2021, de https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/02/23/companias/1519385116_703939.html
- Pérez, J. (2019). *ASTECSN*. Recuperado el 2021, de <https://www.csn.es/documents/10182/2237452/2019-10-25+-PRESENTACI%C3%93N+JULIO+P%C3%89REZ.pdf/1d6dbf50-2d97-1a0b-0199-daa449f4a1ea>
- Plus, M. (s.f.). *Genética*. (Biblioteca Nacional de Medicina de los Estados Unidos) Obtenido de <https://medlineplus.gov/spanish/ency/article/002048.htm>
- Portal, C. E. (2020). Recuperado el 2021, de <https://chinaenergyportal.org/2020-electricity-other-energy-statistics-preliminary/>
- Potosme, R. A. (2017). Algunos problemas clásicos de Optimización Combinatoria: una propuesta metodológica. Managua.
- R, C., O, B., E, C., & C., J. (2011). VALIDACIÓN DE UN ALGORITMO HÍBRIDO DEL PSO CON EL MÉTODO SIMPLEX Y DE TOPOLOGÍA DE EVOLUCIÓN PARAMÉTRICA. *Dyna*, 78(165), 255-265. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/496/49622372027.pdf>
- RACE. (s.f.). Recuperado el 2021, de <https://www.race.es/informacion-para-cargar-coche-electrico>
- REE. (Julio de 2021). *Potencia Instalada*. Recuperado el 2021 de 2021, de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- Sánchez, F. M. (2018). Una generalización del Teorema de los multiplicadores de Lagrange: condiciones de Karush-Kuhn-Tucker en Programación no lineal.
- sbiconnectors*. (s.f.). Recuperado el 2021, de <https://sbiconnectors.com/linea-de-transmision-hvdc-entre-belgica-y-reino-unido/>
- Sendeco. (2021). *Precio CO2*. Recuperado el 2021, de <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- TACC. (23 de 12 de 2019). *TACC*. Obtenido de <https://tass.ru/ekonomika/7408347>
- TTF, D. (s.f.). *theice*. Obtenido de <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5285051&span=3>
- Unidas, N. (2020). *Desafíos Globales: Población*. Recuperado el 2021, de <https://www.un.org/es/global-issues/population>
- Unidas, N. (s.f.). *Acuerdo de París*. Recuperado el 2021, de <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>

Villasur, S. (2021). *Roams energía*. Recuperado el 2021, de <https://energia.roams.es/luz/deficit-tarifario/>

Zita, A. (2021). Genes y Cromosomas.



Este trabajo pretende desarrollar un programa basado en algoritmos evolutivos que estudie los hábitos de consumo de la empresa en cuestión y proponga la tarifa más adecuada teniendo en cuenta posibles aumentos o disminución de consumo y potencia, así como las penalizaciones por demanda de energía superior a la contratada. Se pretende dar una ventaja competitiva a las empresas que hagan uso del mismo y a la vez puede servir como referencia, para determinar si económicamente es viable invertir en un proyecto, conociendo o suponiendo un determinado consumo ya que el coste de la electricidad es un factor determinante en la mayoría de negocios. Además, una vez obtenidos los resultados se pueden planificar múltiples escenarios, particularizando para cada empresa, donde se planteen una reducción del consumo o un consumo más eficiente, dentro de los márgenes de actuación de cada empresa. Para lograr minimizar los costes se tendrán en cuenta dos parámetros fundamentales como son la potencia y la energía que serán el objeto de la optimización.

This project aims to develop a program based on evolutionary algorithms that studies the consumption habits of a company and proposes the most appropriate rate, keeping in mind possible increases or decreases in consumption and power as well as penalties for energy demand greater than that contracted. We want to give a competitive advantage to companies that make use of it and at the same time it can serve as a reference, to determine if it is economically viable to invest in a project, knowing or assuming a certain consumption since the cost of electricity is a determining factor in most businesses. In addition, once the results are obtained, multiple scenarios can be planned, specifying for each company, where a reduction in consumption or more efficient consumption is proposed, within the margins of action of each company. In order to minimize costs, two fundamental parameters will be taken into account, such as power and energy, which will be the object of optimization.