



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA DE ESPAÑA CON LOS OBJETIVOS 2030

Autor: Javier Bueno Gutiérrez

Directores:

María del Mar Cledera Castro

Carlos Morales Polo

Madrid

Agosto 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Javier Bueno Gutiérrez

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Optimización energética de España con los objetivos 2030”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 26 de Agosto de 2019

ACEPTA

Fdo.



Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Optimización energética de España con los objetivos 2030”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2018/2019 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni
total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Javier Bueno Gutiérrez

Fecha: 26/ agosto/ 2019



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: María del Mar Cledera Castro

Carlos Morales Polo

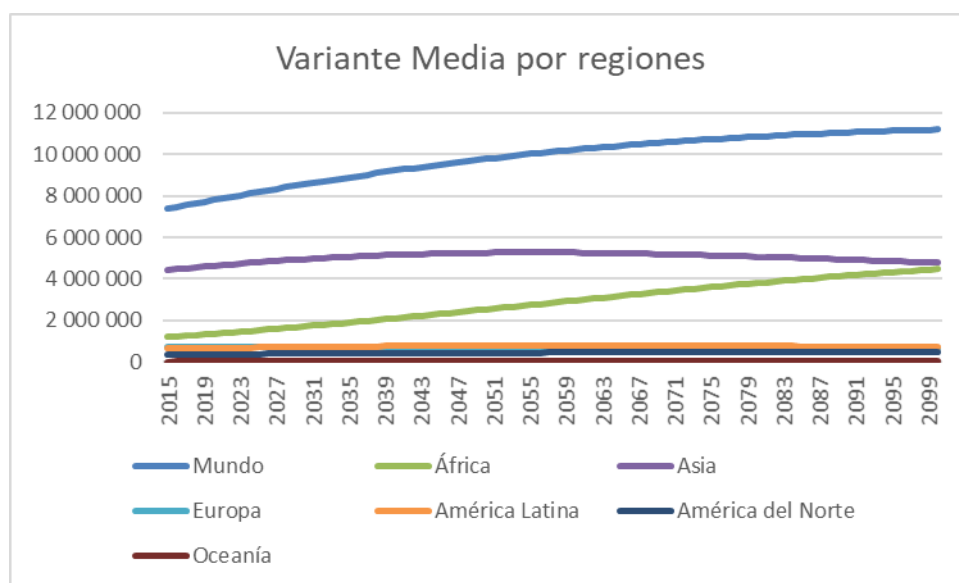
Fecha: 26/ agosto/ 2019

RESUMEN

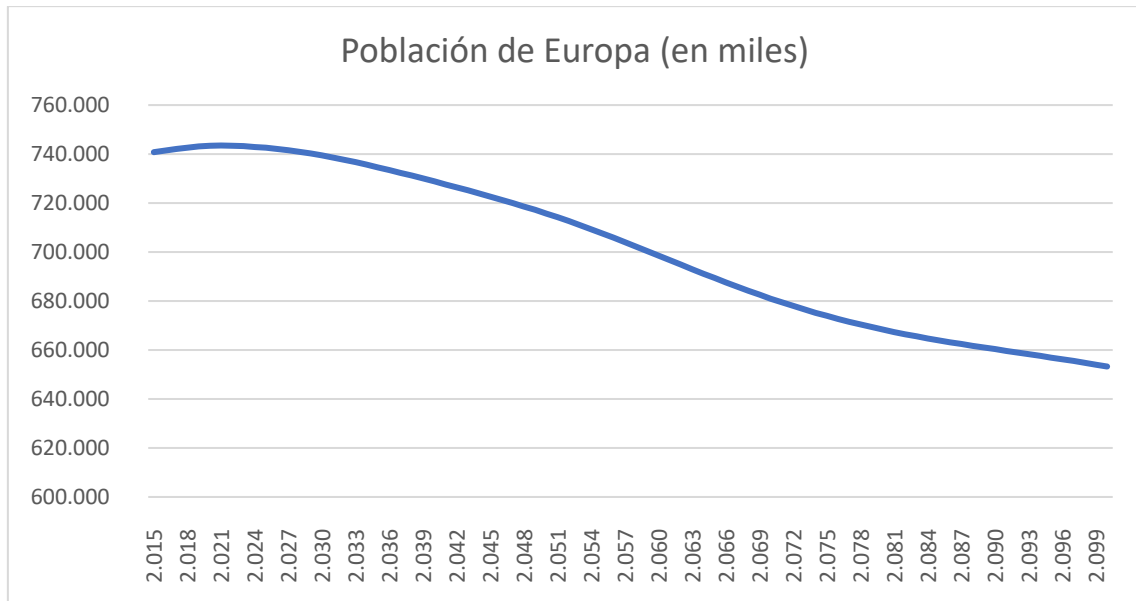
El objetivo de este proyecto es analizar la evolución de la demanda energética de España, de modo que conociendo la situación actual y los objetivos tanto europeos como nacionales, se pueda proponer un mix de generación eléctrica sostenible capaz de soportar una demanda energética cada vez más electrificada.

Para ello, en primer lugar, se analiza la previsión de la evolución de población y las características de las diversas centrales eléctricas. Esto último se puede ver en más detalle en el estado de la técnica.

En cuanto a la población, en la siguiente imagen se puede ver la expectativa del crecimiento por regiones:

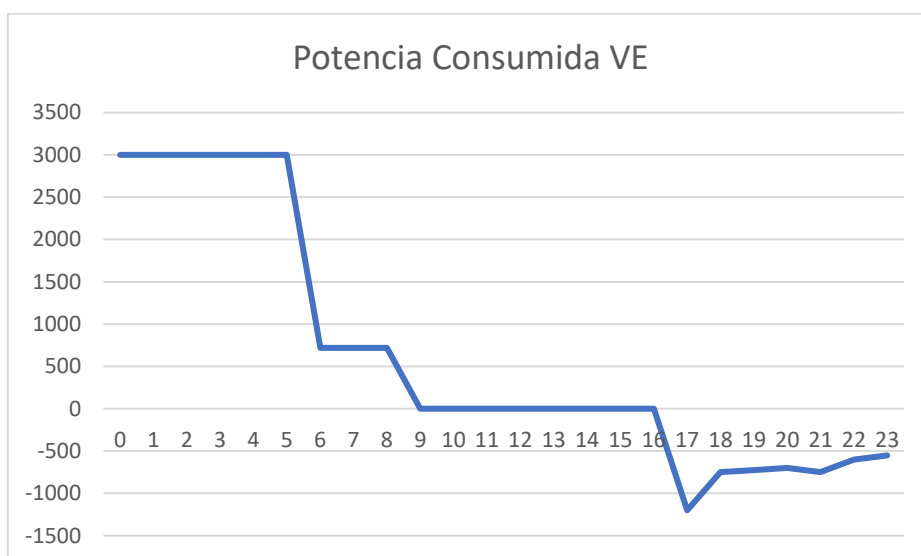


Dado que el trabajo se aplica a España, en la siguiente imagen se puede ver la expectativa para Europa:



Posteriormente se analizan los sectores de consumo energético, y se hace una previsión de la evolución de su consumo, motivado tanto por la mejora de eficiencia energética como de un mayor grado de electrificación.

Este fenómeno cobra mayor importancia en el sector transporte y residencial, ambos altamente ligados por las baterías de los vehículos eléctricos, capaces de prestar ayuda al sector eléctrico, moviendo parte de la carga de las horas de pico a las horas valle. A continuación, se puede ver una gráfica mostrando el comportamiento de las baterías de los VE:



Este uso de las baterías podría ayudar al sistema eléctrico reduciendo el apuntamiento de carga entre las horas valle y punta. En cálculos posteriores se ha supuesto una reducción de dicha diferencia del 0,5 y 1% en los casos de: suficiente VE (electrificación mínima para cumplir los requisitos del Clean Mobility Package) y electrificación (mayor grado de electrificación) respectivamente.

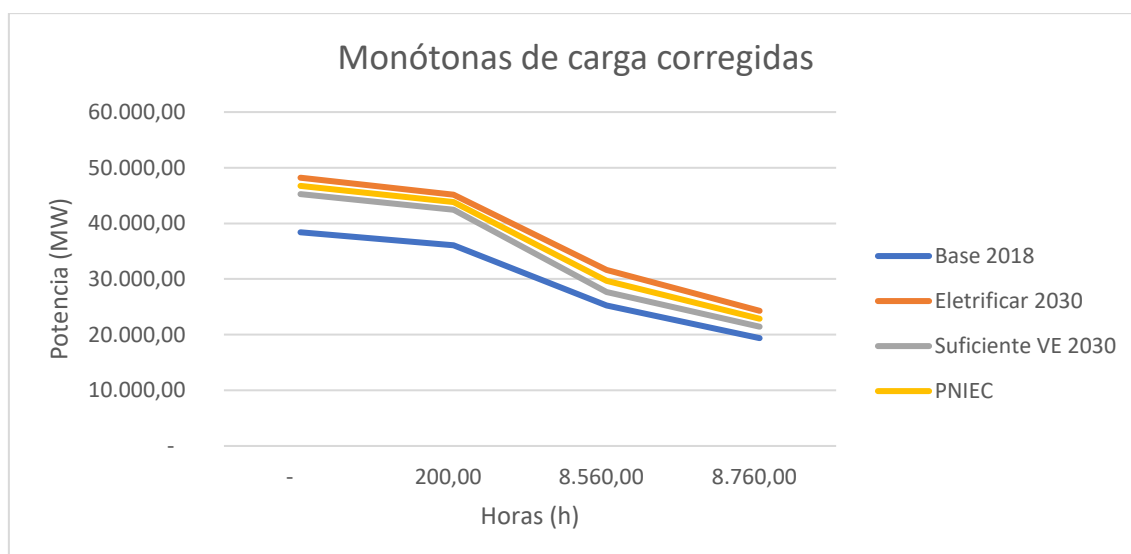
El siguiente punto trata los objetivos futuros, impuestos tanto por la Comisión Europea como un borrador entregado por España con el fin de reducir el impacto ambiental del sector energético. En específico, los objetivos que se han tenido en cuenta son los del año 2030, ya que suponen un hito en dicho sector, y son objetivos claramente cuantificados (los cuales podrán cambiar a lo largo de los próximos años)

Usando dichos parámetros, se han calculado los requisitos para el sistema eléctrico:

| Escenario | Emisiones GEI (kton) | Pico demanda (MW) | Generación RES (%) | Generación RES (GWh) |
|-----------------|----------------------|-------------------|--------------------|----------------------|
| UE 2030 Elec | 30.000,00 | 48.208,30 | 70% | 235.247,21 |
| UE 2030 VE | 30.000,00 | 45.257,38 | 70% | 214.852,72 |
| PNIEC | 19.650,00 | 46.075,82 | 74% | 237.909,96 |

Las emisiones para los objetivos de la Comisión Europea son más difusas, por lo que se ha supuesto una reducción de los GEI en el sector eléctrico de un 55% aproximadamente.

Con la información anterior, y partiendo de la monótona de carga actual, se han creado tres curvas de consumo esperadas para el año 2030:



Junto a estas previsiones se presentan posibles parques eléctricos, centrados principalmente en las energías renovables, respaldadas por motivos técnicos y económicos. Las potencias a instalar son las siguientes:

| Escenario | Nueva eólica (GW) | Nueva FV (GW) |
|--------------|-------------------|---------------|
| UE 2030 Elec | 42.387,00 | 28.154,00 |
| UE 2030 VE | 35.395,00 | 24.658,00 |
| PNIEC | 43.300,00 | 28.610,00 |

Con dichos escenarios, se espera la siguiente generación no renovable:

| Escenario | Generación no RES (GWh) | Nuclear cerrando (GWh) | CC, Cogeneración (GWh) | Emisiones |
|--------------|-------------------------|------------------------|------------------------|---------------|
| UE 2030 Elec | 68.424,40 | 31.259,00 | 37.165,40 | 12.909.551,93 |
| UE 2030 VE | 41.402,00 | 31.259,00 | 10.143,00 | 3.523.213,58 |
| PNIEC | 53.581,82 | 31.259,00 | 22.322,83 | 7.753.923,92 |

Por último, se presenta un estudio para analizar la viabilidad económica de una sociedad cada vez más dependiente del sector eléctrico.

Las hipótesis tomadas para dicho estudio son las siguientes:

- Valor residual de las instalaciones nulo al final de la vida útil del proyecto (20 años)
- Ingresos por venta de energía y costes actualizado con la inflación (valor del 1%)

- Se ha tomado como año base el comienzo de operación de las instalaciones
- Tasa de retorno constante a lo largo de todos los años
- Precio de venta de energía constante a lo largo de los 20 años de proyecto (se ha supuesto como valor medio)

En este estudio se puede ver la tasa interna de retorno de las tecnologías renovables más relevantes, así como su periodo de retorno y una estimación de los costes de inversión para cumplir con las metas europeas y nacionales:

| Escenario | Nueva eólica (€) | Nueva FV (€) |
|--------------|-------------------|-------------------|
| UE 2030 Elec | 39.304.309.090,91 | 18.428.072.727,27 |
| UE 2030 VE | 32.820.818.181,82 | 16.139.781.818,18 |
| PNIEC | 40.150.909.090,91 | 18.726.545.454,55 |

Las tasas internas de retorno obtenidas son las siguientes:

| Tecnología | TIR (con inflación) |
|--------------|---------------------|
| Eólica | 2.383% |
| Fotovoltaica | 4.654% |

Esta primera tabla muestra el TIR con datos actuales, mientras que la siguiente lo hace con unos costes más reducidos (usados en los costes de inversión para los proyectos posteriores a 2025):

| Tecnología | TIR (con inflación) |
|--------------|---------------------|
| Eólica | 3.753% |
| Fotovoltaica | 8.194% |

También se ha creado otro modelo, el cual parte de nuevas hipótesis:

- El precio de la electricidad se reduce en un 2,5% anual a 6 años vista, tras el cual se estabiliza

- Se tiene en cuenta el aprovechamiento económico de los generadores:
 - Los aerogeneradores tienen una utilidad económica del 95%, ya que producen más energía en las horas valle, con precios inferiores a los de media
 - Los paneles FV tienen un rendimiento económico del 105%, ya que generan energía en las horas pico, con precios superiores a la media. Debido a la gran cantidad de potencia a instalar, se supone un rendimiento del 90% a partir del año 2025, debido a la bajada de los precios en estas horas resultado de la gran generación renovable

- Mayor producción (GWh por MW). Mejora del 3%

Así pues, con este modelo se obtienen los siguientes parámetros:

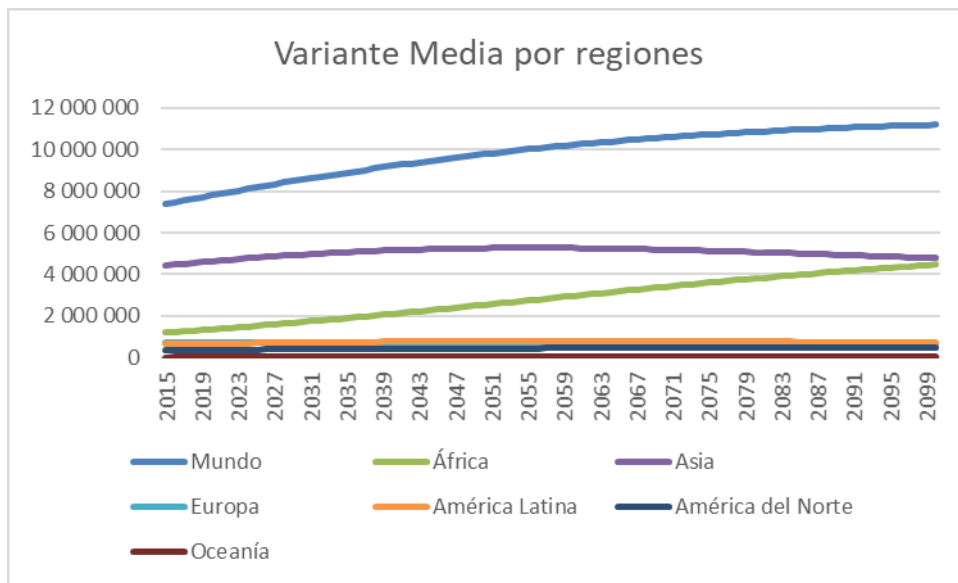
| Parámetro | Eólica | FV |
|-------------------------|------------|------------|
| TIR | 4,733% | 5,933% |
| Periodo de retorno r=3% | 16,25 años | 14,75 años |

ABSTRACT

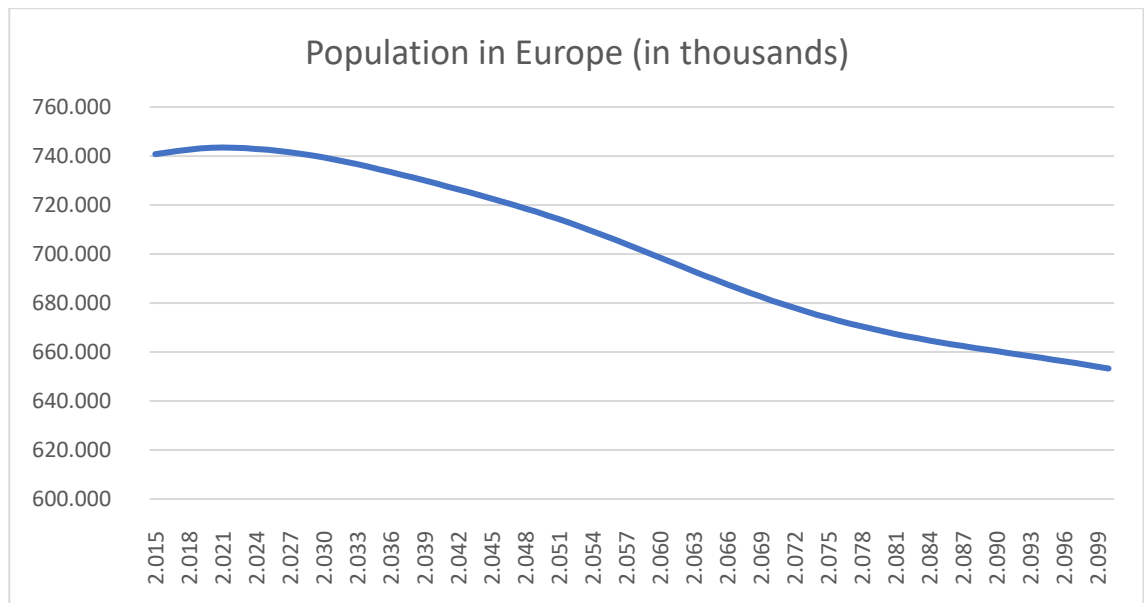
The aim of this project is to analyze the evolution of the energetic demand in Spain, so that, being aware of the actual situation and the objectives, both European and national, an electric generation mix, capable of withstanding a more electrified demand, can be proposed.

In order to reach this goal, both the changes in population and the characteristics of the actual power plants are analyzed. This last point can be seen in the introduction and in the technical background.

Regarding the population, the prospects for the change in population by regions can be seen in the following image:

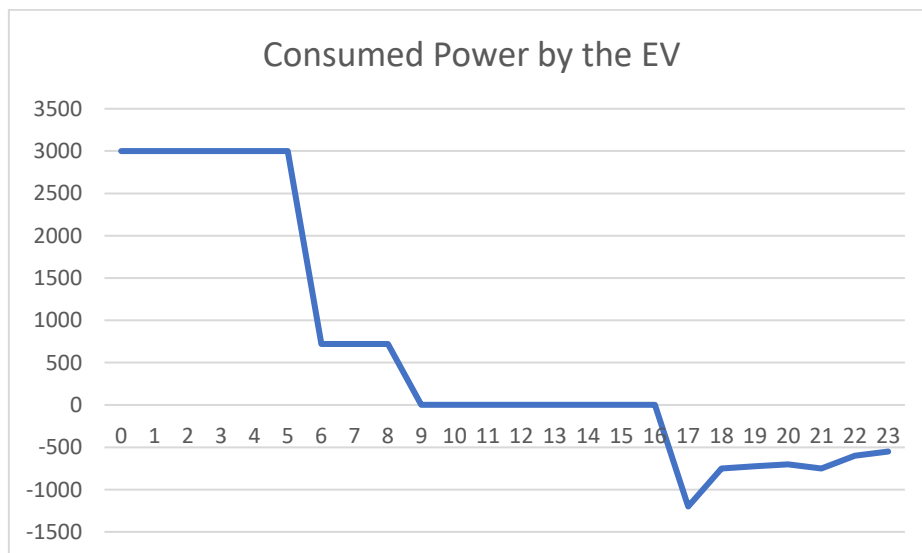


Considering that the project is focused in Spain, the prospect for Europe can be found here:



Afterwards, backed with the analysis of the energy consumption sectors, and triggered by the increase of energy efficiency and a higher degree of demand electrification, a prediction of the evolution of these sectors has been made.

This phenomenon takes a bigger role in the transport and residential sectors, with are highly linked due to the batteries of the electric vehicles, capable of helping the grid and the system by moving part of the load from the peak-consumption periods to the low demand ones. This behavior can be seen in the following image:



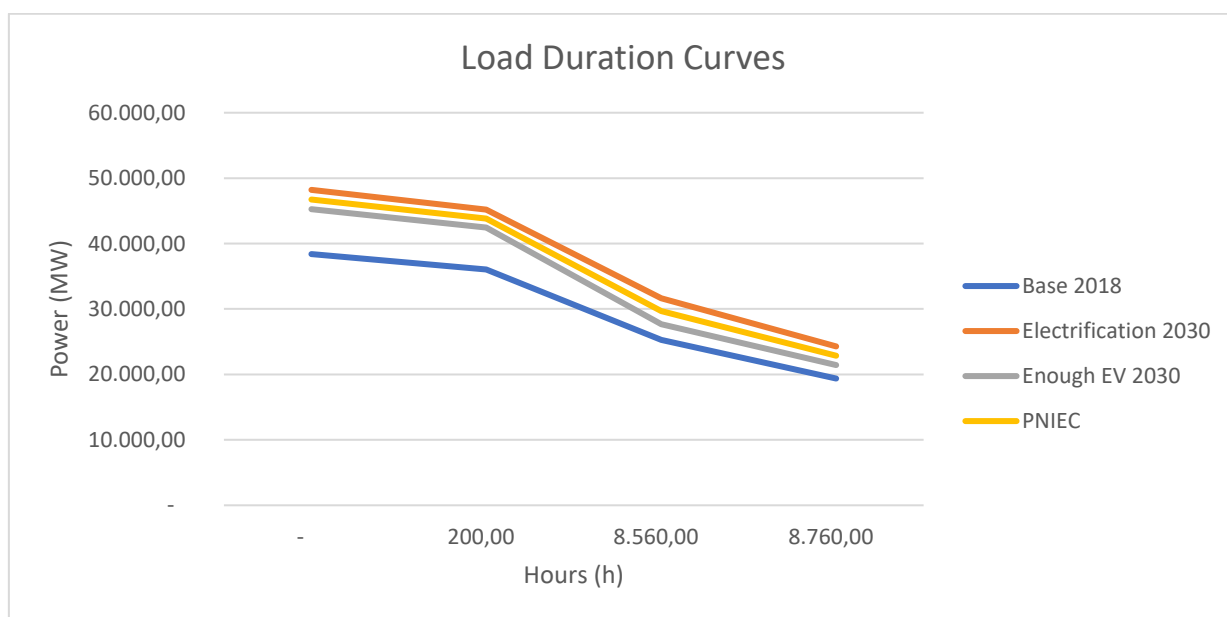
This could help the system by reducing the difference in load between the peak and the valley hours. In posterior calculations, a reduction of this difference has been considered: 0,5 and 1% for the cases: enough EV (minimum electrification to meet the Clean Mobility Package objectives) and electrification (higher degree of electrification), respectively.

The next section studies the future objectives, imposed both by the European Commission and a draft designed by Spain with the objective of reducing the environmental impact of the energetic sector. In specific, the objectives which have been considered are the 2030 ones, since they represent a milestone in this sector, and they are precisely quantified (even though they could change in the future years) Using these parameters, a series of requisites have been calculated:

| Scenario | Emissions GG (kton) | Peak load (MW) | RES generation (%) | RES generation (GWh) |
|--------------|---------------------|----------------|--------------------|----------------------|
| UE 2030 Elec | 30.000,00 | 48.208,30 | 70% | 235.247,21 |
| UE 2030 EV | 30.000,00 | 45.257,38 | 70% | 214.852,72 |
| PNIEC | 19.650,00 | 46.075,82 | 74% | 237.909,96 |

The European Commission greenhouse gases objectives are dim, so a minimum reduction of a 55% has been considered.

With the previous information, a series of electric demand curves will be presented. Each one of these curves' answers to a different evolution of the objectives and the degree of electrification:



Alongside with these predictions, possible electric mixes have been proposed, mainly focused on renewable energy sources, and backed by technical and economic reasons.

These are the power plants needed:

| Scenario | New Wind (GW) | New PV (GW) |
|--------------|---------------|-------------|
| UE 2030 Elec | 42.387,00 | 28.154,00 |
| UE 2030 EV | 35.395,00 | 24.658,00 |
| PNIEC | 43.300,00 | 28.610,00 |

This leaves the following non-renewable generation:

| Scenario | Non-RES generation (GWh) | Nuclear (closing) (GWh) | CC, Cogeneration (GWh) | Emissions |
|--------------|--------------------------|-------------------------|------------------------|---------------|
| UE 2030 Elec | 68.424,40 | 31.259,00 | 37.165,40 | 12.909.551,93 |
| UE 2030 EV | 41.402,00 | 31.259,00 | 10.143,00 | 3.523.213,58 |
| PNIEC | 53.581,82 | 31.259,00 | 22.322,83 | 7.753.923,92 |

Lastly, the economic viability of a more electric-dependent society has been studied.

The following hypothesis have been considered in the economic calculations:

- Salvage value equal to zero at the end of the life cycle of the projects (20 years)
- Energy selling incomes and costs actualized by the inflation (1%)
- The starting operation year of the facilities is considered year 0 in the calculations
- Constant rate of return through all the years
- Electricity selling price is constant through the 20 years of operation of the facilities.

In this study, a series of parameters have been calculated, like the internal rate of return of the most relevant renewable sources, as well as their payback period and an investment cost estimation of the new generation in order to accomplish the goals:

| Scenario | New Wind (€) | New PV (€) |
|--------------|-------------------|-------------------|
| UE 2030 Elec | 39.304.309.090,91 | 18.428.072.727,27 |
| UE 2030 EV | 32.820.818.181,82 | 16.139.781.818,18 |
| PNIEC | 40.150.909.090,91 | 18.726.545.454,55 |

The internal rates of return calculated are as follows:

| Technology | IRR (with inflation) |
|------------|----------------------|
| Wind | 2.383% |
| PV | 4.654% |

This first table shows the IRR with actual data, while the following ones take lower costs (used in the investment estimation for projects entering the system post-2025):

| Technology | IRR (with inflation) |
|------------|----------------------|
| Wind | 3.753% |
| PV | 8.194% |

Another model has been created, based on new hypothesis:

- Pool price for electricity is reduced 2,5% per annum, with a horizon of 6 years, beyond which it stabilizes
- The economic efficiency of the generation has been considered:
 - For wind generators, an efficiency of 95% has been considered, due to the greater generation during valley hours, with a lower price
 - For PV panels, an efficiency of a 105% has been considered, due to the production at peak consumption hours, with a higher price. Also, because of the high power to be installed in renewable energies, and since solar energy brings the prices down, an efficiency of a 90% has been considered beyond 2025.
- Greater production (GWh per MW). Increase of a 3%

With these data, the new model has the following parameters:

| Parameter | Wind | PV |
|---------------------|-------------|-------------|
| IRR | 4,733% | 5,933% |
| Payback period r=3% | 16,25 years | 14,75 years |



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA DE ESPAÑA CON LOS OBJETIVOS 2030

Autor: Javier Bueno Gutiérrez

Directores:

María del Mar Cledera Castro

Carlos Morales Polo

Madrid

Agosto 2019

Contenido

| | | |
|------------|--|----|
| 1. | Objetivos | 24 |
| 2. | Introducción | 25 |
| 2.1. | Consumo energético per cápita: | 26 |
| 2.2. | Población..... | 28 |
| 2.3. | Características de las tecnologías..... | 30 |
| 2.3.1. | Centrales nucleares | 30 |
| 2.3.2. | Centrales térmicas clásicas..... | 30 |
| 2.3.3. | Centrales térmicas avanzadas | 31 |
| 2.3.4. | Centrales térmicas con captura y almacenamiento de CO2 | 31 |
| 2.3.5. | Centrales de ciclo combinado | 31 |
| 2.3.6. | Energía eólica | 32 |
| 2.3.7. | Energía solar | 32 |
| 2.3.8. | Energía marina | 33 |
| 2.3.9. | Centrales de biomasa | 33 |
| 2.3.10. | Centrales geotérmicas..... | 33 |
| 2.3.11. | Centrales de cogeneración..... | 34 |
| 2.3.12. | Centrales hidroeléctricas..... | 34 |
| 2.3.13. | Hidrógeno..... | 34 |
| 3. | Estado de la técnica..... | 36 |
| 3.1. | Centrales hidroeléctricas..... | 36 |
| 3.1.1. | Centrales de acumulación | 36 |
| 3.1.2. | Centrales de derivación..... | 37 |
| 3.1.3. | Centrales de salto mixto..... | 38 |
| 3.1.4. | Centrales de bombeo | 39 |
| 3.2. | Centrales de energía fósil..... | 40 |
| 3.2.1. | Ciclo convencional..... | 41 |
| 3.2.2. | Ciclo combinado | 43 |
| 3.2.3. | Centrales de cogeneración..... | 46 |
| 3.3. | Centrales nucleares | 47 |
| 3.3.1. | Tipos de reacciones nucleares | 47 |
| 3.3.2. | Reactores nucleares | 48 |
| 3.3.2.1. | Componentes | 48 |
| 3.3.2.2. | Tipos | 49 |
| 3.3.2.2.1. | PWR | 49 |
| 3.3.2.2.2. | BWR..... | 50 |

| | | |
|----------|--|-----|
| 3.4. | Centrales eólicas | 51 |
| 3.4.1. | Aerogeneradores de eje vertical (VAWT)..... | 53 |
| 3.4.2. | Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) | 54 |
| 3.5. | Centrales solares | 56 |
| 3.5.1. | Fotovoltaica..... | 56 |
| 3.5.2. | Termosolar | 59 |
| 4. | Descripción del modelo desarrollado | 62 |
| 4.1. | El sistema eléctrico..... | 64 |
| 4.2. | Sectores de consumo eléctrico | 66 |
| 4.2.1. | Transporte | 66 |
| 4.2.2. | Residencial..... | 70 |
| 4.2.2.1. | Batería VE diseño preliminar..... | 73 |
| 4.2.2.2. | Batería VE diseño final..... | 75 |
| 4.2.3. | Industria, servicios y otros | 80 |
| 4.3. | Generación eléctrica | 81 |
| 4.3.1. | Objetivos | 81 |
| 4.3.1.1. | 2020..... | 81 |
| 4.3.1.2. | 2030..... | 81 |
| 4.3.1.3. | PNIEC | 81 |
| 4.3.1.4. | 2050..... | 83 |
| 4.3.2. | Demanda eléctrica | 84 |
| 4.3.3. | Generación eléctrica | 90 |
| 4.4. | Análisis económico..... | 96 |
| 4.4.1. | Modelo actual | 96 |
| 4.4.2. | Modelo futuro | 101 |
| 5. | Conclusiones..... | 103 |
| | Anexos..... | 107 |
| | | 114 |
| | Bibliografía | 115 |

| | |
|--|----|
| Ilustración 1: Evolución energética global 1800-2016 (Roser, 2018)..... | 25 |
| Ilustración 2: Consumo energético per cápita en el mundo (Roser, 2018) | 27 |
| Ilustración 3: Población mundial 1950-2100 (Roser, 2018) | 28 |
| Ilustración 4: Estimación población mundial (Elaboración propia con datos de Naciones Unidas) | 29 |
| Ilustración 5: Evolución demográfica por regiones (Elaboración propia con datos de Naciones Unidas) | 29 |
| Ilustración 6: Esquema de una central hidroeléctrica tipo pie de presa (UNESA, 2018) | 37 |
| Ilustración 7: Esquema de una central hidroeléctrica en derivación (SE, 2019)..... | 38 |
| Ilustración 8: Esquema de una central hidroeléctrica con salto mixto (Hidroproyectos, 2019) . | 39 |
| Ilustración 9: Central de La Muela (FCC, 2019)..... | 40 |
| Ilustración 10: Esquema de una central térmica de carbón (UNESA, 2018)..... | 41 |
| Ilustración 11: Diagrama T-S y estructura de un ciclo Rankine (Díaz Pampín, 2015)..... | 42 |
| Ilustración 12: Esquema de una central de ciclo combinado (UNESA, 2018) | 44 |
| Ilustración 13: Esquema interno de una CTCC (Díaz Pampín, 2015) | 45 |
| Ilustración 14: Eficiencia cogeneración-convencional (Díaz Pampín, 2015) | 46 |
| Ilustración 15: Esquema de una central PWR (Quora, 2019) | 50 |
| Ilustración 16: Esquema de una central BWR (Quora, 2019)..... | 51 |
| Ilustración 17: Crecimiento energía eólica global (WWEA, 2018) | 52 |
| Ilustración 18: Comparación sotavento y barlovento (G15, 2016) | 55 |
| Ilustración 19: Efecto fotoeléctrico (CDC, 2019) | 57 |
| Ilustración 20: Esquema de una central fotovoltaica (UNESA, 2018)..... | 59 |
| Ilustración 21: Esquema de una central solar térmica (UNESA, 2018) | 60 |
| Ilustración 22: Incremento rendimiento con sales fundidas (Naturgy, 2019) | 61 |
| Ilustración 23: Consumo eléctrico per cápita UE (Eurostat, 2019)..... | 62 |
| Ilustración 24: Consumo eléctrico según sectores (EEA, 2019)..... | 63 |
| Ilustración 25: Generación sistema peninsular español (REE, 2019) | 65 |
| Ilustración 26: Consumo eléctrico residencial, (IEEE, 2010) | 67 |
| Ilustración 27: Impacto de un vehículo eléctrico al perfil de demanda residencial EU-27 (IEEE, 2010) | 69 |
| Ilustración 28: Consumo eléctrico con VE + Pila de combustible (IEEE, 2010)..... | 70 |
| Ilustración 29: Especificaciones batería Powerwall 2 (Tesla, 2019)..... | 71 |
| Ilustración 30: PVPC a día 13/05/2019 (ESIOS, 2019) | 72 |
| Ilustración 31: Perfil simplificado de consumo de la batería del VE (Elaboración propia con datos de: (IEEE, 2010)) | 73 |
| Ilustración 32: PVPC medio simplificado (Elaboración propia con datos de: (ESIOS, 2019))..... | 74 |
| Ilustración 33: Distancia diaria de un vehículo (SJUS, 2009)..... | 75 |
| Ilustración 34: Consumo VE Perfil 1 | 78 |
| Ilustración 35: Consumo VE Perfil 2 | 80 |
| Ilustración 36: Evolución de las emisiones, PNIEC: (MITECO, 2019)..... | 83 |
| Ilustración 37: Emisiones por tecnología (generales) (Nuclear, 2007) | 84 |
| Ilustración 38: Monótona de carga 2014 (REE, 2015)..... | 85 |
| Ilustración 39: Objetivos de mejora de eficiencia energética (MITECO, 2019) | 87 |
| Ilustración 40: Evolución de la demanda eléctrica (Deloitte, 2018) | 88 |
| Ilustración 41: Monótonas de carga 2030. Elaboración propia con datos de (REE, 2019) | 88 |
| Ilustración 42: Perfil diario de demanda eléctrica en 2030 (Deloitte, 2018) | 89 |
| Ilustración 43: Monótonas de carga propuestas | 90 |
| Ilustración 44: Potencia instalada España (REE, 2019) | 90 |

| | |
|--|-----|
| Ilustración 45: Cierre de las centrales nucleares en España (Cinco Días, 2019)..... | 92 |
| Ilustración 46: Valores necesarios de inercia (Nuclear, 2007) | 93 |
| Ilustración 47: Vertidos renovables brutos en función del ratio FV-eólica (Deloitte, 2018) | 95 |
| Ilustración 48: Variación pool eléctrico (OMIP, 2019) | 101 |
| Ilustración 49: Uso de recursos energéticos según sector (Deloitte, 2018) | 103 |
| Ilustración 50: TIR Eólica costes base (sin descontar inflación) | 112 |
| Ilustración 51: TIR Eólica costes actualizados (sin descontar inflación)..... | 112 |
| Ilustración 52: TIR FV costes base (sin descontar inflación) | 113 |
| Ilustración 53: TIR FV costes actualizados (sin descontar inflación) | 113 |
| Ilustración 54: TIR Eólica Nuevo Modelo | 114 |
| Ilustración 55: TIR FV Nuevo Modelo..... | 114 |

1. Objetivos

Este TFM tiene como objetivo analizar el consumo eléctrico en una población (en específico, el de España), así como medidas que se pueden tomar para optimizar el consumo y el consiguiente mix energético que se podría usar para abastecer la nueva demanda.

Debido al largo horizonte de las decisiones en este sector, se tendrá en cuenta la evolución de la demanda eléctrica, debida, en gran medida, a la población y a la mejora de la eficiencia energética.

Gran parte de este trabajo podría aplicarse a cualquier país, teniendo los datos necesarios, como la estructura de la demanda eléctrica y las centrales ya existentes en dicho sistema. No obstante, el principal objetivo de este trabajo es el sistema español, así que los datos tomados son los necesarios para analizar dicho sistema.

2. Introducción

El ser humano ha usado diversas fuentes de energía a lo largo de la historia. A medida que la tecnología avanzaba, se obtenía mayor energía de un modo más competitivo, sustituyendo la fuerza humana/animal por grandes máquinas, capaces de generar una cantidad de energía inimaginable para nuestros antecesores.

La demanda energética ha crecido ampliamente durante las últimas décadas, debida tanto a un mayor consumo energético relativo (per cápita) como al aumento de población.

En la ilustración inferior se puede ver la evolución del consumo de energía primaria en el mundo en los últimos dos siglos:

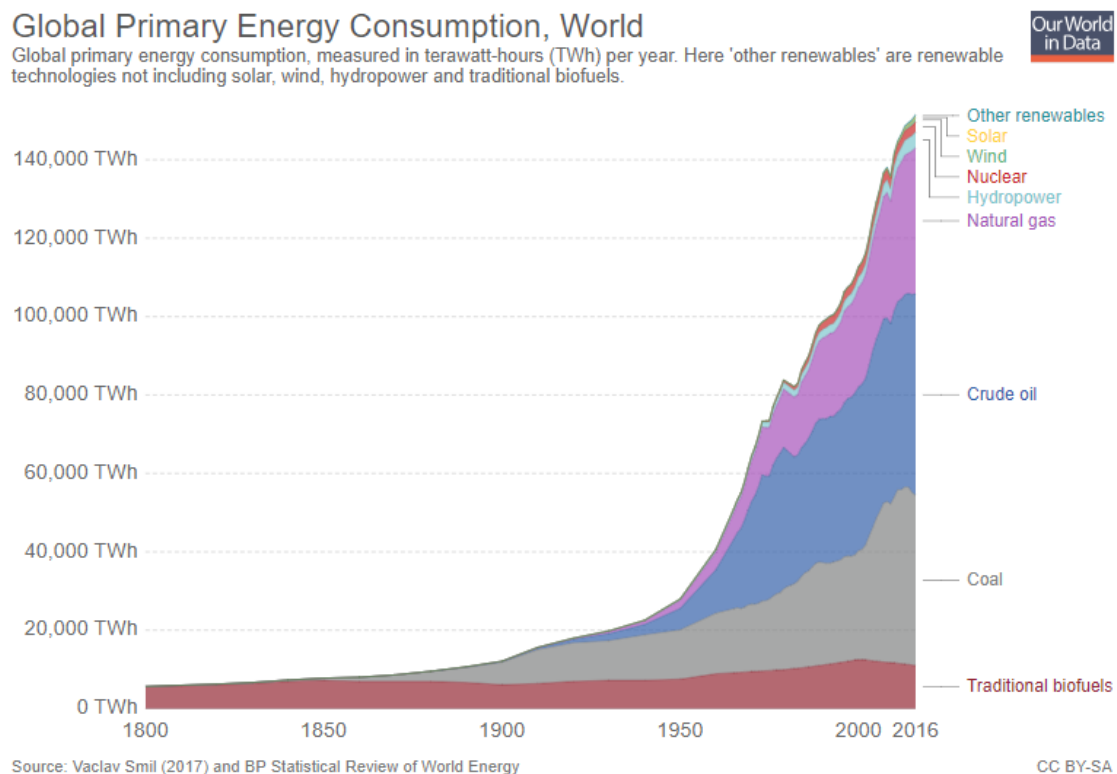


Ilustración 1: Evolución energética global 1800-2016 (Roser, 2018)

Como se puede ver, durante esta última etapa de la historia de la humanidad, la demanda energética ha aumentado considerablemente. Para hacer frente a este auge energético, se han desarrollado nuevas tecnologías, capaces de satisfacer la demanda de un modo más económico y ecológico.

Los factores más determinantes a la hora de estudiar la demanda energética de una región (o del mundo entero) son el consumo energético per cápita, y la población.

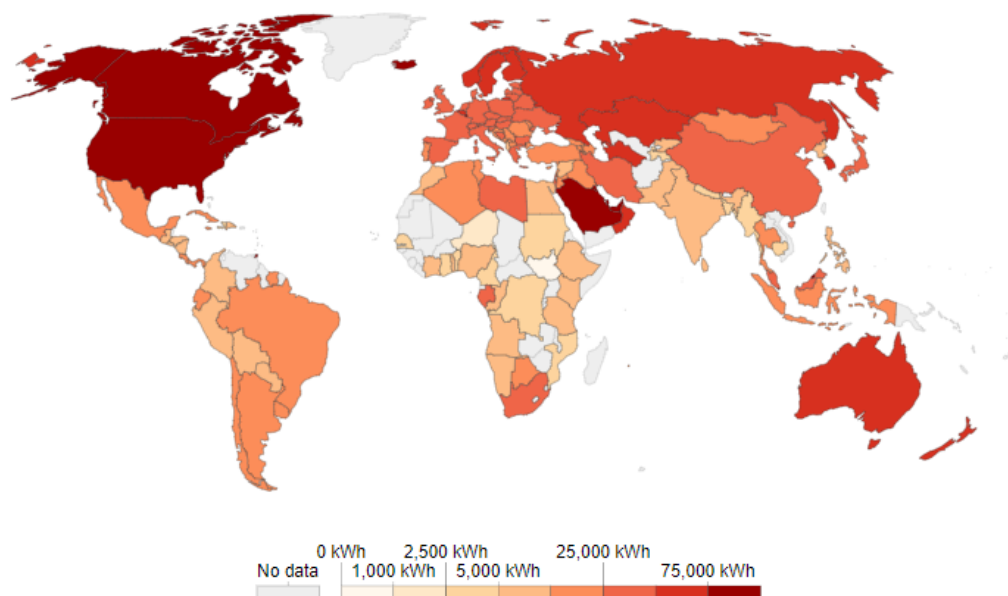
2.1. Consumo energético per cápita:

El consumo energético per cápita ha crecido a lo largo de la historia de la humanidad. Este aumento se debe a la sustitución del esfuerzo humano o animal por nuevos vectores energéticos. Otro factor a tener en cuenta es la proliferación de industrias con gran demanda energética, como la metalurgia, minería, etc.

No obstante, no se espera que el consumo relativo siga creciendo indefinidamente. La mejora de la eficiencia energética de industrias y máquinas ayuda a reducir dicho consumo.

Energy use per capita, 2015

Annual average per capita energy consumption is measured in kilowatt-hours per person per year.



Source: International Energy Agency (IEA) via The World Bank

CC BY-SA

Ilustración 2: Consumo energético per cápita en el mundo (Roser, 2018)

Como se puede ver en la imagen superior, el consumo per cápita de energía varía fuertemente en distintas regiones del globo. Cabe destacar cuatro países: Islandia, Canadá, Arabia Saudí y Estados Unidos. Dichos países tienen los mayores valores de dicho indicador, siendo el de Islandia más de dos veces mayor que el siguiente de la lista (Canadá).

Esto se debe en parte a que son países con gran disponibilidad de recursos energéticos, al potencial económico (puede apreciarse que los países más avanzados tienen un mayor consumo), así como por la cultura de consumo. También se debe a la necesidad de acondicionar los edificios, usándose aire acondicionado en Arabia Saudí, y calefacción en Canadá e Islandia (esto puede aplicarse a los países nórdicos)

El consumo per cápita de estos países es superior a los 75.000 kWh anuales, aproximadamente 6,45 toneladas equivalentes de petróleo (toe)

2.2. Población

En los últimos 60 años, la población se ha visto triplicada (UN, 2018). Gracias a la medicina y a la capacidad de generar alimentos en gran escala, la tasa de mortalidad se ha visto reducida considerablemente, dejando gráficos como el mostrado en la ilustración número tres:

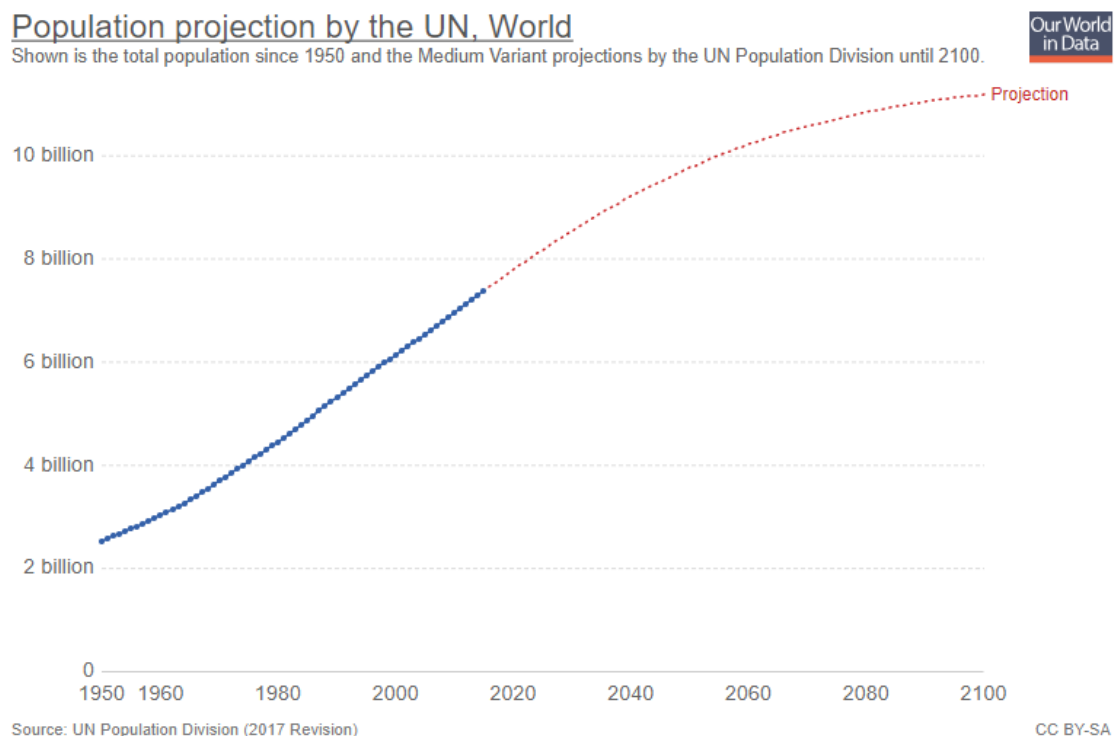


Ilustración 3: Población mundial 1950-2100 (Roser, 2018)

Es fácil conocer el pasado, sobre todo teniendo datos de las últimas décadas. No obstante, el futuro es incierto, por lo que, a la hora de analizar la población mundial en el futuro, conviene hacerlo desde distintos puntos de vista.

Tomando datos de la página de Naciones Unidas (UN, 2018), se obtiene el siguiente gráfico:

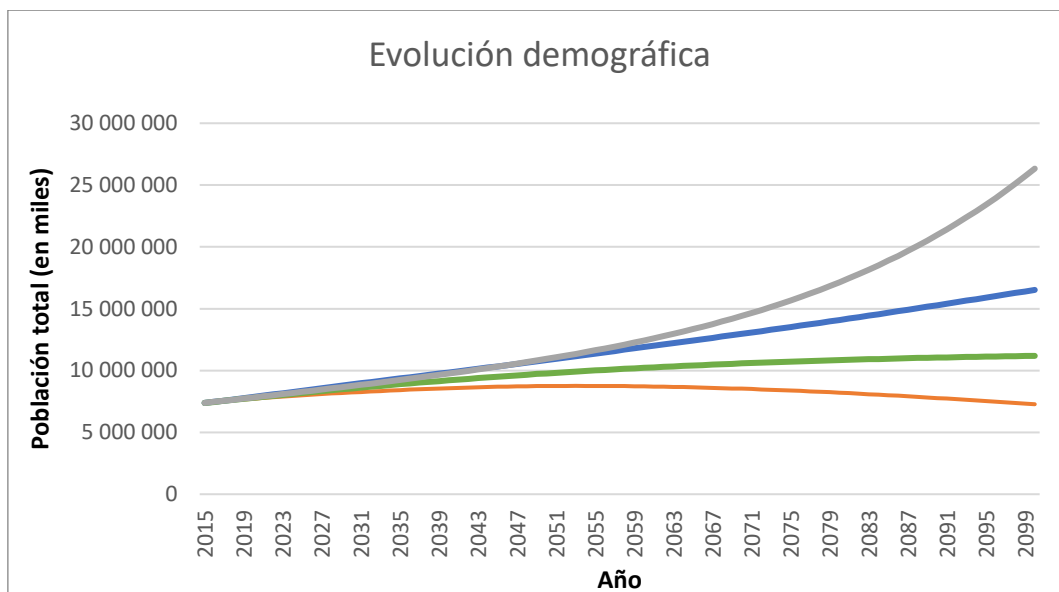


Ilustración 4: Estimación población mundial (Elaboración propia con datos de Naciones Unidas)

Donde cada curva representa un posible caso.

La curva gris representa la evolución suponiendo fertilidad constante. La azul, verde y naranja suponen variantes elevada, media y baja (respectivamente)

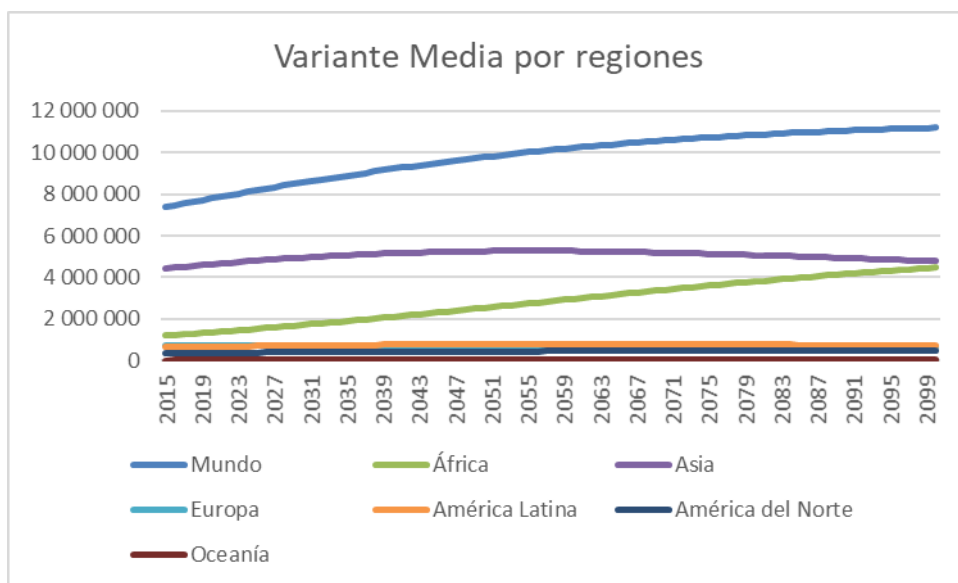


Ilustración 5: Evolución demográfica por regiones (Elaboración propia con datos de Naciones Unidas)

Como se puede ver en la imagen anterior (se ha tomado la variante media), cada región tendrá una evolución. Para cada variante, las distintas regiones evolucionarán de un modo determinado, pero lo que resulta común en todas ellas, es que África es una región que sufrirá un cambio demográfico drástico.

2.3. Características de las tecnologías

2.3.1. Centrales nucleares

- La fusión nuclear es, ahora mismo, inviable, y no se prevé que lo sea en el futuro próximo. En caso de que sea técnicamente viable, también ha de serlo económicamente.
- Los reactores de fisión son un elemento clave en el mix eléctrico, siendo una fuente fiable de energía, con una tasa de utilización superior al 90%, por lo que se emplea siempre como energía de base, funcionando las 8760 horas del año.
- Los reactores de tercera generación están teniendo unos costes más elevados de los estimados, con unos costes de inversión mucho mayores a los de las otras tecnologías.
- Los reactores de cuarta generación están todavía en fase teórica, pero hay previsiones de sus costes, como se verá más adelante.

2.3.2. Centrales térmicas clásicas

- Este grupo engloba tres tipos de centrales: carbón, fuel y gas.
- Se espera que estas centrales sean las que provean de energía a los países en vías de desarrollo, por lo que se seguirán usando en el futuro en dichas regiones.

- En España, de las anteriores, sólo siguen en funcionamiento las centrales de carbón, y, junto a los demás países de la Unión Europea, se espera que desaparezcan del mix para cumplir con los requisitos ambientales.
- En particular para el caso de España, la minería no es viable económica y ambientalmente, y, a pesar de que en el pasado fuese un sector muy importante, hoy en día es prácticamente irrelevante. Además, la baja calidad del carbón nacional incentiva la importación de carbón.

2.3.3. Centrales térmicas avanzadas

- La diferencia de este grupo con el anterior es la mejora de las emisiones, con tecnologías como las calderas de lecho fluidizado, supercríticas, gasificación, etc....
- El coste de estas centrales es superior al de las clásicas, y, a pesar de reducir las emisiones, estas siguen siendo un problema.

2.3.4. Centrales térmicas con captura y almacenamiento de CO₂

- Estas centrales no reducen las emisiones, si no que capturan las emisiones y son almacenadas, por lo que sigue existiendo el problema de almacenar dichos gases y partículas.

2.3.5. Centrales de ciclo combinado

- Las centrales de ciclo combinado tienen un rendimiento mayor al de las térmicas convencionales, lo que supone un menor consumo de combustible para lograr la misma potencia.
- Las emisiones asociadas a la generación en estas centrales son mucho menores al de las centrales convencionales, lo que ayuda a lograr los objetivos ambientales.

- Otra ventaja frente a los grupos anteriores son sus características técnicas, ya que se pueden usar en consumos de semipunta y como respaldo a las renovables.
- En el caso particular de España, desde el año 2002 han entrado en operación una gran cantidad de centrales de ciclo combinado, hasta el punto de que, a finales de 2018, éstas suponían casi un 25% de la potencia instalada.

2.3.6. Energía eólica

- La energía eólica es una tecnología madura, con unos costes competitivos.
- La volatilidad representa un problema, pero que en un futuro puede compensarse con el almacenamiento de energía a gran escala.
- Los parques off-shore tienen un mayor coste, con precios menos competitivos que los on-shore, pero tienen una generación más estable.
- En el caso de España, es la segunda tecnología con mayor potencia instalada, con un 23.4%, superada solo por los ciclos combinados.
- Al “entrar” en la generación siempre que puedan, lograron generar un 19% de la energía demandada en España en el año 2018.

2.3.7. Energía solar

- Se distinguen dos grupos: termoeléctrica y fotovoltaica.
- La energía termoeléctrica tiene unos costes elevados respecto a las demás tecnologías renovables, y una generación inestable, la cual se puede regular mediante sistemas de almacenamiento.

- España es el país con mayor potencia termoeléctrica instalada del mundo, seguido por Estados Unidos.
- La energía fotovoltaica es madura, y ha visto sus costes reducidos ampliamente en los últimos años. A pesar de ello, tiene unos costes superiores al resto de las tecnologías.

2.3.8. Energía marina

- Es una tecnología en desarrollo, pero las expectativas de uso son bajas, debido al escaso potencial económico que tienen respecto a las demás tecnologías.
- En el caso particular de España, debido a las mareas y a las olas, tienen dificultades técnicas.

2.3.9. Centrales de biomasa

- El combustible de estas centrales es materia orgánica, la cual puede provenir de cultivos específicos, residuos orgánicos o subproductos de alguna industria (como bien puede ser la maderera)
- Según el combustible, se producirá la combustión en una caldera o por digestión aerobia.
- Además, si bien el crecimiento del cultivo absorbe CO₂, éste es quemado en la central, por lo que se tienen emisiones en el punto de generación.

2.3.10. Centrales geotérmicas

- La energía geotérmica de alta temperatura es la utilizada para generar energía eléctrica.
- Debido a la ausencia de los puntos necesarios para la misma, está descartada la generación geotérmica a gran escala.

2.3.11. Centrales de cogeneración

- Utilizan derivados del petróleo o gas como combustible, por lo que son fuentes de emisiones de GEI.
- Además de proveer de electricidad, es fuente de una gran cantidad de calor útil del proceso de combustión.

2.3.12. Centrales hidroeléctricas

- La producción hidroeléctrica está libre de emisiones directas (no lo está la turbinada tras el bombeo)
- La generación es altamente variable tanto anualmente como interanualmente.
- Podría verse afectada por el cambio climático, por el volumen de aportaciones y por la mayor irregularidad en las mismas.
- Estas centrales son clave para el seguimiento de carga, algo que resultará cada vez más importante debido a la penetración de energías renovables (no gestionables)
- Las centrales reversibles cobran especial importancia debido al punto anterior, ya que permiten bombear energía en las horas valle y turbinarla en las horas pico.

2.3.13. Hidrógeno

- Tiene grandes restricciones técnicas y económicas hoy en día

- Se espera que:
 - Ayude en la descarbonización, especialmente del sector transporte
 - Sirva como almacenamiento de energía, especialmente importante con una gran penetración de renovables
 - Pueda usarse las altas temperaturas en algunas centrales (nucleares o termoeléctricas) para producir la termólisis

3. Estado de la técnica

El principal elemento de este proyecto es la energía, principalmente de eléctrica. Por tanto, es fundamental analizar los principales modos de conseguir generar dicha energía eléctrica. Se presentan a continuación los principales tipos de centrales eléctricas (Díaz Pampín, 2015):

3.1. Centrales hidroeléctricas

Este tipo de centrales convierte la energía mecánica de una corriente de agua para mover el rotor de una turbina, la cual mueve el eje del alternador.

Las centrales hidráulicas se pueden categorizar según diversos criterios, pero el más común es según su emplazamiento. Así pues, se distinguen tres tipos de centrales:

3.1.1. Centrales de acumulación

Este tipo de centrales aprovecha la acumulación de energía potencial del agua en un embalse, el cual se encuentra en el cauce de un río. Según las necesidades energéticas, se controla el caudal de entrada a la turbina, la cual, como se ha explicado anteriormente, provoca un par en su eje, y por lo tanto el giro de su eje, el cual acciona un alternador y se genera energía eléctrica.

El esquema de la central se puede ver en la siguiente imagen:

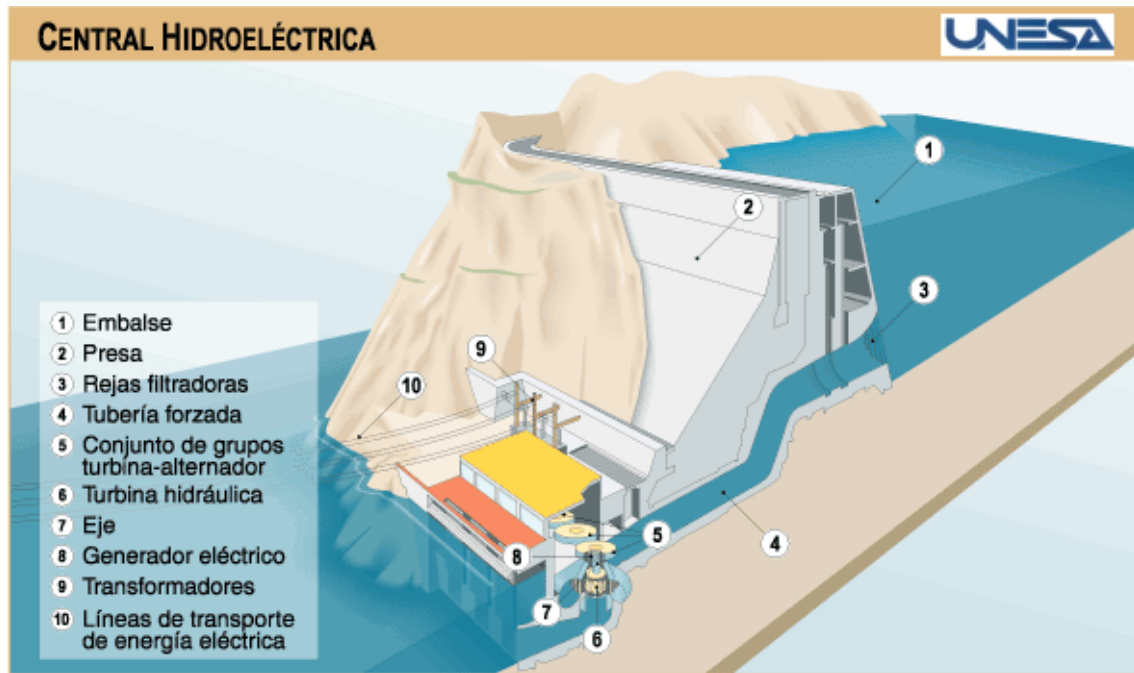


Ilustración 6: Esquema de una central hidroeléctrica tipo pie de presa (UNESA, 2018)

La potencia generada en este tipo de centrales viene dada por la siguiente fórmula:

$$P(kW) = 9,81 \cdot Q \cdot \Delta H \cdot \eta_{total}$$

Donde Q es el caudal, en metros cúbicos por segundo (m^3/s), ΔH es la diferencia de cotas entre la superficie libre y la entrada de la turbina, y η_{total} es el rendimiento del conjunto turbina-generador, el cual se sitúa en torno al 85%.

Este tipo de centrales permite regular tanto la cantidad de energía generada como el momento en que hacerlo. Además, algunas centrales pueden bombear agua hasta una cota superior (haciendo uso de dos embalses: uno inferior y otro superior), con el fin de consumir energía, en vez de generarla, con el fin de aprovecharla posteriormente. Este tipo de centrales se conocen como centrales reversibles.

3.1.2. Centrales de derivación

Este tipo de centrales no dispone de embalse, y, por lo tanto, de un modo de acumular energía. En cambio, en el cauce del río se construye una presa, la cual permite desviar una parte del caudal, hasta que este alcanza una cota suficiente que permita el aprovechamiento del salto en una turbina.

Estas centrales pueden regular la cantidad de energía generada, pero no el momento en que hacerlo.

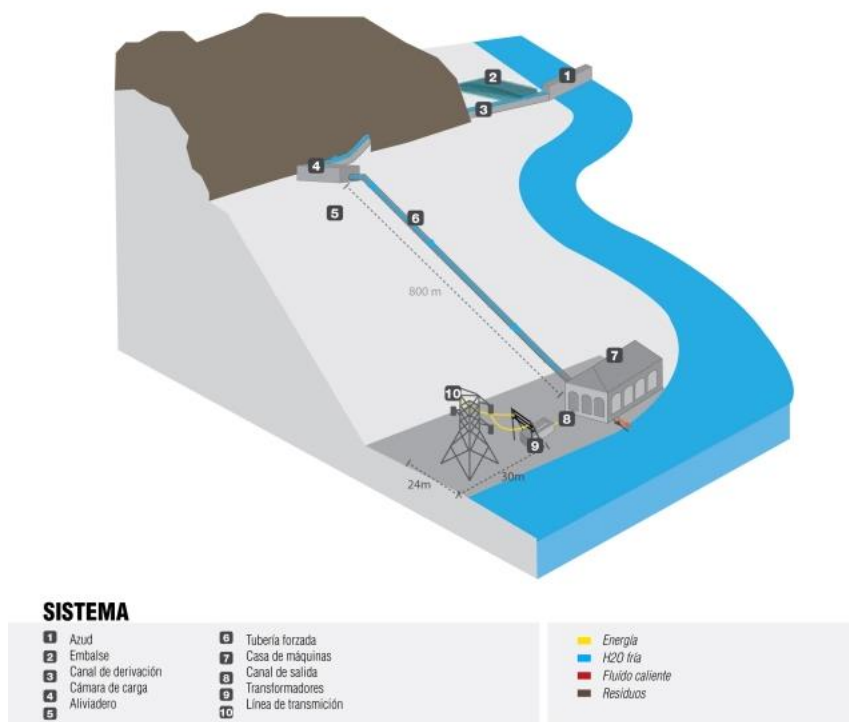


Ilustración 7: Esquema de una central hidroeléctrica en derivación (SE, 2019)

3.1.3. Centrales de salto mixto

Este tipo de centrales dispone de un embalse, aunque la central se sitúa lejos del mismo. Para llevar el agua desde el embalse hasta la central se utilizan una serie de canalizaciones (recorridos de mínima pendiente, con el fin de ganar cota con respecto al curso natural del río), aumentando de este modo la energía potencial aprovechable.

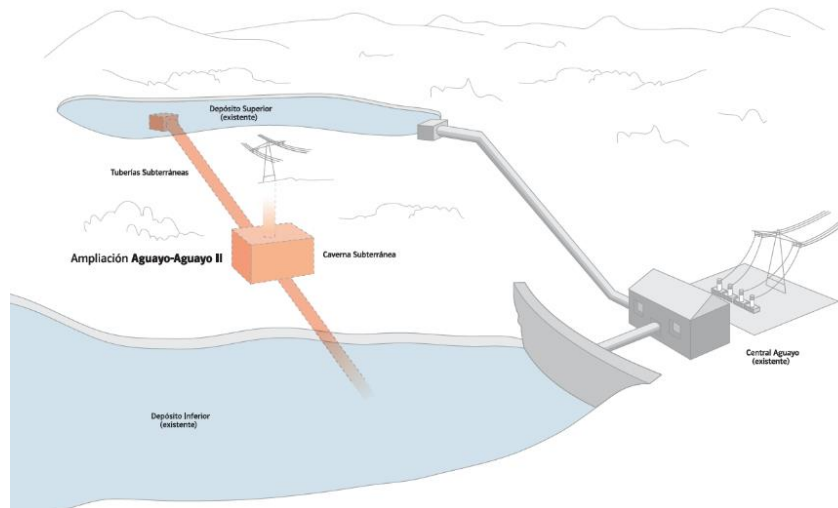


Ilustración 8: Esquema de una central hidroeléctrica con salto mixto (Hidroproyectos, 2019)

3.1.4. Centrales de bombeo

Las centrales de bombeo son un tipo de centrales hidroeléctricas cuyo principio se basa en consumir energía eléctrica (normalmente en las horas de menor demanda, como las horas nocturnas o los fines de semana) con el fin de almacenar agua en un depósito superior en forma de energía potencial.

Esta agua puede usarse en otros momentos para generar energía eléctrica, en centrales como las vistas en los puntos anteriores.

Estas centrales disponen de dos depósitos, uno inferior, del cual toman el agua para bombear, y uno superior, el cual se llena de energía potencial.

En la siguiente imagen se puede ver la central de La Muela, la mayor central de bombeo de Europa, localizada en el municipio de Cortes de Pallás, capaz de generar 1625 GWh. (FCC, 2019)

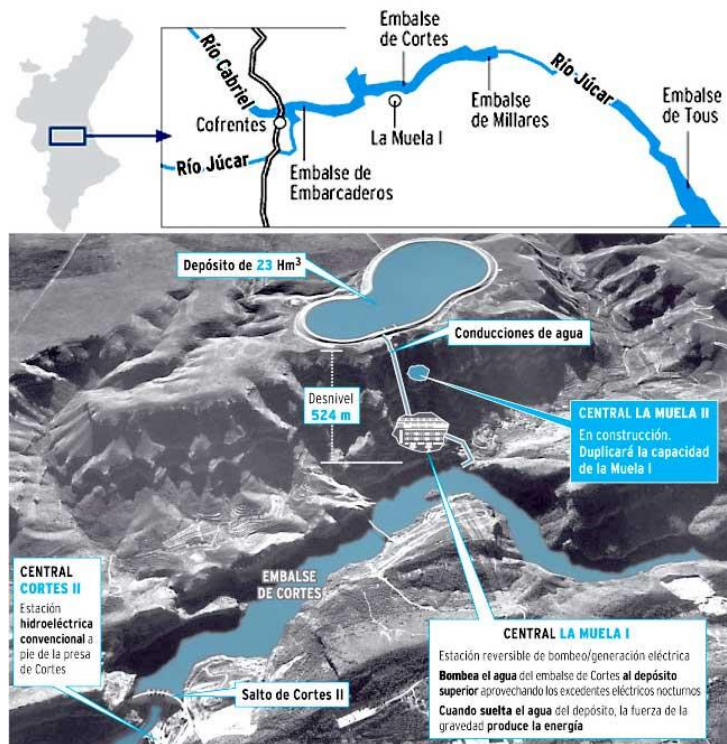


Ilustración 9: Central de La Muela (FCC, 2019)

Las centrales de bombeo resultan muy útiles de los sistemas eléctricos, ya que actúan como una batería, consumiendo energía durante las horas de baja demanda y generando, por lo general, en las horas de pico. Esto resulta en una curva de demanda más regular, como se explicará más adelante.

3.2. Centrales de energía fósil

Este tipo de centrales aprovechan la energía química del combustible, que puede ser carbón, fuelóleo o gas, para, mediante su combustión, convertirla en energía mecánica en una turbina gracias a ciclos termodinámicos (lo más común), o mediante su combustión interna.

Se distinguen tres grupos:

3.2.1. Ciclo convencional

Este tipo de centrales se basa en ciclos termodinámicos basados en el ciclo de Carnot. En este ciclo, un fluido toma calor de un foco caliente en un proceso isotérmico, se expande isoentrópicamente produciendo trabajo, y posteriormente cede el exceso de calor isobáricamente a un foco frío, el cual se devuelve al foco caliente isoentrópicamente.

El rendimiento teórico térmico del ciclo viene dado por la siguiente ecuación:

$$\eta_{termico} = \frac{W_{neto}}{Q_{foco\ caliente}} = 1 - \frac{T_F}{T_C} \text{ (siendo siempre menor a 1)}$$

Como se puede ver, en teoría, el rendimiento térmico depende sólo de las temperaturas del foco caliente y frío, y aumenta cuanto mayor sea la diferencia entre ambos.

A continuación, se muestran dos imágenes: la primera representa la estructura de una central termoeléctrica de carbón, y la segunda el diagrama T-S (Temperatura-Entropía) y los componentes de una central termoeléctrica convencional:

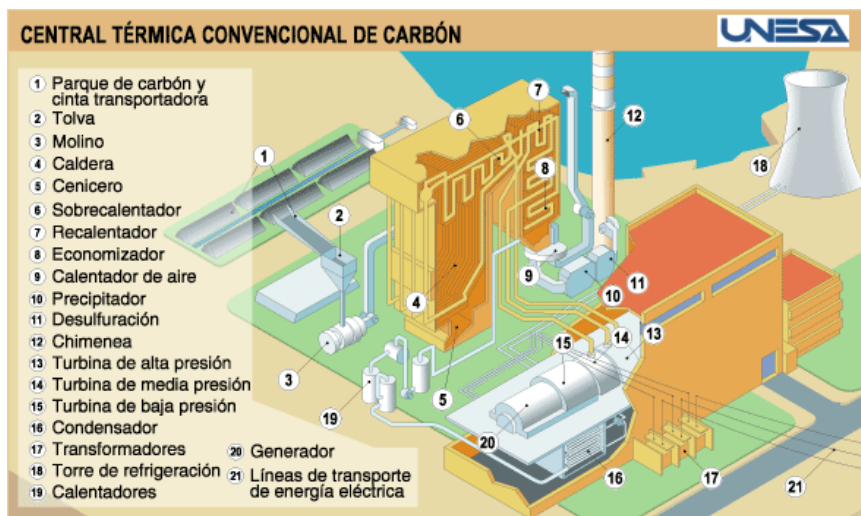


Ilustración 10: Esquema de una central térmica de carbón (UNESA, 2018)

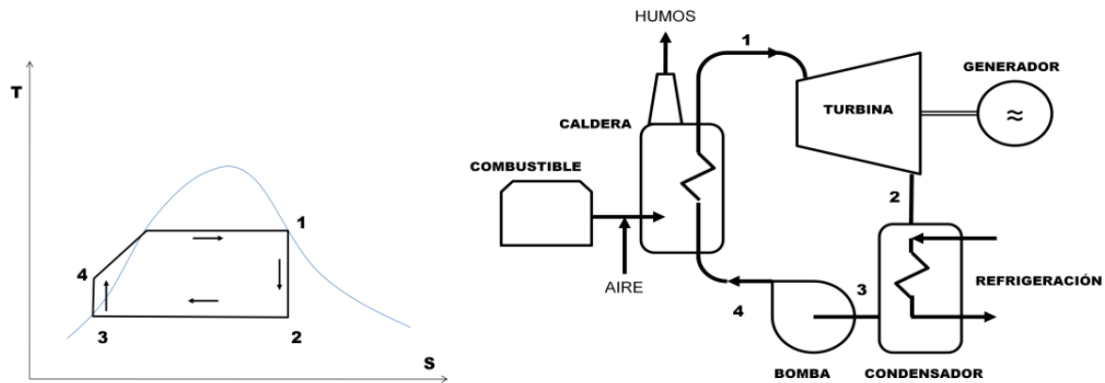


Ilustración 11: Diagrama T-S y estructura de un ciclo Rankine (Díaz Pampín, 2015)

El proceso llevado a cabo en la central es el siguiente:

- El fluido de trabajo toma calor del foco caliente (caldera, la cual toma su temperatura mediante la combustión del combustible fósil), pasando a estar en fase gaseosa. (Puntos 4-1)
- El vapor se expande en una turbina, la cual mueve un alternador para generar energía eléctrica. (Puntos 1-2)
- El vapor húmedo de salida de la turbina cede su calor al foco frío en el condensado. (Puntos 2-3)
- El agua condensada se devuelve a la caldera mediante una bomba (Puntos 3-4)

El proceso mencionado representa el ciclo Rankine sencillo, que puede variar con el fin de aumentar su eficiencia. Esto se puede lograr de los siguientes modos:

- Sobrecalentamiento: esta modificación sobrecalienta isobáricamente el vapor en la caldera, con el fin de aumentar la temperatura del foco caliente y aumentar a la vez el título de vapor a la salida de la turbina, de modo que se genera una menor cantidad de agua líquida a lo largo de la expansión del vapor, consiguiendo una menor erosión en la turbina.
- Dividir la turbina en distintos cuerpos: dichos cuerpos se conocen como cuerpos de alta, media y baja presión. El vapor de salida del cuerpo de alta se envía de nuevo a la caldera, donde se recalienta y se introduce en el cuerpo de media presión, y posteriormente en el de baja.

- Ciclos regenerativos: consiste en precalentar el agua de alimentación de la caldera, lo que mejora las irreversibilidades del proceso, mejorando a su vez el rendimiento.

Tipos de combustible: la calidad del combustible es variable, pero como referencia, se pueden tomar los siguientes valores del poder calorífico inferior (PCI: cantidad de calor generado en la combustión, sin contar el calor correspondiente del vapor de agua generado) en orden ascendente:

Tabla 1: PCI combustibles fósiles

| <u>Combustible fósil</u> | <u>Poder Calorífico Inferior (MJ/kg)</u> |
|---------------------------------|---|
| Turba | 21,3 |
| Lignito | 28,4 |
| Hulla | 30,6 |
| Antracita | 34,3 |
| Fuelóleo | 42,6 |
| Gasóleo | 43,2 |
| Gas Natural | 44 |
| Gas Butano | 49,7 |

El rendimiento de una central termoeléctrica convencional se sitúa actualmente entre los 35-40%, aproximadamente un 25% menor que el máximo teórico de un ciclo de Carnot.

3.2.2. Ciclo combinado

Este tipo de centrales combina dos ciclos termodinámicos: uno de gas y otro de agua/vapor. Para abreviar, se utilizará el término CTCC (Central Térmica de Ciclo Combinado) para referirse a este tipo de centrales.

A continuación, se muestra el esquema básico de una central de ciclo combinado:

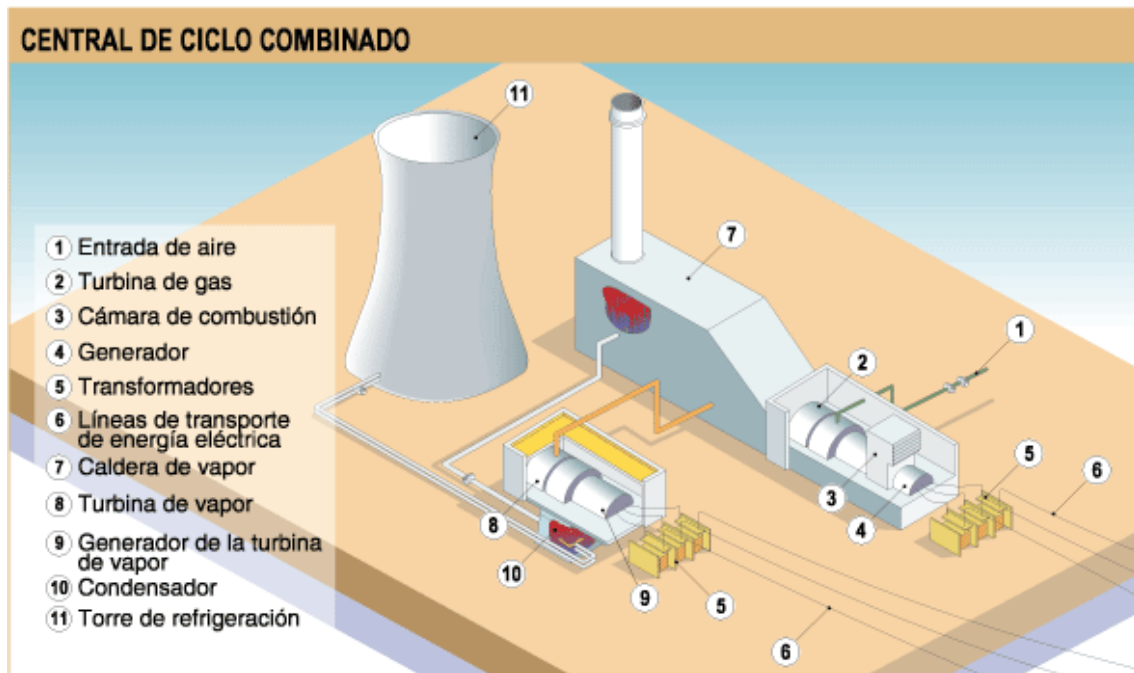


Ilustración 12: Esquema de una central de ciclo combinado (UNESA, 2018)

El funcionamiento de una CTCC es el siguiente:

- El ciclo de gas tiene tres componentes: compresor, cámara de combustión y turbina. El combustible se mezcla con aire a presión (al venir del compresor), y se quema en la cámara de combustión. Dichos gases se expanden en la turbina de gas, la cual, además de accionar un alternador eléctrico, provee de energía al compresor. Los gases de salida de la turbina tienen una temperatura cercana a los 600°C (frente a los 1200-1400°C que tienen a la entrada de la misma), la cual es aprovechada en la caldera de recuperación (conocida como HRSG, por sus siglas en inglés: Heat Recovery Steam Generator), encargada de generar vapor para el siguiente ciclo: agua/vapor.
- El ciclo de vapor es similar al de un ciclo térmico convencional, con la diferencia de la fuente de calor en la cámara de combustión. Como se ha comentado en el anterior punto, los gases de salida del ciclo de gas se aprovechan para generar vapor en una caldera de recuperación, la cual puede tener a su vez, dos configuraciones:
 - Caldera sin postcombustión: la configuración más sencilla y común. En esencia es un intercambiador de calor entre los circuitos de gas y vapor por convección.

- Caldera con postcombustión: estas calderas introducen quemadores y un aporte de aire, con el fin de aprovechar el exceso de oxígeno de los gases de escape de la turbina del ciclo de gas, alcanzando unas temperaturas mayores en la caldera.

Después de generarse el vapor, este acciona una turbina, los gases pasan por el condensador, y vuelven a aprovecharse en la caldera de recuperación gracias a la bomba.

Este funcionamiento puede verse con mayor facilidad en el siguiente esquema:

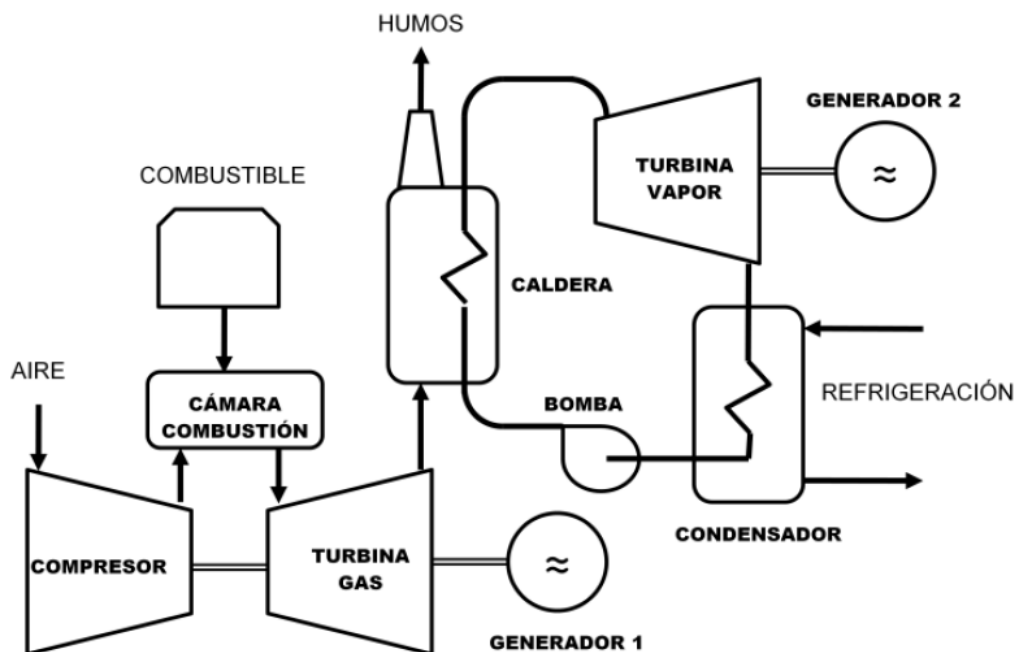


Ilustración 13: Esquema interno de una CTCC (Díaz Pampín, 2015)

La energía eléctrica generada es la suma de la generada por ambos alternadores, aunque en algunos casos, se dispone de uno solo, al estar ambas turbinas unidas mediante el mismo eje. En este caso, denominado mono-eje, la turbina de gas “arrastra” la turbina de vapor hasta que el ciclo de vapor adquiere la temperatura necesaria en la caldera de recuperación.

Gracias a la unión de ambos ciclos, se alcanzan unos rendimientos de en torno al 55-60%.

3.2.3. Centrales de cogeneración

Esta clase de centrales, además de generar electricidad, como las anteriores, produce calor, ya sea para fines residenciales o industriales. El ratio de producción de energía eléctrica y térmica dependerá de la finalidad de la instalación.

Estos sistemas se caracterizan por su alto rendimiento, entendiendo este como la proporción de energía consumida frente al combustible introducido en el sistema. Esto se puede ver de forma esquemática en la siguiente imagen:

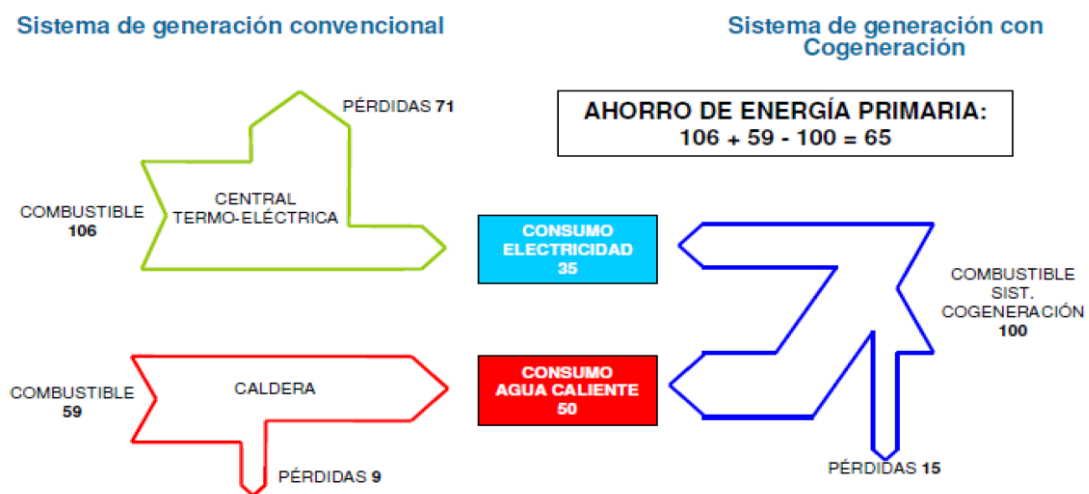


Ilustración 14: Eficiencia cogeneración-convencional (Díaz Pampín, 2015)

Existen distintos sistemas usados en los ciclos de cogeneración. Estos son:

- Motor alternativo
- Turbina de gas
- Turbina de vapor
- Ciclo combinado

Todos estos sistemas se han descrito con más detalle anteriormente, con la diferencia de que en los ciclos de cogeneración se utilizan los gases de escape para su aprovechamiento térmico. Dichos sistemas han sido ordenados de menor a mayor capacidad de potencia.

3.3. Centrales nucleares

3.3.1. Tipos de reacciones nucleares

Existen dos tipos de reacciones nucleares capaces de generar una gran cantidad de energía alterando su estructura atómica:

- Fisión nuclear: en estas reacciones, se bombardea un núcleo pesado con un neutrón, obteniéndose en el proceso dos o más núcleos más pequeños, neutrones, radiación gamma y una gran cantidad de energía. Los neutrones producidos en dicho proceso impactarán a su vez contra más núcleos pesados, obteniéndose así una reacción en cadena. Los núcleos pesados pueden ser tanto de Uranio como de Plutonio, aunque este segundo suele reservarse con fines militares.
- Fusión nuclear: en estas reacciones, se unen dos núcleos ligeros, formando un núcleo pesado, el cual es menor en masa que la suma de los ligeros. Dicha diferencia es transformada en energía. Cualquier elemento de menor masa que el hierro es capaz de generar energía al fusionarse, pero la reacción más sencilla es la siguiente:



En dicha reacción, se fusiona un núcleo de deuterio con uno de tritio, obteniéndose uno de helio y un neutrón, produciéndose 17.6 MeV.

No obstante, hoy en día, solo se ha logrado producir dicha reacción en cadena en bombas nucleares (las cuales necesitan de una primera fase de fisión nuclear), y, aunque se estén produciendo avances en reactores experimentales, no se espera

que dicha tecnología sea lo suficientemente madura como para poder usarse comercialmente próximamente, por lo que ha sido descartada de este proyecto.

3.3.2. Reactores nucleares

3.3.2.1. Componentes

Los componentes del núcleo del reactor son los siguientes (Nuclear, 2018):

- **Combustible:** material fisionable que alcanza la masa crítica, con una disposición cuadrangular de varillas del combustible. El combustible más común es el ^{235}U .
- **Barras de control:** medio por el cual se controla la reacción nuclear. Compuestas por materiales capaces de absorber neutrones (elementos como carburo de boro, cadmio, indio o aleaciones de plata, entre otros) La reacción se controla modificando la presencia del material absorbente, lo cual se consigue subiendo o bajando las barras, las cuales, en caso de fallo, se introducirían por completo en el núcleo, llevando el reactor a parada.
- **Moderador:** para aumentar la probabilidad de que los átomos fisionen, y por lo tanto mantener la reacción en cadena, los neutrones producto de la reacción deben disminuir su velocidad. Ello se logra mediante choques elásticos de dichos neutrones con los núcleos del moderador. Los moderadores más utilizados son: agua ligera, agua pesada y grafito.
- **Refrigerante:** fluido utilizado para absorber y transportar el calor producido en la reacción nuclear. Este debe cumplir una serie de condiciones, como que no sea corrosivo, gran capacidad calorífica, y que no sea capaz de absorber neutrones. Los más habituales son: anhídrido carbónico, helio, agua ligera y agua pesada.
- **Reflector:** medio por el cual se minimiza la fuga neutrónica del reactor, de modo que se aumente la eficiencia en el reactor.

- Blindaje: aislamiento con blindaje biológico, usado para interceptar las emisiones radioactivas producidas en el reactor. Los materiales más comunes son: hormigón, agua y plomo.

3.3.2.2. Tipos

Los reactores nucleares se pueden clasificar acorde a diversos criterios, siendo los más comunes los siguientes:

- Velocidad de los neutrones: reactores rápidos y térmicos.
- Combustible utilizado: ya sea utilizando uranio natural, enriquecido u óxidos mixtos de uranio y fósforo.
- Moderador utilizado
- Material refrigerante

No obstante, los más comunes son los siguientes (ambas constituyen aproximadamente el 90% de las centrales nucleares del mundo):

3.3.2.2.1. PWR

Este reactor toma su nombre por las siglas en inglés: Pressurized Water Reactor, o reactor de agua a presión en español. Es el reactor más utilizado en el mundo, y se caracteriza por usar agua ligera a alta presión como moderador y refrigerante.

Consta de dos circuitos separados hidráulicamente. El primario consiste en una serie de lazos, que contienen agua a alta presión, de modo que es capaz de alcanzar altas

temperaturas sin hervir, y que atraviesa el núcleo, de donde extrae calor. Este calor es cedido al circuito secundario en intercambiadores.

El circuito secundario contiene agua a una presión menor, de modo que ésta pueda hervir, generándose el vapor que acciona la turbina de vapor.

Esto se puede ver en la siguiente imagen:

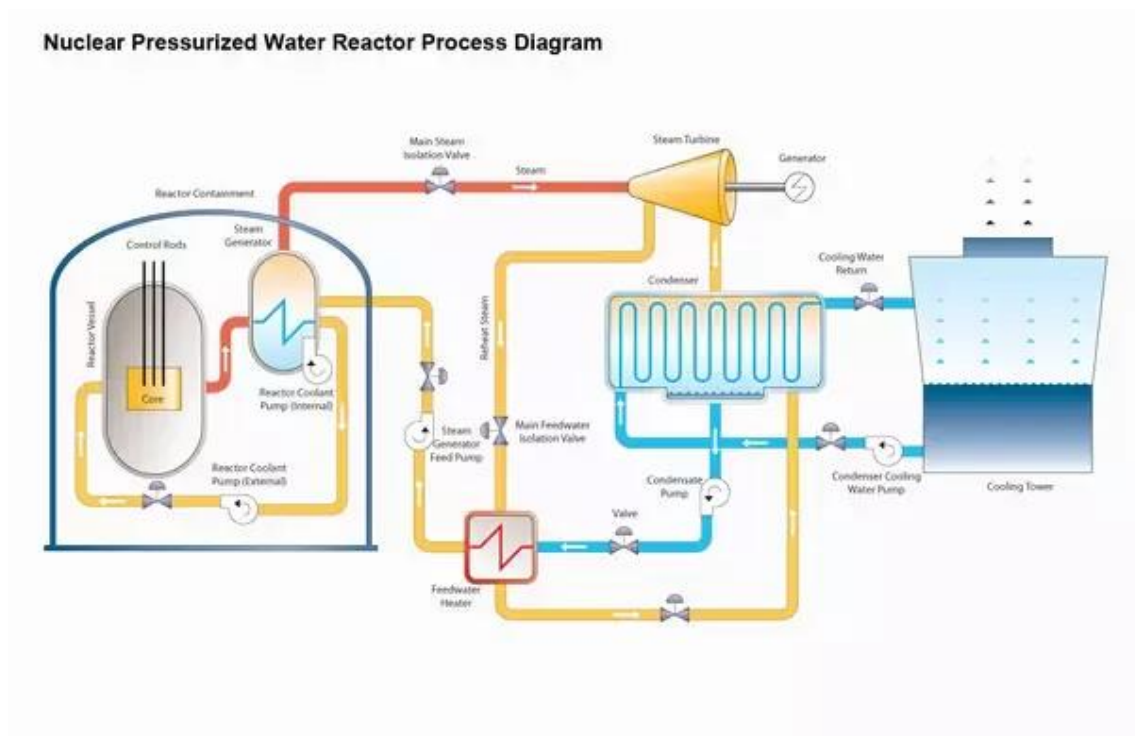


Ilustración 15: Esquema de una central PWR (Quora, 2019)

3.3.2.2.2. BWR

El BWR (Boiling Water Reactor), o reactor de agua en ebullición, es la segunda clase de reactores nucleares más utilizada en el mundo. Los BWR, al igual que los PWR, utilizan agua como moderador y refrigerante.

Este tipo de reactores consta de un único circuito agua-vapor. El agua contenida en dicho circuito hierve en el reactor y acciona una turbina de vapor, tras lo cual pasa por un condensador y una bomba, para ser devuelta al reactor.

Dicho esquema se puede ver en la siguiente imagen:

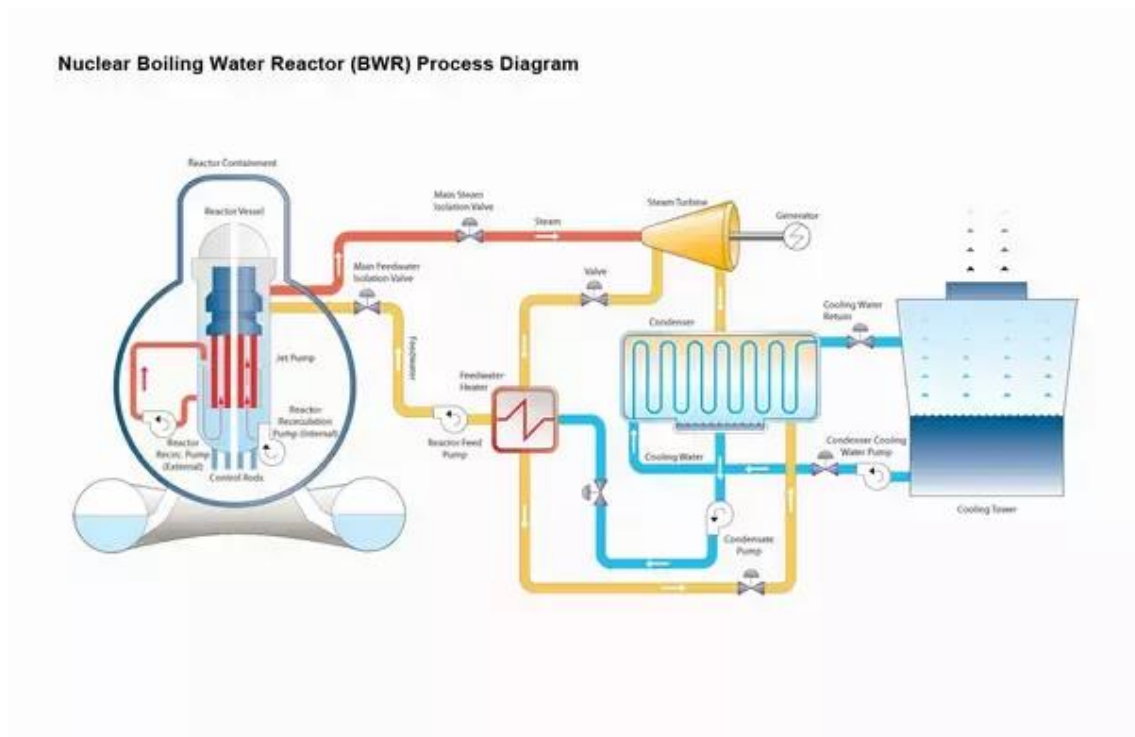


Ilustración 16: Esquema de una central BWR (Quora, 2019)

3.4. Centrales eólicas

Las centrales eólicas se basan en el aprovechamiento de la energía cinética almacenada en las corrientes viento. Este tipo de centrales ha tenido un gran crecimiento en los últimos años, como se puede ver en la siguiente imagen (WWEA, 2018):

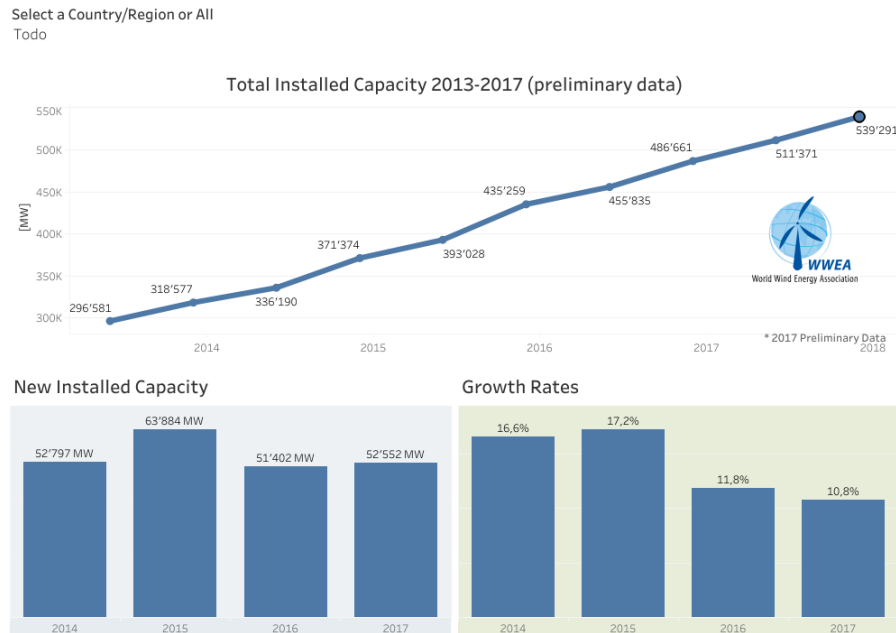


Ilustración 17: Crecimiento energía eólica global (WWEA, 2018)

La potencia contenida en una corriente de viento viene dada por la siguiente fórmula:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2$$

Como se puede ver, la potencia contenida depende de la densidad del aire, el área y la velocidad.

No obstante, un aerogenerador no es capaz de obtener el 100% de la energía cinética, sino que existe un límite (llamada límite de Betz), el cual dicta que la máxima eficiencia que se puede conseguir es del 59.3% (para aerogeneradores de disco).

Así pues, la ecuación que describe la potencia que se puede extraer a través de un aerogenerador es la siguiente: (El C_p , o coeficiente de potencia dependerá de diversos parámetros del aerogenerador)

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot C_p$$

Dado que la velocidad y densidad del viento son variables ajenas al control humano, es el rendimiento de los equipos y el área barrida por las palas las que determinan la máxima potencia que puede desarrollar un aerogenerador.

Además, los aerogeneradores no pueden funcionar en todo el rango de velocidades del viento, sino que tienen tanto un límite inferior (velocidad de viento necesaria para mover las palas) como uno superior (límite de seguridad de los aerogeneradores)

A la hora de categorizar aerogeneradores, se pueden aplicar diversos criterios, pero el más común es distinguir según el eje del rotor. De este modo, se dividen en dos categorías, las cuales presentan una serie de ventajas e inconvenientes:

3.4.1. Aerogeneradores de eje vertical (VAWT)

Los VAWT (por sus siglas en inglés: Vertical Axis Wind Turbine) son aerogeneradores en los cuales el eje del rotor está comprendido en un plano vertical. La principal ventaja de este tipo de aerogeneradores es que no requieren sistema de orientación, ya que son independientes de la dirección del flujo de viento. Además, al instarse a ras de suelo, la instalación y el mantenimiento es sencillo.

Como inconvenientes, el principal es la menor energía generada (con respecto a los aerogeneradores de eje horizontal), debido al menor coeficiente de potencia. Además, las reparaciones del rotor implican el desmantelamiento de toda la maquinaria del aerogenerador, resultando en un proceso costoso.

Dentro de esta categoría, los principales modelos son:

- Rotor Savonius
- Turbina Darrieus
- Turbina Giromill

3.4.2. Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT)

Los HAWT (por sus siglas en inglés: Horizontal Axis Wind Turbine) son los aerogeneradores más extendidos, debido a su mayor potencia, debida al gran coeficiente de potencia. Como se ha explicado anteriormente, la potencia obtenida del viento es directamente proporcional al cuadrado del diámetro barrido por las palas, por lo que los HAWT tienen una gran capacidad de generación.

Los HAWT se pueden dividir acorde a tres criterios:

- I. Orientación respecto al viento:
 - a. Sotavento: no necesitan de un sistema de orientación, pero al incidir el viento en la torre antes que en las palas, se produce efecto sombra, lo que supone una pérdida de potencia, y la aparición de esfuerzos.
 - b. Barlovento: este sistema es el más habitual, aunque requiere de un sistema de orientación

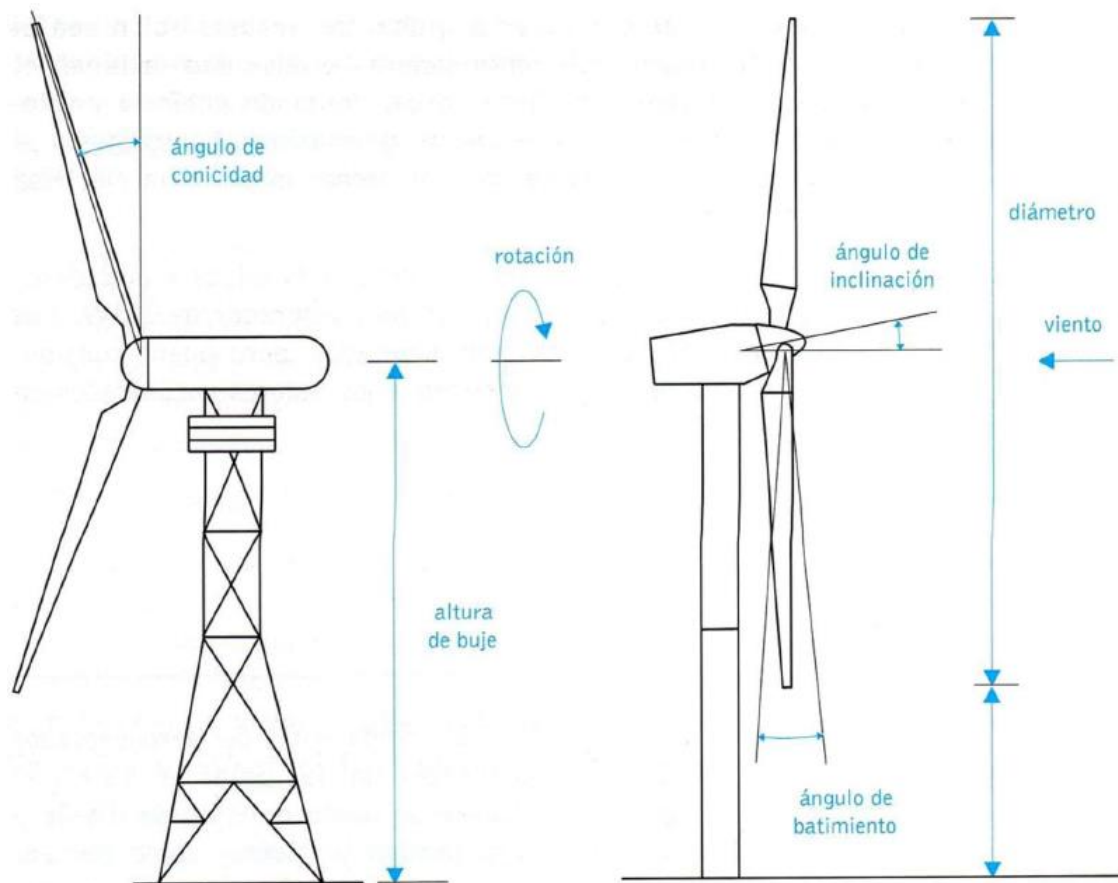


Ilustración 18: Comparación sotavento y barlovento (G15, 2016)

II. Velocidad de rotación:

- a. Lentos: emplean un elevado número de palas, de pequeño diámetro. La menor área barrida por las palas se traduce en una menor energía extraída del viento, pero tienen una velocidad de arranque baja (en torno a los 2-3 m/s), lo que supone una gran ventaja en zonas de vientos suaves.
- b. Rápidos: emplean un número bajo de palas, las cuales barren una gran área, lo que, añadido a su gran coeficiente de potencia, logra maximizar la energía extraída. Estos aerogeneradores tienen una elevada velocidad de arranque (en torno a los 4-5 m/s), y son capaces de trabajar con velocidades de hasta 25 m/s.

- III. Número de palas: dentro de los aerogeneradores rápidos, se encuentran tres principales disposiciones:
- a. Monopala: los costes de estos son menores que en las otras configuraciones, pero tienen varias desventajas, como mayores desequilibrios, menor potencia y mayor producción de ruidos.
 - b. Bipala: más económico que el tripala, pero con menor potencia y mayores esfuerzos y vibraciones.
 - c. Tripala: el más común, debida a la gran potencia, mayor momento de inercia, menos ruidos y vibraciones.

3.5. Centrales solares

La potencia solar que incide sobre nuestro planeta es de aproximadamente 174 PW (Wayback, s.f.) ($174 \cdot 10^{15}$ W) Esta potencia es más de 4.5 Millones de veces más grande que el consumo eléctrico pico en España. De esos 174 PW, unos 89 PW se quedan en la Tierra, el resto se refleja de nuevo al espacio.

Actualmente existen dos modos de generar energía eléctrica a partir de la energía solar en centrales: fotovoltaicas y termosolares.

3.5.1. Fotovoltaica

La luz solar está compuesta de fotones, portadores de una energía característica, la cual es función de su longitud de onda. Si la energía aportada por un fotón a un átomo es lo

suficientemente elevada como para emitir un electrón, éste lo hará. La energía de un fotón viene dada por la siguiente fórmula:

$$E = h \cdot \frac{c}{\lambda} = h \cdot \nu$$

Donde h es la constante de Planck, c la velocidad de la luz y λ la longitud de onda. Al simplificar dicha ecuación, queda el producto de la constante de Planck y la frecuencia de onda. Esto se puede ver en la siguiente imagen:

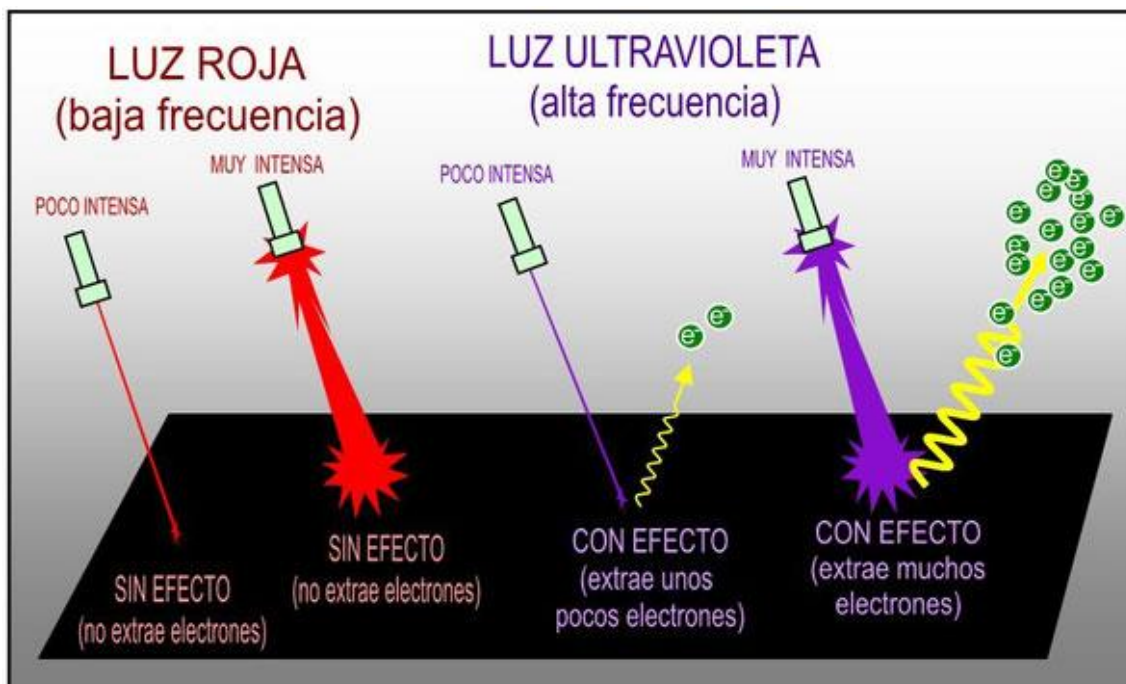


Ilustración 19: Efecto fotoeléctrico (CDC, 2019)

El efecto fotoeléctrico genera energía eléctrica en forma de corriente continua (CC), por lo que es necesario un inversor para inyectar esta energía en la red.

Las células más comunes se pueden ver a continuación:

- Silicio amorfo:

Estas células están compuestas por una capa fina de silicio no cristalino, depositado sobre una superficie. Gracias a su gran capacidad de absorción de luz,

se pueden usar capas más finas que en las demás células. El rendimiento es de en torno al 6%.

- Ventajas: no necesita radiación directa para producir electricidad, ya que lo puede hacer con radiación difusa. Más económico que las demás células.
- Desventajas: bajo rendimiento, decreciente a lo largo del tiempo.

- Silicio monocristalino:

Compuesta por cristales de silicio. Rendimiento: 14-16%

- Ventajas: buen rendimiento. Capaz de generar electricidad con luz de baja intensidad.
- Desventajas: más caro que las demás

- Silicio policristalino:

No necesitan gran pureza del silicio, y su fabricación es menos compleja y cara que el silicio monocristalino. Rendimientos: 12-14%

- Ventajas: proceso económico con buen rendimiento
- Desventajas: menor rendimiento que el silicio monocristalino

Los anteriores puntos resumen las células más utilizadas durante el periodo de maduración de esta tecnología, pero se pueden usar distintos materiales y configuraciones:

- Materiales:

- Simples: Silicio, Germanio y Selenio
- Binarios: CdTe, AsGa, InP
- Ternarios: compuestos basados en el cobre

- Estructura:

- Monocristalinos
- Policristalino
- Amorfo
- Híbridos

A continuación, se puede ver el esquema de una central fotovoltaica:

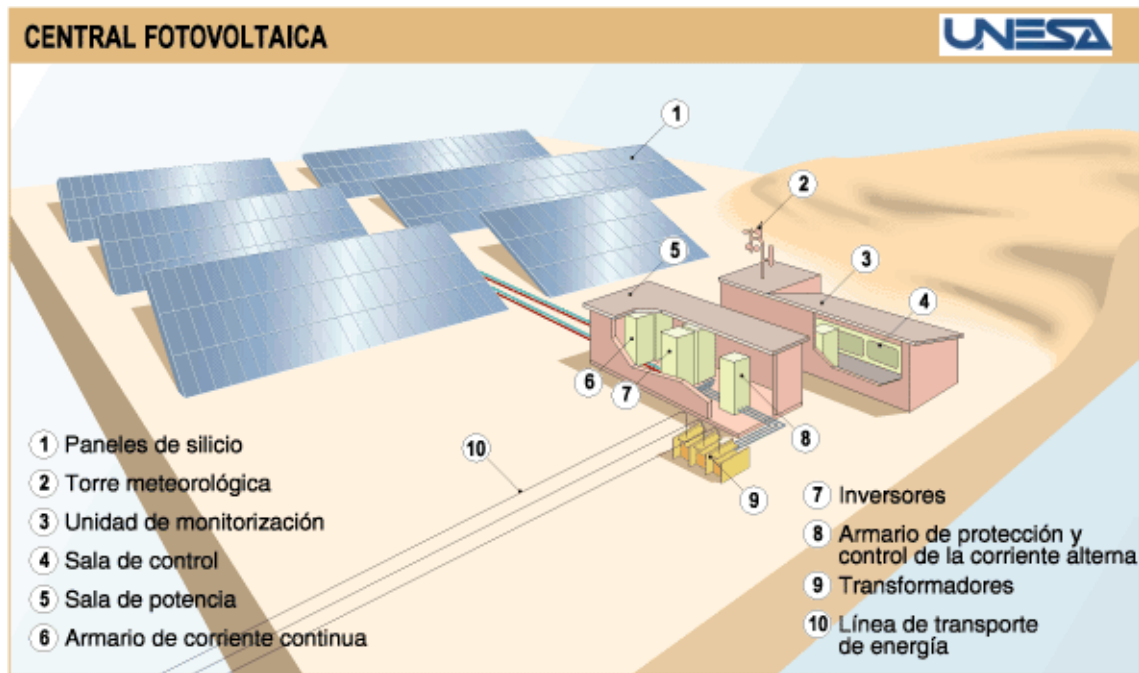


Ilustración 20: Esquema de una central fotovoltaica (UNESA, 2018)

3.5.2. Termosolar

El desarrollo de esta tecnología ha sido más lento, debido a la mayor versatilidad de la tecnología fotovoltaica.

Las centrales termosolares consisten en un ciclo termodinámico de Rankine, como los vistos en las centrales térmicas, en los cuales se sustituye la caldera por un generador de vapor. En el generador de vapor se intercambia el calor acumulado (obtenido en un colector solar) en un fluido térmico.

A continuación, se muestra el esquema de una central solar térmica:

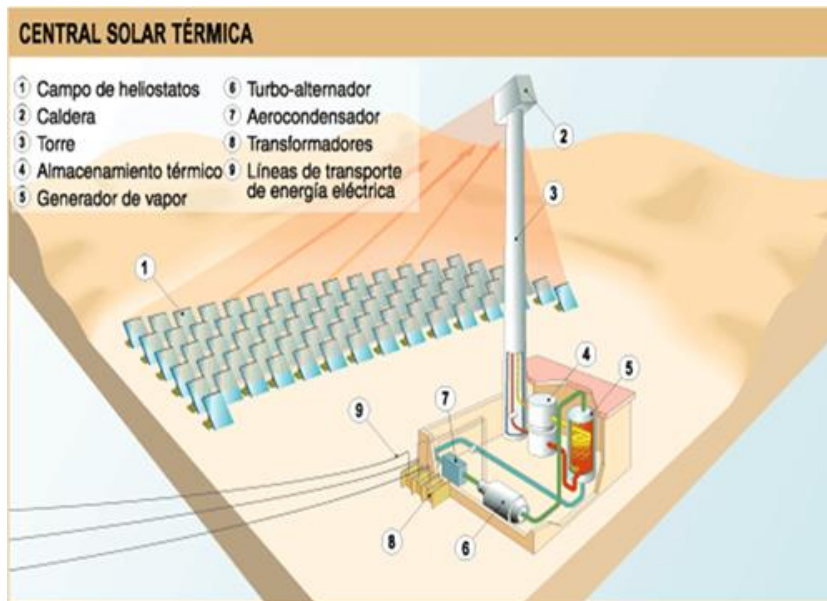


Ilustración 21: Esquema de una central solar térmica (UNESA, 2018)

El inconveniente de las centrales termosolares es la irregularidad de su generación. La energía solar que incide en la central varía a lo largo del día, por lo que la central es capaz de generar electricidad únicamente cuando se tenga cierta irradiación solar.

El rango de horas de generación puede aumentarse en este tipo de centrales almacenando la energía térmica solar.

Esto se puede conseguir gracias a las sales fundidas, las cuales se calientan durante el día, y liberan dicha energía una vez se deja de recibir irradiación, consiguiendo una mayor eficiencia, como se puede ver en la siguiente imagen:

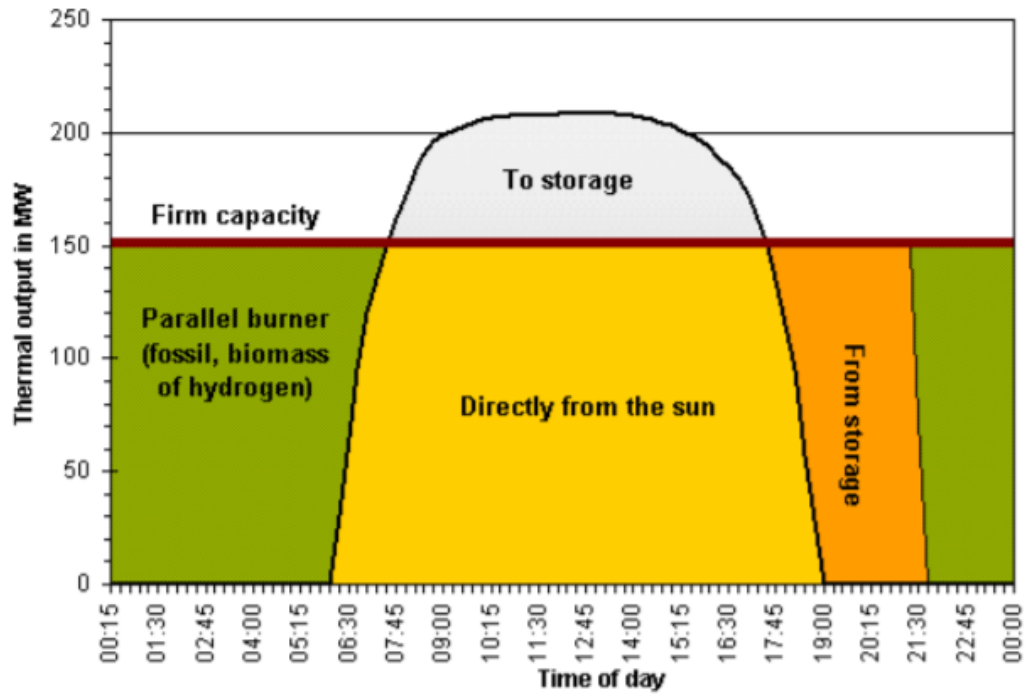


Ilustración 22: Incremento rendimiento con sales fundidas (Naturgy, 2019)

4. Descripción del modelo desarrollado

El consumo energético de una población depende de una gran cantidad de parámetros, lo cual dificulta su previsión y análisis. Dichos parámetros se afectan unos a otros, y un ligero cambio en uno de ellos puede tener un gran efecto en los restantes.

Tómese por ejemplo el consumo eléctrico per cápita en los distintos países de la UE:

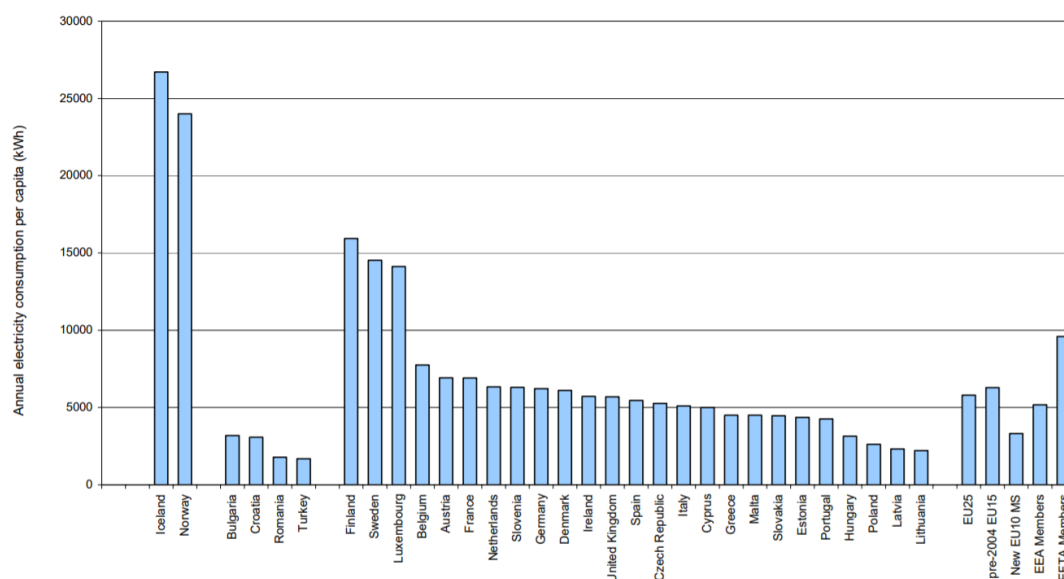


Ilustración 23: Consumo eléctrico per cápita UE (Eurostat, 2019)

Como se puede ver, los países nórdicos tienen un elevado consumo eléctrico comparado con los países más cálidos. Este aumento en el consumo se debe en parte al mayor uso de calefacción e iluminación (se contrarresta en parte por la mayor eficiencia de los sistemas), y por las diferencias en la actividad económica.

El consumo eléctrico (y energético) se puede clasificar en cuatro categorías según su finalidad:

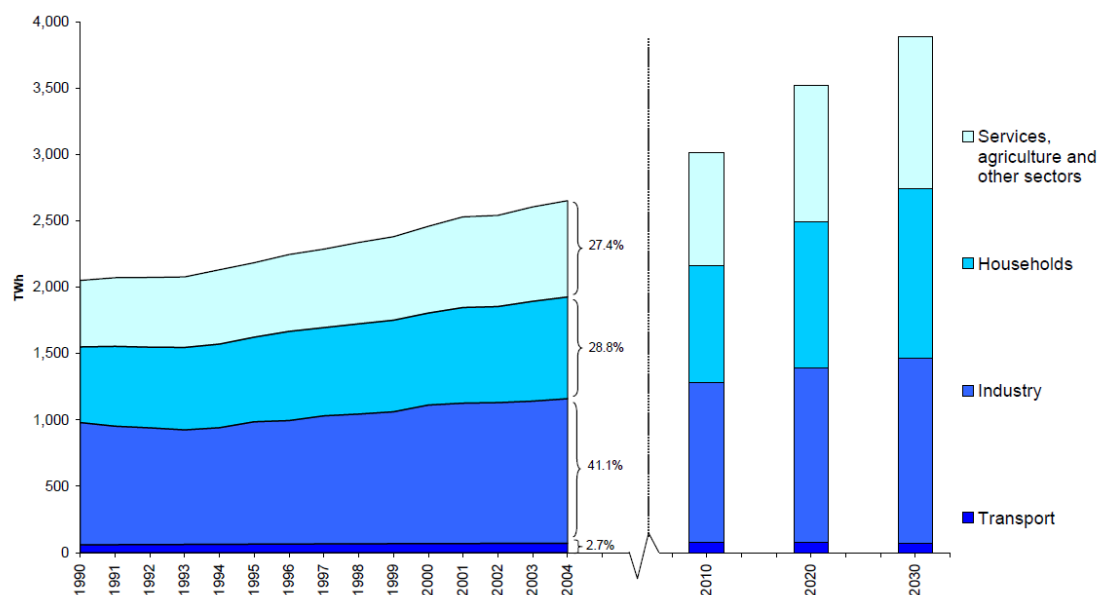


Ilustración 24: Consumo eléctrico según sectores (EEA, 2019)

Como se puede ver en la anterior imagen, el consumo se divide en:

- Transporte
- Industria
- Residencial
- Servicios, agricultura y otros

Así pues, se puede estimar la evolución del consumo eléctrico según las previsiones del consumo de dichos sectores. A su vez, las previsiones de la evolución de estos sectores varían mucho, sobre todo en torno al transporte, el cual podría cambiar el sector eléctrico drásticamente, no sólo por sustituir el diésel o gasolina por electricidad, si no por proveer al sistema de baterías, las cuales podrían usarse como reservas de energía en momentos necesarios.

Previo al análisis del consumo de dichos sectores, se procede a explicar brevemente el sistema eléctrico, y unos puntos básicos sobre cómo optimizarlo:

4.1. El sistema eléctrico

A continuación, se explican los puntos básicos en la operación de un sistema eléctrico (de un modo básico):

Principalmente existen dos tipos de regulaciones del sistema eléctrico: el control Potencia Activa-Frecuencia y el control Potencia Reactiva-Tensión

P-f:

- Los elementos de las redes eléctricas están diseñados para una frecuencia determinada (comúnmente los 50 o 60 Hz bien conocidos). Dichos elementos tienen una mayor eficiencia para una frecuencia, y en algunos casos, no pueden operar si la frecuencia varía más de un determinado margen. Por lo tanto, en un sistema eléctrico se busca mantener la frecuencia constante.
- Para mantener dicha frecuencia constante, la energía generada y demandada ha de ser exactamente idéntica. Si se genera más energía de la que se consume, las máquinas síncronas absorberán el exceso de energía, y al acelerarse aumentarán la frecuencia de la energía eléctrica generada. Por el contrario, si se demanda más energía de la que se genera, dicho déficit de energía será cubierto por las máquinas síncronas, que al ceder energía se frenarán y generarán energía eléctrica de menor frecuencia. Por lo tanto, se debe generar la misma energía que se demande.
- Ajustar la generación a la energía demandada es prácticamente imposible, ya que las centrales eléctricas tardan un determinado tiempo en reaccionar, y no representan una generación continua, si no discreta. Por ello, cuando se ve una variación en la frecuencia, el sistema lo contrarresta. Por ejemplo, si la frecuencia es menor de 50 Hz, se generará más energía de la demandada para aumentar la frecuencia y así corregir el error)
- Existen tres controles para mantener la frecuencia:

- Regulación primaria: control local y automático, actúa en 2-20 segundos. Este control restablece el balance generación-demanda. La frecuencia ya no se desviará, pero se encuentra en un valor distinto al de referencia.
- Regulación secundaria: centralizado, automático o manual, actúa en 15 segundos-20 minutos. Este control restablece la frecuencia a su valor de referencia, los intercambios de energía entre sistemas y la reserva primaria.
- Regulación terciaria: control centralizado, manual y con un tiempo de actuación mayor de 15 minutos. Restablece las reservas secundarias.

Q-V:

- Al igual que con la frecuencia, los elementos de un sistema están diseñados para una tensión determinada, y se ha de mantener lo más constante posible.
- Para ello, se regula la potencia reactiva, con la cual se modifican los flujos de energía en las líneas y se restablecen los valores necesarios de tensión.

En la siguiente imagen se puede ver la generación en el sistema peninsular español:

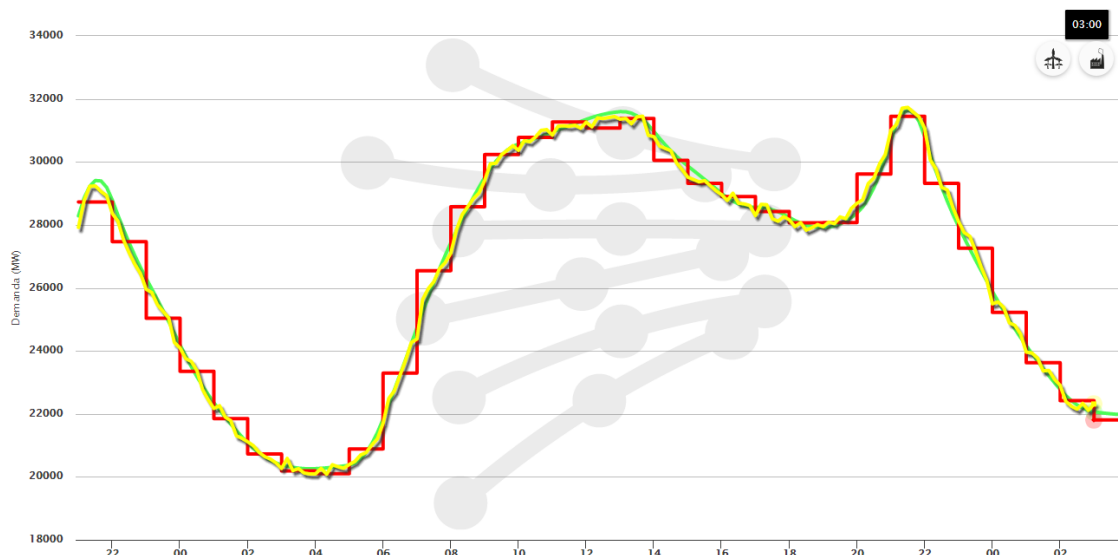


Ilustración 25: Generación sistema peninsular español (REE, 2019)

Como se puede apreciar en la anterior imagen, la demanda de energía varía a lo largo del día, teniendo un valle de madrugada y un pico a medio día y al fin de la jornada laboral. Si dicha demanda fuese más constante, sería más sencillo prever la generación necesaria,

y se necesitaría menos potencia instalada, menos centrales “de pico” (usualmente las más caras en cuanto a instalación y operación), y se usarían más centrales de base.

Hacer más constante el perfil de demanda se consigue transfiriendo parte del consumo de pico a las horas valle. Esto se realiza bien con sistemas de almacenamiento de energía, o cambiando el perfil de consumo de los clientes de la red. Esto último se puede conseguir con incentivos o tarifas, como pasa con la tarifa nocturna E7, la cual tiene unos precios inferiores a los normales al consumir electricidad durante las horas establecidas en dicha tarifa.

La demanda de electricidad proviene de cuatro sectores, los cuales están desarrollados más a fondo en los siguientes puntos:

4.2. Sectores de consumo eléctrico

4.2.1. Transporte

Cuando se habla de la electrificación del transporte, se suele hacer referencia a los vehículos privados o vehículos ligeros (Light-Duty Vehicle, LDV en inglés), ya que son aquellos que ya están penetrando el sistema, y que se espera que crezcan en gran medida a lo largo de los próximos años.

Otros, como los vehículos pesados (Heavy-Duty Vehicle en inglés), trenes, aviones o barcos, tardarán más en crecer lo suficiente como para suponer un cambio en dichos sistemas de transporte, por lo que su electrificación ha sido rechazada en este trabajo.

La electrificación de los vehículos ligeros supone un gran cambio para el sistema energético, y en especial el eléctrico. No sólo se trata de reducir las emisiones en el punto de uso del vehículo, o de la reducción neta de emisiones (si dichos vehículos se alimentan de energía renovable/nuclear), sino que suponen un gran cambio a la hora de planear el sistema eléctrico.

Desde hace varios años, la investigación en el campo del almacenamiento de energía eléctrica ha estado creciendo y viendo grandes avances, los cuales se pueden ver en los nuevos vehículos híbridos/eléctricos. Estas baterías/sistemas de almacenamiento también se pueden aplicar en los sistemas eléctricos, y algunos de ellos ya se están usando en la actualidad, como la batería de Tesla usada en Australia (con 100 MW de potencia).

En cuanto a los vehículos, sus baterías podrían usarse para “limar” el consumo eléctrico a lo largo del día (como se ha explicado antes). Como se puede ver en la siguiente imagen, el consumo residencial medio de los 27 países que conformaban la Unión Europea en el año 2010 (previo la adhesión de Croacia), varía en gran medida a lo largo del día:

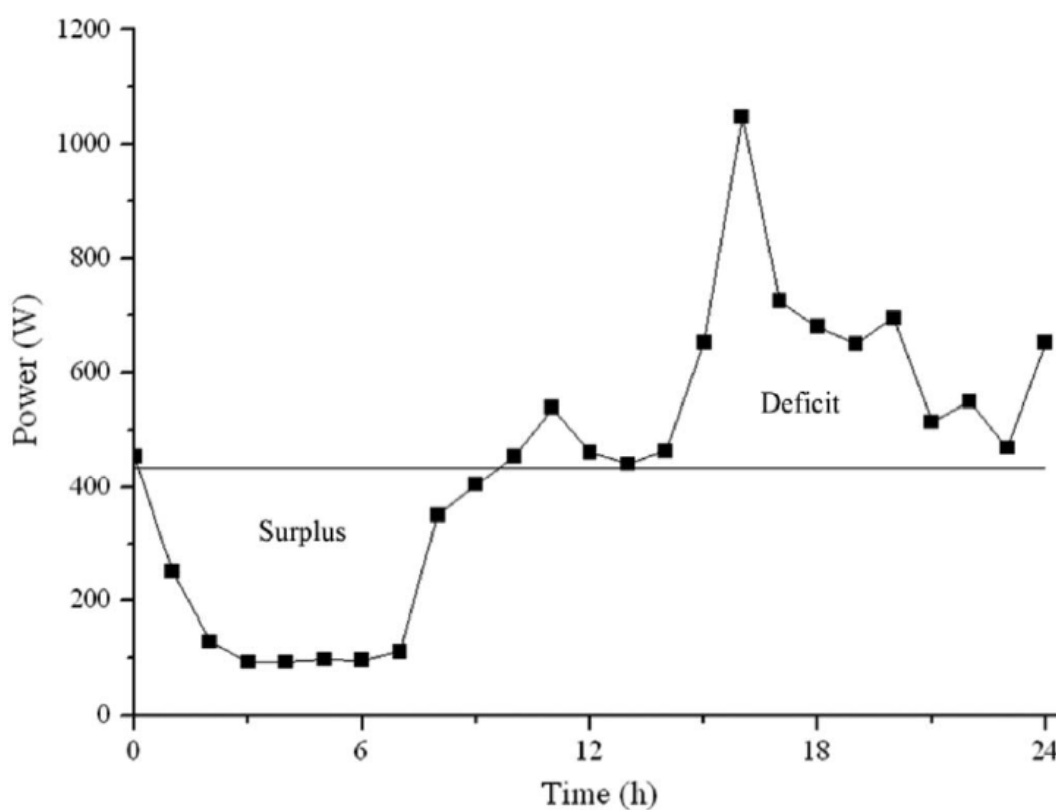


Ilustración 26: Consumo eléctrico residencial, (IEEE, 2010)

Como puede verse, el consumo eléctrico tiene un valle en las horas nocturnas y un pico a media tarde (al finalizar la jornada laboral). Si dicha curva pudiese, como se ha dicho antes, “limarse”, es decir, hacerla más regular, sería más fácil prever el consumo residencial, y reducir los costes del sistema eléctrico.

Esto es posible gracias a una menor potencia pico, y por lo tanto una menor necesidad de centrales eléctricas usadas con dicha finalidad. Estas centrales “de pico”, trabajan pocas horas al año, y tienen unos elevados costes de instalación y operación.

Al regularizar el consumo, la energía usada a lo largo del día/año sería la misma, pero con valles y picos menos diferenciados. Esto supone un mayor uso de centrales “de valle” (aquellas operando a lo largo de un gran periodo de tiempo) y un menor uso, como se ha dicho antes, de las centrales “de pico”.

Con las baterías de los vehículos, el consumo eléctrico desde el punto de vista del consumidor sería el mismo, es decir, seguirá usando dicho recurso con la misma tendencia. No obstante, desde el punto de vista del sistema eléctrico, este sería más constante, ya que la batería se encargaría de cubrir el excedente/déficit de energía (o parte del necesario) con respecto al consumo medio (los aproximadamente 0.44 kWh marcados en la ilustración anterior)

Conseguir un consumo constante es algo altamente improbable, ya que los vehículos eléctricos han de cumplir su primera función: ser un modo de transporte, por lo que antes de ceder/absorber energía, han de estar disponibles cuando el consumidor lo requiera. Ante esta situación, se han estudiado tres comportamientos:

- Ideal: se dispone de la batería del vehículo sin restricciones
- Familiar: la batería no está disponible durante las horas escolares (desde las 9:00 hasta las 15:00)
- Trabajador: la batería no está disponible durante la jornada laboral (desde las 8:00 hasta las 17:00)

Acorde con los puntos anteriores, según el estudio de la IEEE (por sus siglas en inglés: Institute of Electrical and Electronics Engineers) sobre el impacto de la electrificación del transporte en las redes eléctricas (IEEE, 2010), la energía disponible es la siguiente:

| Horas disponibles | Escenario | Energía (MJ) | | Energía (kWh) | |
|-------------------|------------|--------------|---------|---------------|---------|
| | | Excedente | Déficit | Excedente | Déficit |
| 24 | Ideal | 8.2 | 8.2 | 2.278 | 2.278 |
| 20 | Familiar | 7.5 | 7.8 | 2.083 | 2.167 |
| 15 | Trabajador | 4.5 | 6.6 | 1.25 | 1.833 |

Tabla 2: Escenarios de comportamiento de la batería del VE (Elaboración propia con datos de: (IEEE, 2010))

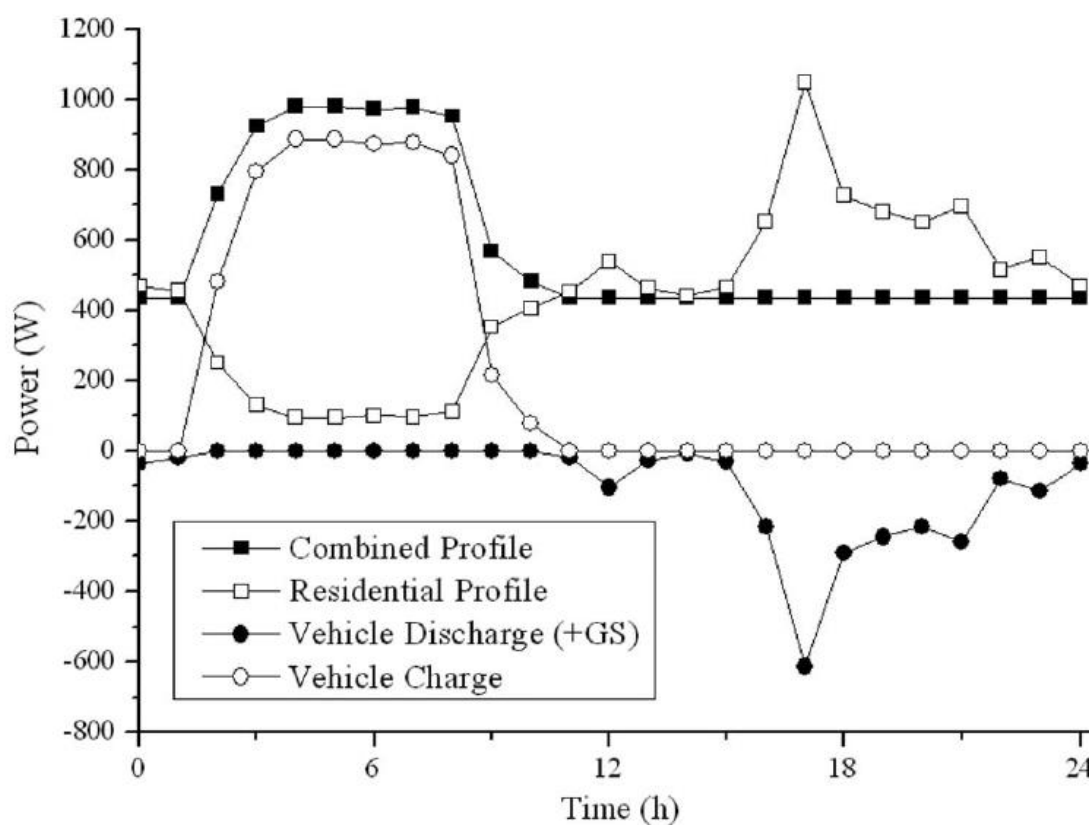


Ilustración 27: Impacto de un vehículo eléctrico al perfil de demanda residencial EU-27 (IEEE, 2010)

Como se puede ver, el consumo eléctrico se hace más constante al introducir la batería del vehículo (al margen del aumento de energía eléctrica necesaria causado por la transición de un vehículo diésel/gasolina por uno eléctrico)

El vehículo tomado como referencia para dicha gráfica es el LUV-PHEV 10, con un uso de 9 a 15 horas (por lo tanto, durante este intervalo, no se puede hacer uso de su batería)

Esta curva podría pasar a ser prácticamente constante si se introdujesen otras baterías. Se propone usar pilas de combustible de óxido sólido. Con este sistema, se tiene la siguiente curva (desde el punto de vista de la red):

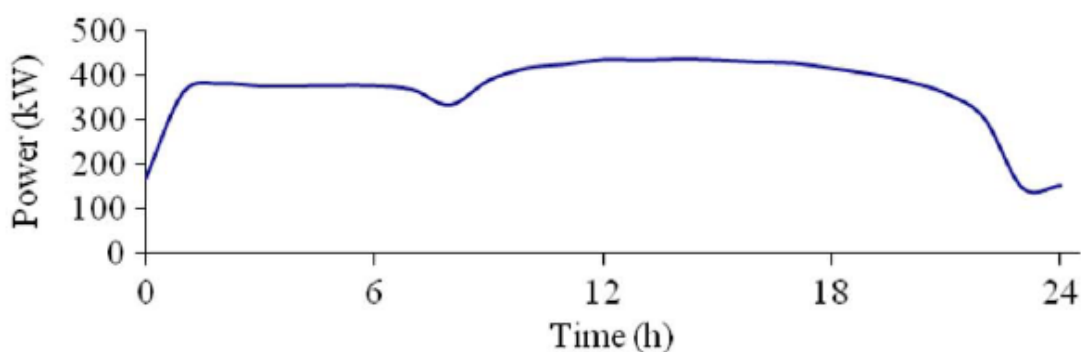


Ilustración 28: Consumo eléctrico con VE + Pila de combustible (IEEE, 2010)

Se toma como vehículo eléctrico de referencia el Tesla Model 3, por tener un precio reducido en comparación al resto del mercado. Este vehículo tiene una capacidad de 57 kWh en su versión estándar, con una carga de 3 kW en puntos estándar y de hasta 11 kW en puntos de carga especializados o Powerwall (Tesla, 2019).

La autonomía del Tesla Model 3 es de aproximadamente 354km, lo que resulta en un rango de 6.2km/kWh.

4.2.2. Residencial

Como ya se ha explicado, los vehículos eléctricos pueden ayudar a perfilar el consumo eléctrico para tener un menor coste (tanto para los usuarios como para el sistema), funcionando como batería para la residencia. Así pues, la electrificación de los vehículos ayuda tanto a reducir las emisiones del sector del transporte (en caso de que la energía provenga de energías con menores emisiones que las asociadas al motor de combustión), como a perfilar la demanda residencial.

Una opción parecida sería utilizar baterías, como las introducidas al mercado por la compañía Tesla. La última batería introducida al mercado por esta compañía es la Powerwall 2, una batería de ion de litio, con las siguientes características (Tesla, 2019):

PERFORMANCE SPECIFICATIONS

| | |
|--|--------------------------------|
| AC Voltage (Nominal) | 120/240 V |
| Feed-In Type | Split Phase |
| Grid Frequency | 60 Hz |
| Total Energy ¹ | 14 kWh |
| Usable Energy ¹ | 13.5 kWh |
| Real Power, max continuous ² | 5 kW (charge and discharge) |
| Real Power, peak (10s, off-grid/backup) ² | 7 kW (charge and discharge) |
| Apparent Power, max continuous | 5.8 kVA (charge and discharge) |
| Apparent Power, peak (10s, off-grid/backup) | 7.2 kVA (charge and discharge) |
| Maximum Supply Fault Current | 10 kA |
| Maximum Output Fault Current | 32 A |
| Overcurrent Protection Device | 30 A |
| Imbalance for Split-Phase Loads | 100% |
| Power Factor Output Range | +/- 1.0 adjustable |
| Power Factor Range (full-rated power) | +/- 0.85 |
| Internal Battery DC Voltage | 50 V |
| Round Trip Efficiency ^{1,3} | 90% |
| Warranty | 10 years |

¹Values provided for 25°C (77°F), 3.3 kW charge/discharge power.

²In Backup mode, grid charge power is limited to 3.3 kW.

³AC to battery to AC, at beginning of life.

Ilustración 29: Especificaciones batería Powerwall 2 (Tesla, 2019)

Como se puede ver, la potencia útil que se puede extraer de un modo continuo es de 5 kW, un valor ligeramente inferior a la potencia de una electrificación residencial básica (5.75 kW), por lo que la batería es capaz de suplir aproximadamente un 87% de la potencia pico de una vivienda básica.

Otro valor a destacar es la eficiencia (del 90%). Partiendo de este valor, se espera que los usuarios carguen la batería durante la noche y la usen en las horas de consumo pico de la red, y esta actividad será económicamente rentable para el usuario siempre y cuando el precio de la electricidad entre la carga y la descarga varíe más de un 11%.

El Sistema de Información del Operador del Sistema (ESIOS) (ESIOS, 2019), permite conocer el precio de la electricidad (PVPC) de antemano, ya que publica los precios en las franjas horarias del siguiente día. Estos datos permiten a los usuarios programar su consumo de un modo más inteligente, y, por tanto, reducir la tarifa de electricidad.

El PVPC, o Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, son unas tarifas que pueden tener los usuarios con una potencia contratada menor de 10 kW (prácticamente todas las viviendas, ya que la electrificación básica tiene una potencia de 5.75 kW, y la elevada de 9.2 kW)

En la siguiente imagen se pueden ver las tarifas para el día 13 de mayo de 2019:

TÉRMINO DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA DEL PVPC

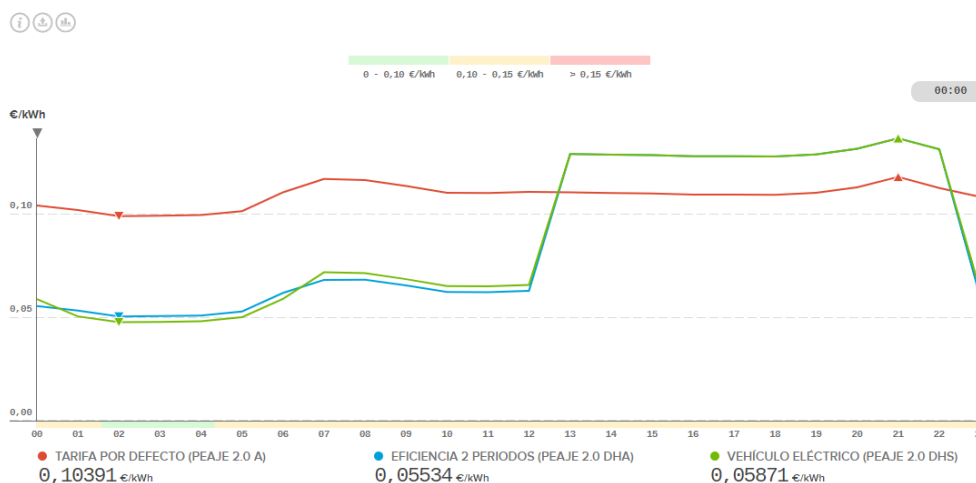


Ilustración 30: PVPC a día 13/05/2019 (ESIOS, 2019)

Como se puede ver en la anterior imagen, existen tres tarifas:

- Tarifa por defecto: se mantiene un precio regular a lo largo de todo el día.
- Tarifa por discriminación horaria: el precio de la electricidad varía ligeramente en torno a dos franjas horarias. Por la noche, y hasta el mediodía, la tarifa es considerablemente inferior, y su valor aumenta en el resto del día. Esta tarifa incentiva a los usuarios a tener su mayor consumo durante la noche, lo cual resulta especialmente interesante si los electrodomésticos o equipos eléctricos pueden tener su consumo en dicho horario.

- Tarifa vehículo eléctrico: sistema similar al de la discriminación horaria.

Los vehículos eléctricos y las baterías se ven beneficiadas por las dos últimas tarifas del PVPC, ya que la variación del precio ronda el 200 y el 250%, valores considerablemente superiores al 11% necesario para que el ciclo de carga-descarga de una batería de Tesla resulte beneficioso.

4.2.2.1. Batería VE diseño preliminar

A continuación, se presenta una serie de cálculos que permiten ver la influencia de un vehículo eléctrico en el coste:

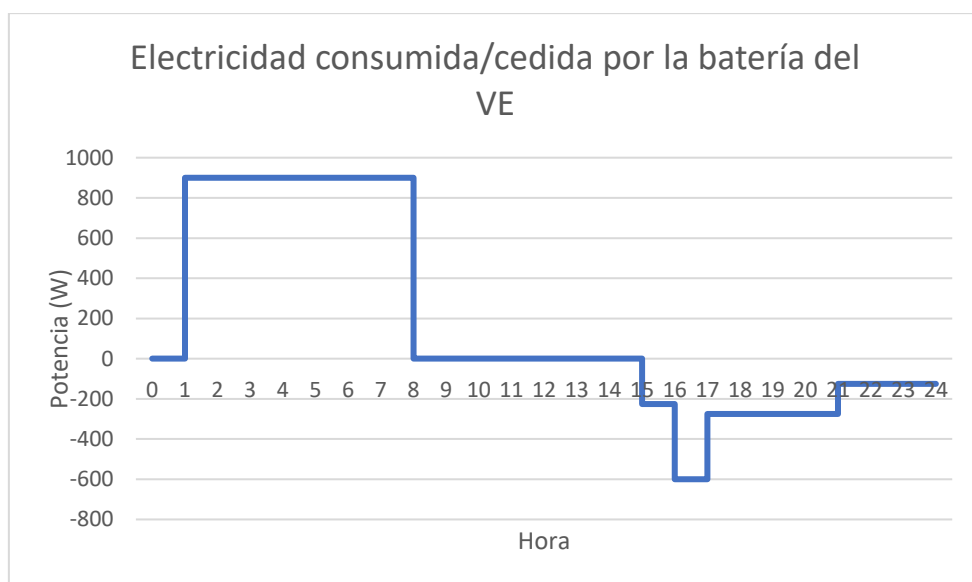


Ilustración 31: Perfil simplificado de consumo de la batería del VE (Elaboración propia con datos de: (IEEE, 2010))

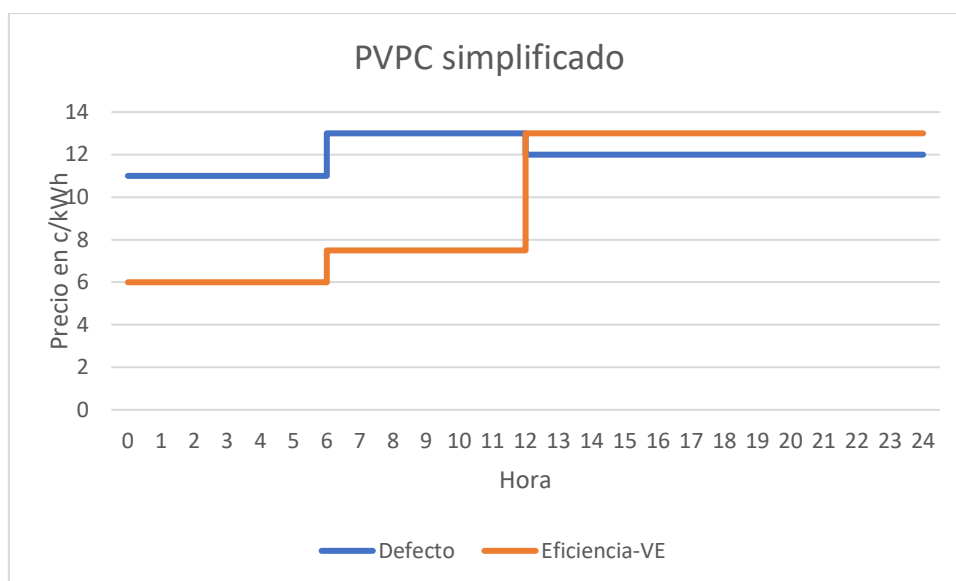


Ilustración 32: PVPC medio simplificado (Elaboración propia con datos de: (ESIOS, 2019))

A partir de los dos gráficos anteriores resulta sencillo calcular el coste de cargar el vehículo eléctrico. Calculando el área bajo la curva de la ilustración 31 se haya la energía necesaria, y dicho valor multiplicado por el precio del PVPC para cada rango de horas resulta en el precio de dicho ciclo carga-descarga de la batería del VE.

| Intervalo | Energía (Wh) | Energía (kWh) | Energía corregida (kWh) | Coste Def (c€) | Coste VE (c€) |
|------------|--------------|---------------|-------------------------|----------------|---------------|
| De 0 a 6 | 4500 | 4,5 | 5 | 55 | 30 |
| De 6 a 12 | 1800 | 1,8 | 2 | 26 | 15 |
| De 12 a 24 | -1925 | -1,925 | -1,925 | -23,1 | -25,025 |
| | | | Total | 57,9 | 19,975 |

Se ha desarrollado el término de energía corregida para tener en cuenta el rendimiento de una batería para el ciclo carga-descarga (usado comúnmente el 90% de eficiencia)

Las dos columnas de la derecha representan los dos tipos de tarifas valorados: el término por defecto, y el término de eficiencia II, el cual se ha asumido igual al del vehículo eléctrico (curvas casi idénticas)

Como se puede ver, dado que la batería del vehículo se carga durante la noche (horas de menor PVPC) y cede la energía restante durante las horas de pico (mayor PVPC), el

excedente de energía sirve para abaratar la factura eléctrica doméstica del usuario del VE (más notable en el caso de PVPC-VE)

Todos estos cálculos se basan en restringir el uso del VE al intervalo 9am-3pm, ya que, durante el resto de la jornada, se cargará o descargará la batería. La energía disponible en la batería del VE es de 4.3 kWh, una autonomía de 26.7 km.

Estos cálculos se han realizado con los datos del estudio: (IEEE, 2010), del año 2010.

4.2.2.2. Batería VE diseño final

Los avances tecnológicos permiten almacenar más energía en las baterías, y recargarlas más rápidamente, de modo que se puede mantener la forma de las curvas de dicho estudio, pero se pueden escalar para representar dichos avances en las baterías.

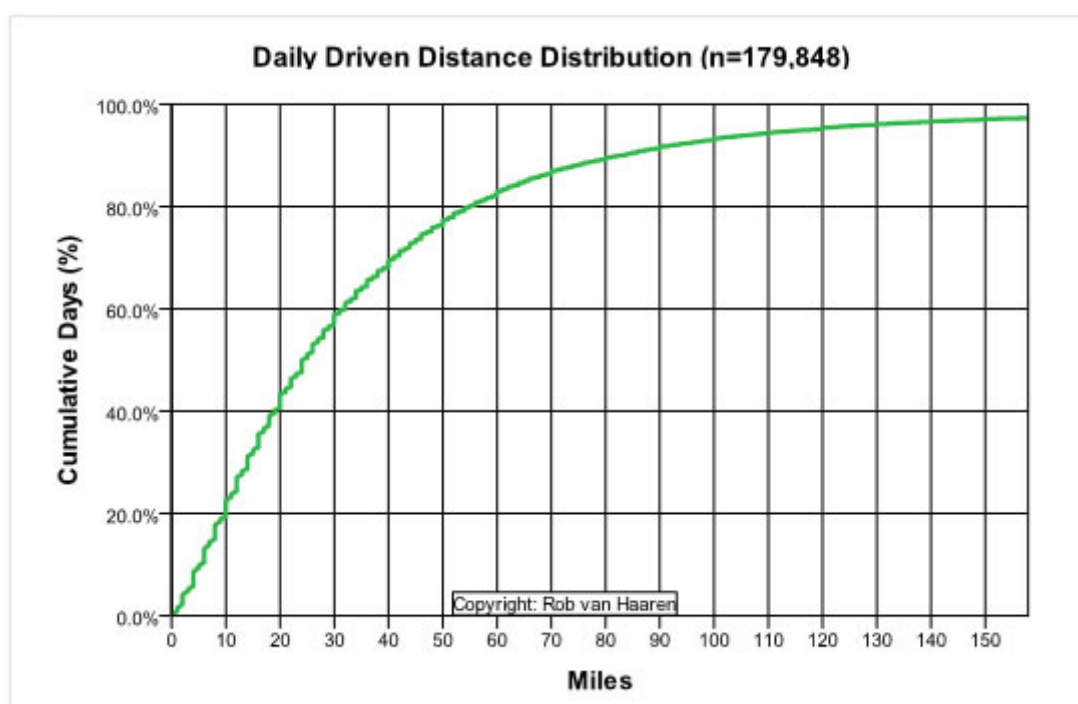


Ilustración 33: Distancia diaria de un vehículo (SJUS, 2009)

En la ilustración anterior se puede ver la distancia diaria recorrida por la población de los Estados Unidos (SJUS, 2009) (con una muestra de casi 200.000 coches).

Para el caso de España en 2014, según un informe (EA, 2014) encontrado en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO, 2019), de media cada español

recorre en coche una distancia de 28.9 km. Este dato resulta menos relevante, ya que se tiene la media, pero no la distribución de distancias recorridas por los vehículos.

Se procede a realizar los cálculos usando la curva de los Estados Unidos, ya que de media se tienen unos 35 km por día y por vehículo, algo superior a la española, pero que de este modo permite un crecimiento en el uso de los coches sin afectar negativamente a los cálculos posteriores.

En los cálculos preliminares, se disponía del VE únicamente en el intervalo 9-15 horas, con una autonomía reducida. Por ello, se dispone a calcular dos nuevos perfiles, uno de jornada completa y otro de media jornada, con intervalos de uso y autonomías diferenciados.

El objetivo es minimizar el coste de recargar la batería del VE, sujeto a varias restricciones:

- La potencia máxima es de 3000 W, lo que supone el límite tanto para consumir como para ceder la energía.
 - No se puede hacer uso de la batería durante las horas de trabajo (variables según el escenario)
 - La energía consumida antes de las horas laborales menos la necesaria para realizar el trayecto, multiplicado por un factor de 0.9 (el 90% de eficiencia de la batería), es la energía disponible para producir el ahorro en el consumo residencial.
 - La batería no puede ceder más energía de la que se consume. Esto implica que se usa el vehículo para reducir (o anular, si es posible) el consumo de la red, no para verter el exceso de energía a la misma.
 - Con fin de crear una curva de consumo más homogénea, siempre manteniendo el caso óptimo económicamente hablando, se intentará que la energía total consumida de la red durante las horas de carga sea constante.
-
- **Perfil 1**: Jornada completa. Autonomía necesaria de 55 millas

Esta autonomía (55 millas = 88.5 km) incluye al 80 % de los vehículos. Al ser jornada completa, se asume la disponibilidad de la batería en todas horas excepto las de la jornada laboral (se asume jornada completa de 40 horas semanales, 8 diarias, de 9 am – 5 pm)

Como se ha comentado anteriormente, se toman los datos del Tesla Model 3 como referencia para los cálculos.

$$\text{Energía necesaria (kWh)} = \frac{\text{Autonomía necesaria (km)}}{\text{Distancia por unidad de energía } \left(\frac{\text{km}}{\text{kWh}}\right)}$$

Así pues,

$$\text{Energía necesaria (kWh)} = \frac{88.5 \text{ km}}{6.2 \frac{\text{km}}{\text{kWh}}} = 14.3 \text{ kWh}$$

Esta es la energía necesaria para recorrer la distancia requerida. Puesto que la batería tiene una capacidad de 57 kWh, el excedente podría usarse para almacenar energía durante las horas de valle de consumo eléctrico, y usarla durante las horas de pico (siempre y cuando dichas horas estén comprendidas fuera del intervalo de jornada)

Se asume un 90% de eficiencia en el ciclo AC-batería-AC, de modo que se puede usar el 90% del excedente de energía para abastecer el consumo residencial pico.

El vehículo referencia tiene una potencia máxima de carga de 3 kW en tomas residenciales comunes, por lo que se necesitarán 4.8 horas para hacer la carga de “autonomía”

Así pues, utilizando Excel como herramienta para resolver un problema de minimización con restricciones, se obtienen los siguientes resultados: (Tabla completa en los anexos: tabla 4)

La tabla 3 mostrada en el anexo muestra los resultados de la tarifa eficiencia, ya que es la que consigue un mayor ahorro, como se puede ver a continuación:

- Tarifa PVPC defecto:
 - Coste del vehículo: 157.30 céntimos
 - Coste total: 299.60 céntimos

- Tarifa PVPC eficiencia:
 - Coste del vehículo: 55.63 céntimos
 - Coste total: 186.01 céntimos

El coste de recarga del vehículo incluye el ahorro producido al mover energía de menor precio (durante el periodo 0000 horas a las 0900, punto en el que se supone necesario el uso del VE) a las horas de mayor precio (de 1700 a 2400)

Así pues, en apartados posteriores se supondrá que se tiene acceso a una fracción de las baterías de los VE del sistema como medida para reducir el consumo de las horas pico, ya que se ve que es útil tanto para el sistema eléctrico como para los consumidores.

En la siguiente imagen se puede ver el perfil de consumo del VE:

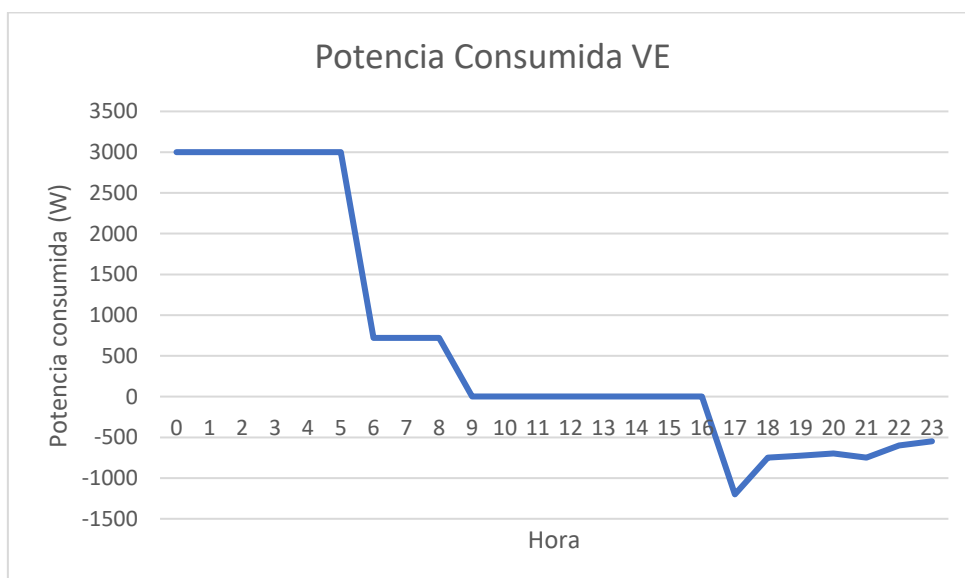


Ilustración 34: Consumo VE Perfil 1

- **Perfil 2:** Media jornada. Autonomía necesaria de 20 millas

Dicha autonomía (20 millas = 32 km) incluye al 40% de los vehículos. Se supone el uso del vehículo durante el periodo 9 am – 3 pm.

$$\text{Energía necesaria (kWh)} = \frac{32 \text{ km}}{6.2 \frac{\text{km}}{\text{kWh}}} = 5.2 \text{ kWh}$$

Conservando las restricciones anteriores, pero modificando las horas de operación de la batería, se llega a los siguientes resultados:

- Tarifa PVPC defecto:
 - Coste del vehículo: 57.20 céntimos
 - Coste total: 199.50 céntimos

- Tarifa PVPC eficiencia:
 - Coste del vehículo: -9.65 céntimos
 - Coste total: 120.73 céntimos

Al igual que en el caso anterior, se consigue un mayor ahorro usando la tarifa PVPC eficiencia, y los resultados de energías consumidas y cedidas por la batería para dicho escenario se pueden ver en el anexo: tabla 5.

En este caso el vehículo es capaz de dar dinero al consumidor al cargarlo, ya que requiere muy poca energía para cumplir con su función, permitiendo recolocar una gran cantidad de energía en las horas de mayor precio de electricidad.

Dicho perfil puede verse en la siguiente imagen:

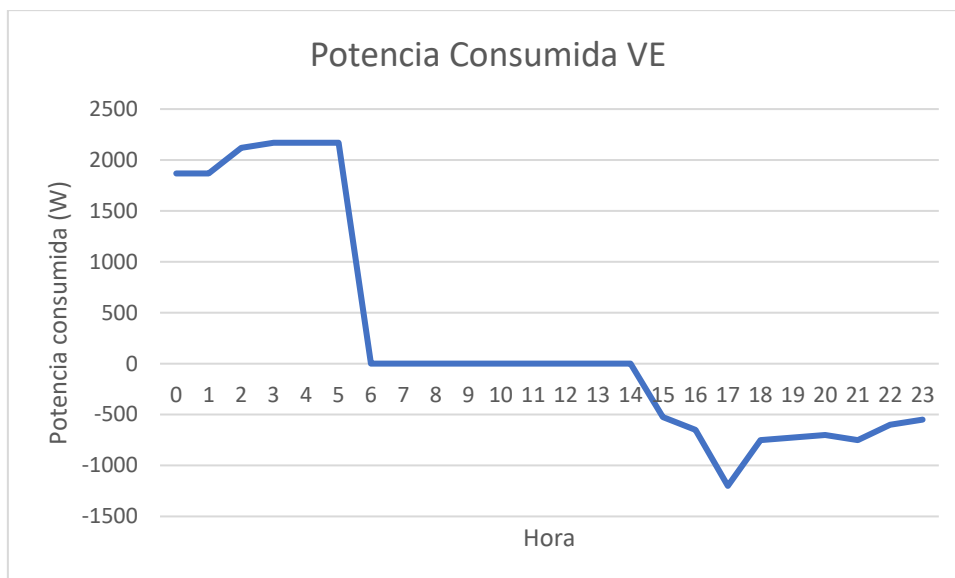


Ilustración 35: Consumo VE Perfil 2

4.2.3. Industria, servicios y otros

Estos sectores tienen su mayor actividad durante las horas diurnas, lo cual contribuye al pico de consumo en el sistema.

Se supone que su consumo eléctrico no puede trasladarse a horas de menor demanda, ya que, en caso de ser beneficioso económicamente para este tipo de industrias, ya lo habrán realizado, con el fin de maximizar sus beneficios.

Por lo tanto, se omiten variaciones en este campo.

La variación a tener en cuenta es la mejora de eficiencia energética requerida por la Unión Europea con el horizonte 2030, con una mejora del 32,5%. No obstante, como dicha mejora afecta a todos los sectores, se completa en apartados posteriores.

4.3. Generación eléctrica

4.3.1. Objetivos

Una de las mayores restricciones hoy en día a la hora de planificar el parque y la generación eléctrica son las medidas acordadas por la Unión Europea.

A continuación, se muestran los tres horizontes de generación más próximos:

4.3.1.1. 2020

Se omiten los objetivos del plan 2020, ya que dicho límite es un año.

No obstante, estos eran los objetivos:

- 20% reducción de gases de efecto invernadero
- 20% de renovables en la UE
- 20% de mejora de eficiencia energética

4.3.1.2. 2030

El horizonte de planificación más cercano es el año 2030, para el cual se espera tener (Comisión Europea, 2019) (al menos):

- Unas emisiones un 40% inferiores a las del año 1990
- Una participación del 27% de energías renovables
- Una mejora de la eficiencia energética del 27%

4.3.1.3. PNIEC

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima ha puesto para España otras metas a superar.

- 21% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (respecto a 1990)
- 39.6% de mejora de eficiencia energética
- 42% renovable sobre el uso final de energía
- 74% de generación renovable eléctrica

Estos últimos dos datos dejan ver que se espera que la generación eléctrica tenga una participación de en torno al 57% de la energía final:

$$\text{Energía final} = \text{Electricidad} + \text{Transporte} + \text{Industria} + \text{Residencial}$$

$$\text{Renovables} = 42\% \text{ Energía final y Renovables} = 74\% \text{ Electricidad}$$

$$42\% \text{ Energía final} = 74\% \text{ Electricidad. Por lo que:}$$

$$\text{Electricidad} = 57\% \text{ de la energía final}$$

Además, dicho informe contiene los objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero según el sector:

Tabla 1.1 Evolución de las emisiones (miles de toneladas de CO₂ equivalente)

| Años | 1990 | 2005 | 2015 | 2020* | 2025* | 2030* |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Transporte | 59.199 | 102.310 | 83.197 | 85.722 | 74.638 | 57.695 |
| Generación de energía eléctrica | 65.864 | 112.623 | 74.051 | 63.518 | 27.203 | 19.650 |
| Sector industrial (procesos de combustión) | 45.099 | 68.598 | 40.462 | 40.499 | 37.246 | 33.530 |
| Sector industrial (emisiones de procesos) | 28.559 | 31.992 | 21.036 | 21.509 | 22.026 | 22.429 |
| Sectores residencial, comercial e institucional | 17.571 | 31.124 | 28.135 | 26.558 | 23.300 | 19.432 |
| Ganadería | 21.885 | 25.726 | 22.854 | 23.247 | 21.216 | 19.184 |
| Cultivos | 12.275 | 10.868 | 11.679 | 11.382 | 11.086 | 10.791 |
| Residuos | 9.825 | 13.389 | 14.375 | 13.657 | 11.898 | 9.650 |
| Industria del refino | 10.878 | 13.078 | 11.560 | 12.247 | 11.607 | 10.968 |
| Otras industrias energéticas | 2.161 | 1.020 | 782 | 721 | 568 | 543 |
| Otros sectores | 9.082 | 11.729 | 11.991 | 14.169 | 13.701 | 13.259 |
| Emisiones fugitivas | 3.837 | 3.386 | 4.455 | 4.715 | 4.419 | 4.254 |
| Uso de productos | 1.358 | 1.762 | 1.146 | 1.231 | 1.283 | 1.316 |
| Gases fluorados | 64 | 11.465 | 10.086 | 8.267 | 6.152 | 4.037 |
| Total | 287.656 | 439.070 | 335.809 | 327.443 | 266.343 | 226.737 |

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Ilustración 36: Evolución de las emisiones, PNIEC: (MITECO, 2019)

4.3.1.4. 2050

Los objetivos para dicho año están aún por desarrollar, pero se tratan de medidas para eliminar los gases de efecto invernadero de la generación.

Por ahora, se cree que el principal objetivo será reducir las emisiones de GEI en un 90% respecto a los niveles de 1990, una medida que muchos países pretenden conseguir generando toda la energía eléctrica con fuentes renovables.

Para prever las emisiones generadas por un mix determinado, se necesitan datos de los distintos tipos de centrales.

En la siguiente imagen se pueden ver valores genéricos de los mismos:

| Tecnología | Emisiones CO ₂ g/kWh |
|--------------------|---------------------------------|
| Nuclear | 6 |
| Carbón | 800-1.500 |
| Ciclo combinado | 430 |
| Hidráulica | 4 |
| Eólica | 3-22 |
| Solar fotovoltaica | 60-150 |

Referencia: Ministerio de Industria, Francia.

Ilustración 37: Emisiones por tecnología (generales) (Nuclear, 2007)

Además, con datos de la página web de Red Eléctrica de España, se pueden ver las emisiones en el caso del sistema español:

Tabla 3: Emisiones por tecnología (España). Elaboración propia con datos de (REE, 2019)

| Datos en toneladas de CO ₂ por GWh por tecnología | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Carbón | 901,94 | 916,39 | 891,37 | 895,19 | 889,03 | 868,15 |
| Ciclo combinado | 315,35 | 319,11 | 324,80 | 335,88 | 325,15 | 331,82 |
| Térmica no renovable/Cogeneración y resto | 369,61 | 369,54 | 369,50 | 369,52 | 369,55 | 369,53 |
| Residuos no renovables | 223,82 | 224,96 | 227,51 | 226,30 | 226,09 | 227,04 |

4.3.2. Demanda eléctrica

Es necesario conocer la evolución de la demanda de energía eléctrica para planear un mix que permita abastecer a la misma, según unos objetivos marcados (vistos en el apartado anterior)

Dos parámetros necesarios son la potencia máxima (pico de potencia), así como la energía total consumida. Esto se puede conseguir estudiando la curva monótona de carga, de modo que se tengan los datos de los consumos de base, punta y semipunta.

A continuación, se muestra la monótona de carga del año 2014 en sistema eléctrico español:

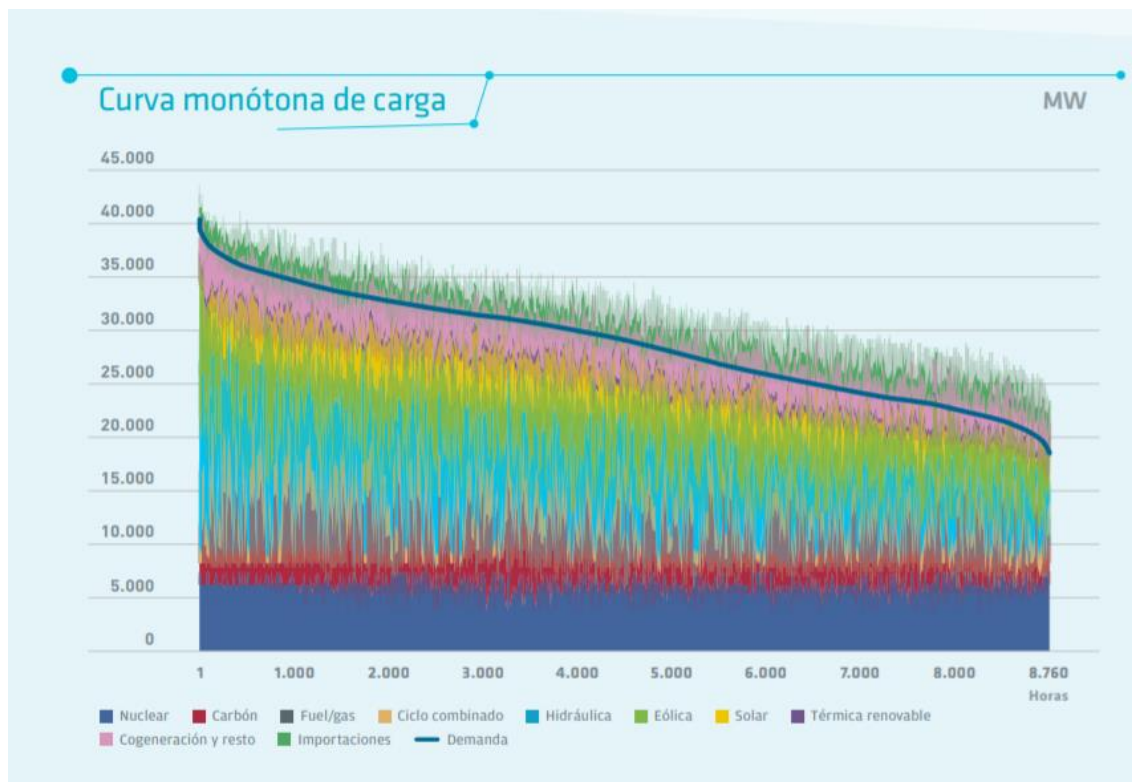


Ilustración 38: Monótona de carga 2014 (REE, 2015)

Debido a la gran cantidad de escenarios posibles sobre el futuro del sistema eléctrico, analizar el consumo es complicado, ya que depende tanto de la evolución de la eficiencia energética, electrificación, y otros factores, como la influencia de las temperaturas, laboralidad, etc....

Según un estudio de Foro Nuclear (Nuclear, 2007), el crecimiento esperado de demanda de energía anual es de un 2.6% (hasta el año 2035), mientras que el de la potencia pico es de un 3.4%. Ambos datos son los tomados al hacer una proyección con los datos de los 12 años anteriores a la fecha de estudio (2007)

Otros estudios más recientes, (Deloitte, 2018), (PWC, 2012), (Protermosolar, 2018), mencionan cambios más ligeros. Los valores de dichos cambios dependen del escenario,

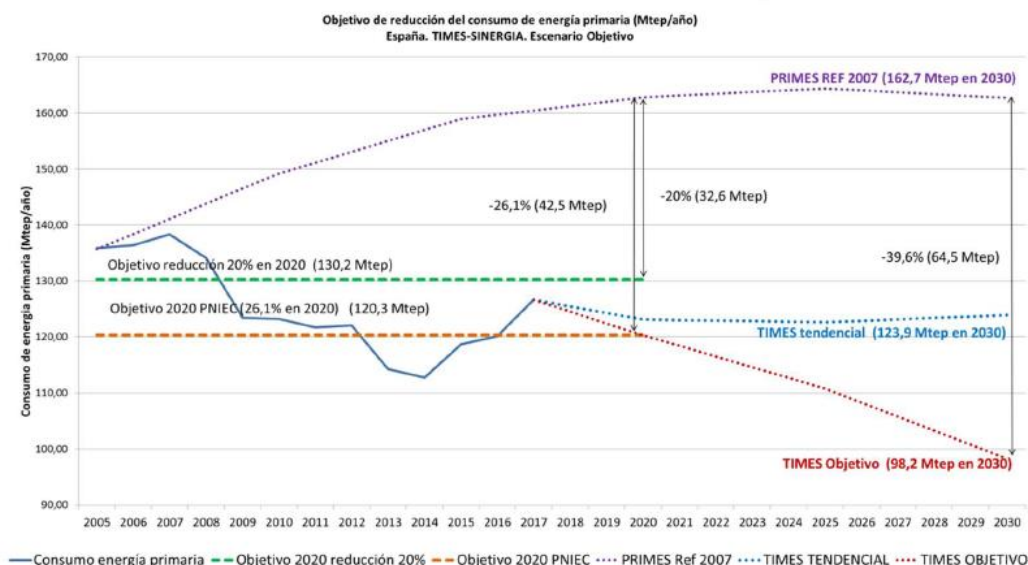
y, en gran medida, de la penetración de los vehículos eléctricos y de la reducción de la intensidad energética.

Así pues, según los objetivos a cumplir, en especial para el año 2030, variará la estructura de generación:

- Caso 1: Cumplir objetivos UE 2030
 - La mejora de eficiencia energética es de un 27%, lo que implica una mejora del 2.2% anual hasta dicho año.
 - Participación del 27% de energías renovables
 - Reducción de las emisiones del 40%

- Caso 2: Cumplir objetivos PNIEC
 - Mejora de eficiencia energética de un 39.6%, lo que implica una mejora del 3.6% anual
 - Participación del 42% de energías renovables (74% en el sector eléctrico)
 - Reducción de las emisiones 21%

Cabe mencionar que la mejora de la eficiencia energética está calculada con respecto al escenario tendencial PRIMES, mostrado en la imagen siguiente:



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Ilustración 39: Objetivos de mejora de eficiencia energética (MITECO, 2019)

Así pues, los cambios en la eficiencia energética están medidos junto al incremento en el PIB, por lo que, dicha eficiencia referenciada a los valores del 2017 será inferior.

Tomando un incremento del 1.7% en el PIB, la mejora de la eficiencia energética con respecto a los valores de 2017 será de un 1.9% en vez de los 3.6% mencionados anteriormente.

Cabe mencionar que para cumplir los objetivos de: Clean Mobility Package, de la European Commission (UN, 2018), se deberían alcanzar 900,000 vehículos eléctricos para el año 2030, consiguiendo así unas emisiones inferiores a los 67g CO₂/100 km.

Según el estudio (Deloitte, 2018), se plantean escenarios según la penetración de los VE y la mejora de eficiencia. Esto se puede ver en la siguiente imagen:

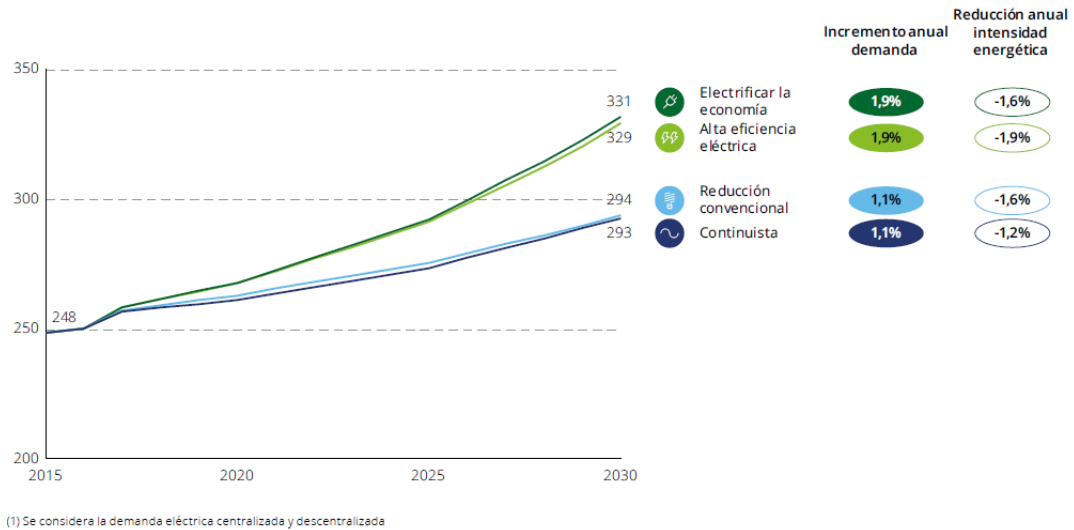


Ilustración 40: Evolución de la demanda eléctrica (Deloitte, 2018)

A continuación, se muestran dos monótonas de carga esperadas para el año 2030 bajo dos hipótesis:

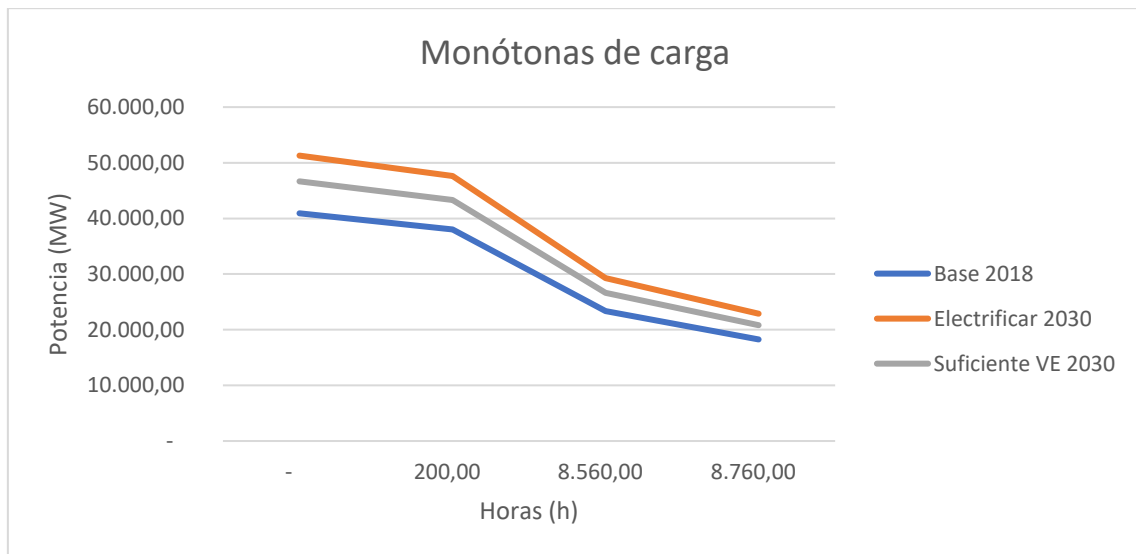


Ilustración 41: Monótonas de carga 2030. Elaboración propia con datos de (REE, 2019)

En la imagen anterior se ha supuesto un crecimiento constante (dependiente del escenario), pero manteniendo la misma forma de la monótona de carga, es decir, se ha incrementado exactamente igual cada tramo de consumo.

Las baterías eléctricas, contadores inteligentes, o simplemente un consumo residencial mejor gestionado pueden ayudar a reducir la diferencia entre picos y valles. Esto se puede ver en la siguiente gráfica:

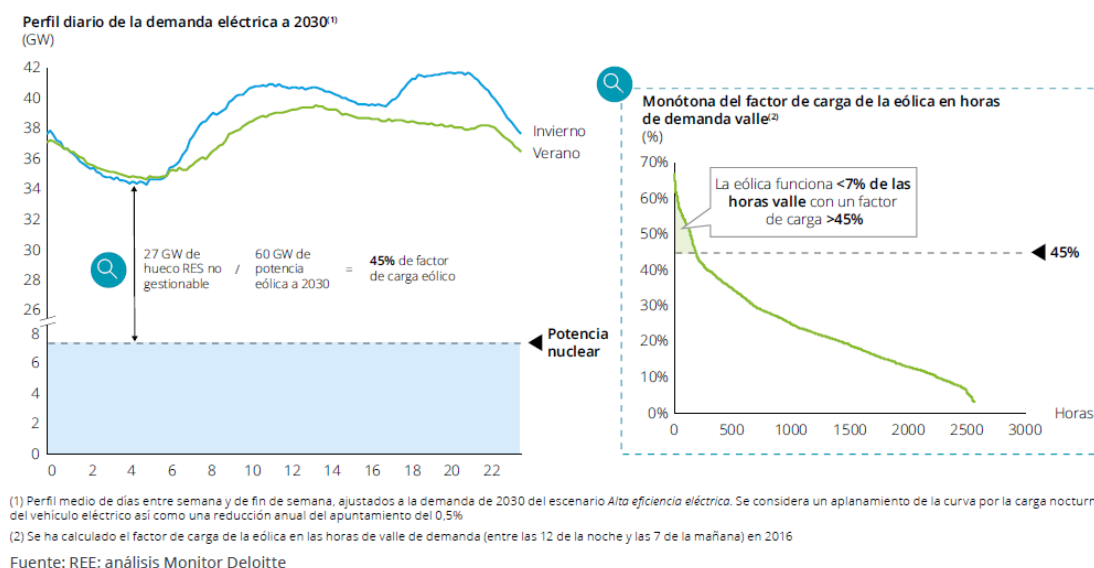


Ilustración 42: Perfil diario de demanda eléctrica en 2030 (Deloitte, 2018)

Según el estudio referenciado en la anterior imagen, en caso de electrificar el sistema energético (explicado en la siguiente sección), se podría reducir el apuntamiento en un 0.5% anual (se supone continuo hasta el año 2030).

Por dicho motivo, se corrigen las monótonas de carga anteriormente mencionadas, con el fin de tener en cuenta dicho comportamiento de la demanda (el apuntamiento se reduce en un 0.5% en el caso de electrificar, y en un 0.25% anual en el caso de suficiente VE):

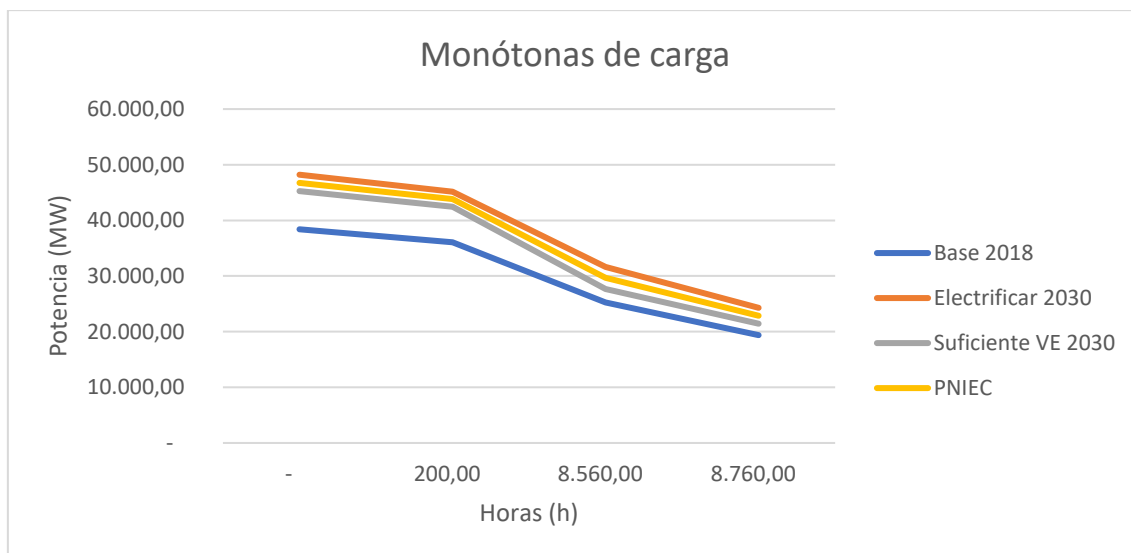
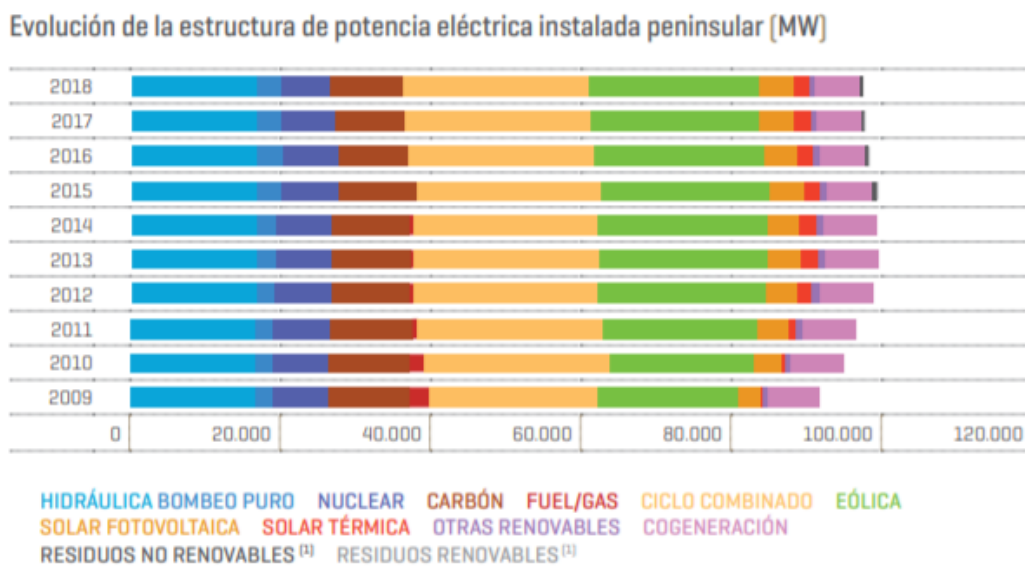


Ilustración 43: Monótonas de carga propuestas

4.3.3. Generación eléctrica

En la siguiente imagen se puede ver la evolución de la potencia instalada en España:



(1) Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.
 Fuente: Datos Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta el 2014 en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Ilustración 44: Potencia instalada España (REE, 2019)








Como se puede ver, la potencia instalada de centrales térmicas es superior a la potencia pico de consumo, por lo que, en condiciones mínimas de generación renovable, se puede cubrir la demanda eléctrica peninsular.

La gran mayoría de los modelos desarrollados del parque eléctrico en España marcan un gran crecimiento de las energías renovables (con fin de cumplir los objetivos antes mencionados), y el cierre de gran cantidad de centrales térmicas (especialmente las de carbón, por motivos ambientales, y las nucleares debido al fin de su vida útil)

Se espera que la potencia instalada de carbón se reduzca a la mitad a partir de 2020, y que dicho vector energético desaparezca de la generación eléctrica aproximadamente en el año 2025 (IIDMA, 2019).

Por otro lado, como se puede ver en la siguiente imagen, las centrales nucleares llegan al fin de su vida útil, dejando a España en 2030 con aproximadamente un 60% de la potencia instalada actual:

El apagón nuclear

| Central | Emplazamiento | Empresa propietaria | % de participación | Potencia eléctrica (MW) | Inicio operación comercial | Cierre definitivo de la planta | |
|---------------------|---|---------------------|--------------------|---|----------------------------|--------------------------------|------|
| Almaraz I | Almaraz (Cáceres) | Iberdrola | 53,0 |  | 1.049,2 | Sep. 1983 | 2027 |
| | | Endesa | 36,0 | | | | |
| | | Naturgy | 11,0 | | | | |
| Almaraz II | Almaraz (Cáceres) | Iberdrola | 53,0 |  | 1.051,8 | Jul. 1984 | 2028 |
| | | Endesa | 36,0 | | | | |
| | | Naturgy | 11,0 | | | | |
| Ascó I | Ascó (Tarragona) | Endesa | 100,0 |  | 1.032,5 | Dic. 1984 | 2029 |
| Ascó II | Ascó (Tarragona) | Endesa | 85,0 |  | 1.027,2 | Mar. 1986 | 2030 |
| | | Iberdrola | 15,0 | | | | |
| Cofrentes | Cofrentes (Valencia) | Iberdrola | 100,0 |  | 1.092,0 | Mar. 1985 | 2033 |
| Vandellós II | Vandellós y L'Hospitalet del Infant (Tarragona) | Endesa | 72,0 |  | 1.087,1 | Mar. 1988 | 2034 |
| | | Iberdrola | 28,0 | | | | |
| Trillo | Trillo (Guadalajara) | Iberdrola | 48,0 |  | 1.066,0 | Ago. 1988 | 2035 |
| | | Naturgy | 34,5 | | | | |
| | | EDP | 15,5 | | | | |
| | | Nuclenor | 2,0 | | | | |

Todas las centrales son de agua a presión (PWR), excepto Cofrentes que es de agua en ebullición (BWR).

Fuente: elaboración propia

A. MERA VIGLIA / CINCO DÍAS

Ilustración 45: Cierre de las centrales nucleares en España (Cinco Días, 2019)

Sólo con el cierre de dichas centrales, en 2030, se dispondrá de casi 8000 MW menos de capacidad térmica.

Así pues, si bien las energías renovables acceden al mix eléctrico con prioridad, y fueron capaces de generar un 20% de la electricidad total anual de media durante los últimos 5 años, necesitan centrales de respaldo.

Se espera que gran parte de dicho respaldo proceda de las centrales de ciclo combinado, centrales que ahora mismo suponen un 25% de la potencia instalada en la península, y

que son capaces de dar una mejor respuesta ante las variaciones de generación de las renovables.

Las centrales de vapor no sólo sirven como unidades auxiliares ante un cambio de generación renovable, sino que, junto a las centrales hidráulicas, han de proporcionar la inercia necesaria al sistema para garantizar la seguridad de suministro en el sistema.

Cabe mencionar que la gran inercia de las centrales nucleares hace necesario tener una menor capacidad con respecto a las demás para cubrir un incidente extremo, como se puede ver en la siguiente imagen:

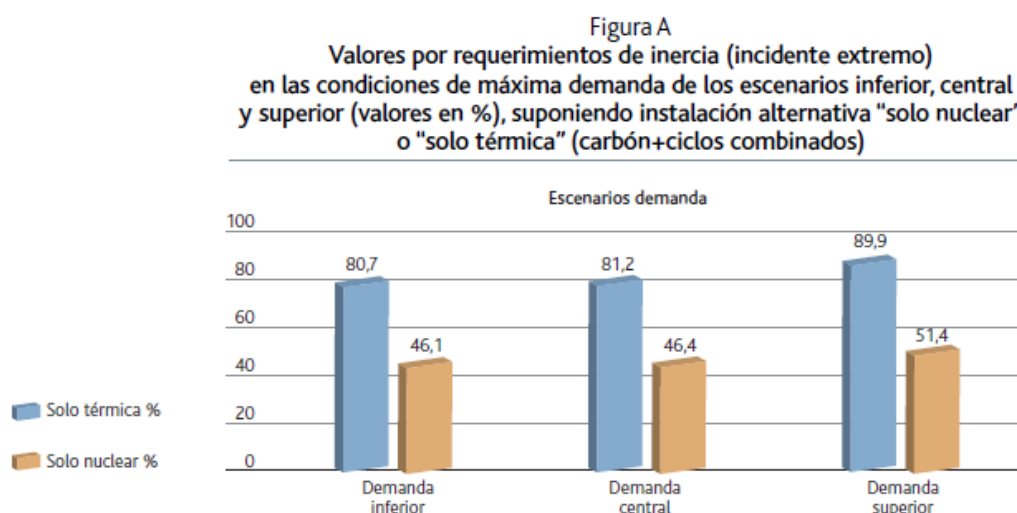


Ilustración 46: Valores necesarios de inercia (Nuclear, 2007)

En la siguiente tabla se pueden ver resumidos los objetivos explicados en puntos anteriores, y que suponen las restricciones para el problema resuelto en Excel:

Tabla 4: Objetivos para la generación eléctrica

| Escenario | Emisiones GEI (kton) | Pico demanda | Generación RES (%) | Generación RES (GWh) |
|--------------|----------------------|--------------|--------------------|----------------------|
| UE 2030 Elec | 30.000,00 | 48.208,30 | 70% | 235.247,21 |
| UE 2030 VE | 30.000,00 | 45.257,38 | 70% | 214.852,72 |
| PNIEC | 19.650,00 | 46.075,82 | 74% | 237.909,96 |

A continuación, se puede ver la potencia renovable a instalar hasta el año 2030 para cumplir con los requisitos de la UE. El escenario tomado como ejemplo es el planteado por el PNIEC:

Tabla 5: Nueva potencia renovable. Elaboración propia

| | GWh media (2014-2018) | MW instalados | GWh por MW |
|---------------|-----------------------|---------------|------------|
| Hidráulica | 31.247,29 | 17.048,84 | 1,83 |
| Bombeo | 2.740,81 | 3.328,89 | 0,82 |
| Eólica | 48.864,78 | 23.555,78 | 2,07 |
| Solar FV | 8.117,11 | 4.817,08 | 1,69 |
| Solar térmica | 4.977,53 | 2.304,11 | 2,16 |

| | GWh estimado 2030 | MW instalados | GWh por MW |
|---------------|-------------------|---------------|------------|
| Hidráulica | 31.247,29 | 17.048,84 | 1,83 |
| Bombeo | 6.669,05 | 8.100,00 | 0,82 |
| Eólica | 138.687,73 | 66.855,87 | 2,07 |
| Solar FV | 56.328,37 | 33.427,94 | 1,69 |
| Solar térmica | 4.977,53 | 2.304,11 | 2,16 |
| GWh total | 237.909,96 | | |

| | MW nuevos |
|---------------|-----------|
| Eólica | 43.300,10 |
| FV | 28.610,86 |
| Solar térmico | - |

Los costes por MW instalado son datos medios, vistos en proyectos realizados por Iberdrola: (Iberdrola, 2019), no obstante, son valores meramente representativos, ya que el estudio económico se realizará en el siguiente apartado.

Una vez calculada la potencia renovable a instalar, se verifica que dicho escenario cumpla con los requisitos de emisiones de GEI:

Tabla 6: Emisiones asociadas a la generación eléctrica. Elaboración propia con datos de (REE, 2019) y cálculos propios

| Escenario | Generación no RES (GWh) | Nuclear cerrando (GWh) | CC, Cogeneración (GWh) | Emisiones (ton) |
|-----------|-------------------------|------------------------|------------------------|-----------------|
|-----------|-------------------------|------------------------|------------------------|-----------------|

| | | | | |
|--------------|-----------|-----------|-----------|---------------|
| UE 2030 Elec | 68.424,40 | 31.259,00 | 37.165,40 | 12.909.551,93 |
| UE 2030 VE | 41.402,00 | 31.259,00 | 10.143,00 | 3.523.213,58 |
| PNIEC | 53.581,82 | 31.259,00 | 22.322,83 | 7.753.923,92 |

Realizando dichos cálculos para los tres escenarios planteados, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7: Nueva potencia renovable. Elaboración propia

| Escenario | Nueva eólica (GW) | Nueva FV (GW) |
|--------------|-------------------|---------------|
| UE 2030 Elec | 42.387,00 | 28.154,00 |
| UE 2030 VE | 35.395,00 | 24.658,00 |
| PNIEC | 43.300,00 | 28.610,00 |

La potencia renovable se iría introduciendo en el sistema de una forma progresiva, determinada en parte por el incremento de la demanda eléctrica y del cierre de las plantas de carbón y nucleares.

Cabe mencionar que se ha fijado una relación entre la potencia instalada total eólica y fotovoltaica, en una razón de dos, ya que son unos valores que permiten minimizar los vertidos brutos de energía renovable de dichas fuentes (Deloitte, 2018), manteniendo unos costes competitivos. Esto se puede ver en la siguiente imagen:

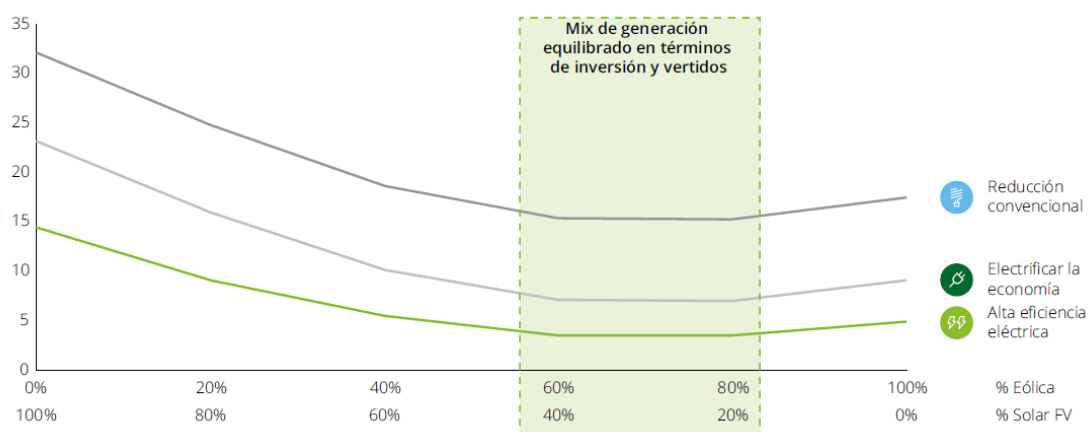


Ilustración 47: Vertidos renovables brutos en función del ratio FV-eólica (Deloitte, 2018)

Por otro lado, la energía solar térmica no vería su potencia instalada incrementada debido a su mayor coste respecto a las otras fuentes.

La potencia total instalada en la península para los tres escenarios planteados para cada año hasta el 2030 pueden verse por completo en las tablas de los anexos.

4.4. Análisis económico

4.4.1. Modelo actual

Los costes asociados a cada tipo de central dependen en gran medida del año en el cual se haya realizado el estudio, y del país o zona para la cual se aplique dicho estudio.

Además, los costes de las energías renovables han sido las que más han cambiado, en especial la fotovoltaica, por lo que los estudios más antiguos pierden relevancia.

Por ello, se han tenido en cuenta los siguientes estudios:

- (IDAE, 2011): analiza los costes de cada tecnología con detalle. Tiene en cuenta desde los costes de equipo hasta la instalación, tanto para los costes de inversión como los operativos. El inconveniente es la fecha del estudio, realizado hace 8 años, por lo que los precios mostrados son superiores a los reales.
- (Lazard, 2018): muestra los costes (tanto desglosados como LCOE) para diversas tecnologías. El problema reside en que dicho análisis está realizado para los Estados Unidos para el año 2018, por lo que no muestra expectativas de variación de los precios, y los costes son ligeramente superiores a los de España.
- (EIA, 2018): se ha estudiado la evolución del coste hasta el año 2040, pero los valores son los de los Estados Unidos.

Así pues, se han realizado los cálculos con las siguientes suposiciones:

- Eólica:
 - 950.000 euros por MW de coste de inversión
 - 37.500 euros anuales por MW de costes de operación y mantenimiento
 - Tiempo de construcción de 2 años

- Fotovoltaica:
 - 700.000 euros por MW de coste de inversión
 - 25.000 euros por MW de costes de operación y mantenimiento
 - Tiempo de construcción de 1 año

Para calcular los ingresos anuales, se ha tenido en cuenta la producción media (en MWh) por cada MW instalado en cada mes. Esto se debe a las grandes fluctuaciones en la producción tanto para la eólica como la fotovoltaica.

Estos datos se pueden ver en la siguiente tabla:

Tabla 8: Producción renovable (MWh por MW instalado). Elaboración propia

| MWh por MW | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Ag. | Sept. | Oct. | Nov. | Dic. |
|------------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Eólica | 239,37 | 224,90 | 235,64 | 181,03 | 170,06 | 131,91 | 139,87 | 140,72 | 113,80 | 148,35 | 183,23 | 182,40 |
| FV | 95,18 | 105,98 | 151,32 | 161,86 | 184,57 | 187,78 | 197,89 | 183,10 | 156,02 | 128,49 | 95,98 | 88,80 |

Dicha producción multiplicada por el precio medio mensual de energía resulta en los ingresos por generación:

Tabla 9: Precios de energía eléctrica mensual (euros/MWh)

| | Precio energía, según datos OMIE | | | | | | Precios en euros/MWh | | | | | |
|--------|----------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Sept. | Oct. | Nov. | Dic. |
| 2012 | 51,06 | 53,48 | 47,57 | 41,21 | 43,58 | 53,5 | 50,29 | 49,34 | 47,59 | 45,65 | 42,07 | 41,73 |
| 2013 | 50,5 | 45,04 | 25,92 | 18,17 | 43,45 | 40,87 | 51,16 | 48,09 | 50,2 | 51,49 | 41,81 | 63,64 |
| 2014 | 33,62 | 17,12 | 26,67 | 26,44 | 42,41 | 50,95 | 48,21 | 49,91 | 58,89 | 55,11 | 46,8 | 47,47 |
| 2015 | 51,6 | 42,57 | 43,13 | 45,34 | 45,12 | 54,73 | 59,55 | 55,59 | 51,88 | 49,9 | 51,2 | 52,61 |
| 2016 | 36,53 | 27,5 | 27,8 | 24,11 | 25,77 | 38,9 | 40,53 | 41,16 | 43,59 | 52,83 | 56,13 | 60,49 |
| 2017 | 71,49 | 51,74 | 43,19 | 43,69 | 47,11 | 50,22 | 48,63 | 47,46 | 49,15 | 56,77 | 59,19 | 57,94 |
| 2018 | 49,98 | 54,88 | 40,18 | 42,67 | 54,92 | 58,46 | 61,88 | 64,33 | 71,27 | 65,08 | 61,97 | 61,81 |
| 2019 | 61,99 | 54,01 | 48,82 | 50,41 | 48,39 | 47,19 | 51,46 | Sin info | Sin info | Sin info | Sin info | Sin info |
| Media: | 50,846 | 43,293 | 37,910 | 36,505 | 43,844 | 49,353 | 51,464 | 50,840 | 53,224 | 53,833 | 51,310 | 55,099 |

Con dichos datos, se han calculado unos ingresos anuales, que, junto a los costes (de inversión y de operación) darán información de la Tasa Interna de Retorno (TIR), que servirá para ver si la energía eólica y solar son proyectos económicamente viables hoy en día.

Para calcular el TIR se han tenido en cuenta las siguientes suposiciones:

- Valor residual de las instalaciones nulo al final de la vida útil del proyecto (20 años)
- Ingresos por venta de energía y costes actualizado con la inflación (valor del 1%)
- Se ha tomado como año base el comienzo de operación de las instalaciones
- Tasa de retorno constante a lo largo de todos los años
- Precio de venta de energía constante a lo largo de los 20 años de proyecto (se ha supuesto como valor medio)

De este modo, con los costes anteriormente explicados, se ha llegado a los siguientes resultados:

Tabla 10: TIR eólica y FV

| Tecnología | TIR (con inflación) | TIR (sin inflación) |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Eólica | 2.383% | 3.383% |
| Fotovoltaica | 4.654% | 5.654% |

Como se puede ver, el TIR para ambas tecnologías no es muy elevado, pero sigue siendo superior a la inflación.

Dichos resultados no tienen en cuenta ayudas externas al proyecto, ya que se ha preferido que entren en el mix por su competitividad, de modo que el sistema eléctrico sea seguro, económico y que minimice el impacto ambiental.

La energía eólica es la más madura de las renovables, pero sigue admitiendo margen de mejora, mayor todavía en la fotovoltaica. Por ello, a continuación, se suponen unos costes menores para analizar la viabilidad económica en proyectos futuros.

Para la eólica, se han supuesto los siguientes costes:

- Inversión inicial de 900.000 euros por MW
- Costes de operación de 32.500 euros anuales por MW

En el caso de la fotovoltaica, se tienen en cuenta las siguientes modificaciones:

- Inversión inicial de 600.000 euros por MW
- Costes de operación fijados a 15.000 euros anuales por MW

Tabla 11: TIR futuro

| Tecnología | TIR (con inflación) |
|--------------|---------------------|
| Eólica | 3.753% |
| Fotovoltaica | 8.194% |

Como se puede ver, la energía fotovoltaica podría obtener unos beneficios mayores en caso de que consiga ver sus costes reducidos en dicha proporción. No obstante, son valores viables, ya que, como se puede ver en la siguiente imagen, son similares a los de algunos proyectos ya analizados:

Tabla 12: Proyecto fotovoltaico de Iberdrola (Iberdrola, 2019)



Como se puede ver, el proyecto FV de Iberdrola en Cáceres tiene una inversión aproximada de 510.000 euros por MWp.

Además, con los costes actualizados, y con una tasa de retorno del 3,5%, se tienen los siguientes periodos de recuperación de la inversión:

- Eólica: 18,2 años
- FV: 9,6 años

Suponiendo que las instalaciones que entren en funcionamiento antes de 2026 tienen los costes inicialmente considerados, y las posteriores los actualizados, la inversión total sería:

Tabla 13: Inversión total objetivos 2030

| Escenario | Nueva eólica (M€) | Nueva FV (M€) | Total (M€) |
|--------------|-------------------|---------------|------------|
| UE 2030 Elec | 39.304,31 | 18.428,07 | 57.732,38 |
| UE 2030 VE | 32.820,82 | 16.139,78 | 48.960,60 |
| PNIEC | 40.150,91 | 18.726,55 | 58.877,45 |

4.4.2. Modelo futuro

En este caso se han tenido en cuenta otras hipótesis:

Eólica:

- Precio de venta del 95% del medio del pool (efecto valle)
- Bajada del precio medio del pool del 2,5% anual, a seis años visto, tras los cuales se regulariza

FV:

- Precio de venta del 105% del medio del pool (efecto pico) A partir del año 2025, precio de venta del 90% (generación más barata debido a la gran potencia FV instalada)
- Misma bajada del precio que en la generación eólica

Next Contracts

| | | |
|-------|--------|---|
| YR-21 | €52.55 | ⌵ |
| YR-22 | €49.35 | ⌵ |
| YR-23 | €47.86 | ⌵ |
| YR-24 | €46.86 | ⌵ |
| YR-25 | €44.88 | ⌵ |
| YR-26 | €44.67 | ⌵ |

Ilustración 48: Variación pool eléctrico (OMIP, 2019)

Con dichos cambios, se obtienen los siguientes datos:

Tabla 14: Parámetros económicos nuevo modelo

| Parámetro | Eólica | FV |
|-------------------------|------------|------------|
| TIR | 4,733% | 5,933% |
| Periodo de retorno r=3% | 16,25 años | 14,75 años |

5. Conclusiones

Los vectores de energía que alimentan cada sector económico son distintos. Mientras que hoy en día el sector transporte está altamente ligado a productos petrolíferos, los demás utilizan una mayor variedad de recursos. Esto se puede ver en la siguiente imagen:

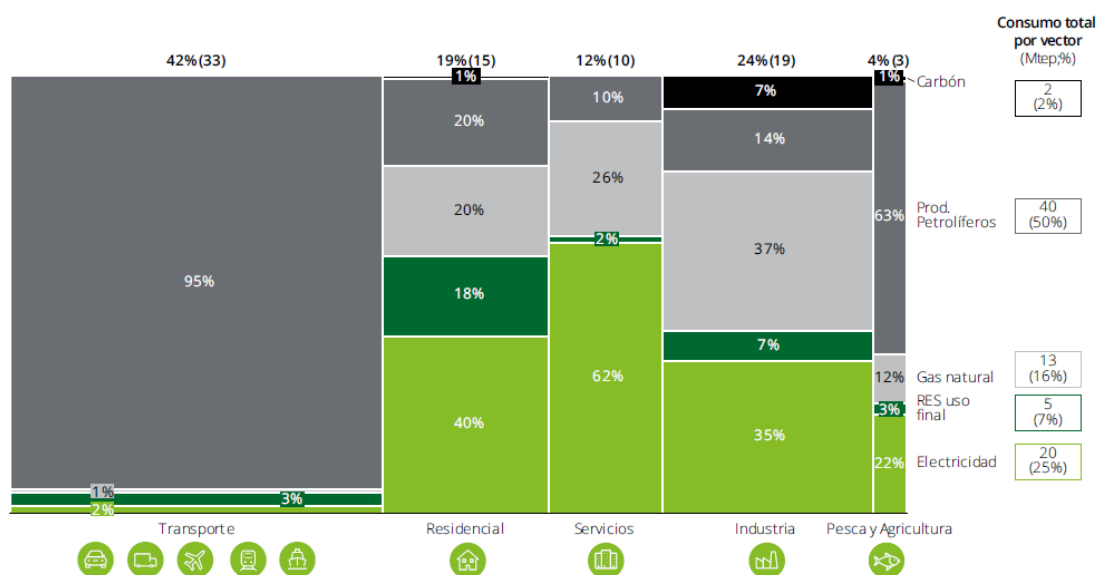


Ilustración 49: Uso de recursos energéticos según sector (Deloitte, 2018)

No obstante, debido a motivos técnicos y ambientales, se espera que en las próximas décadas gran parte de la sociedad se electrifique, por lo que el sector eléctrico tendrá que hacer frente a una mayor demanda con una forma de generación más limpia, guiada en gran medida por la eólica y fotovoltaica.

La evolución de la demanda dependerá en gran medida del grado de electrificación y de la eficiencia energética, sobre los cuales se tienen unos objetivos, tanto de España, como de la Unión Europea.

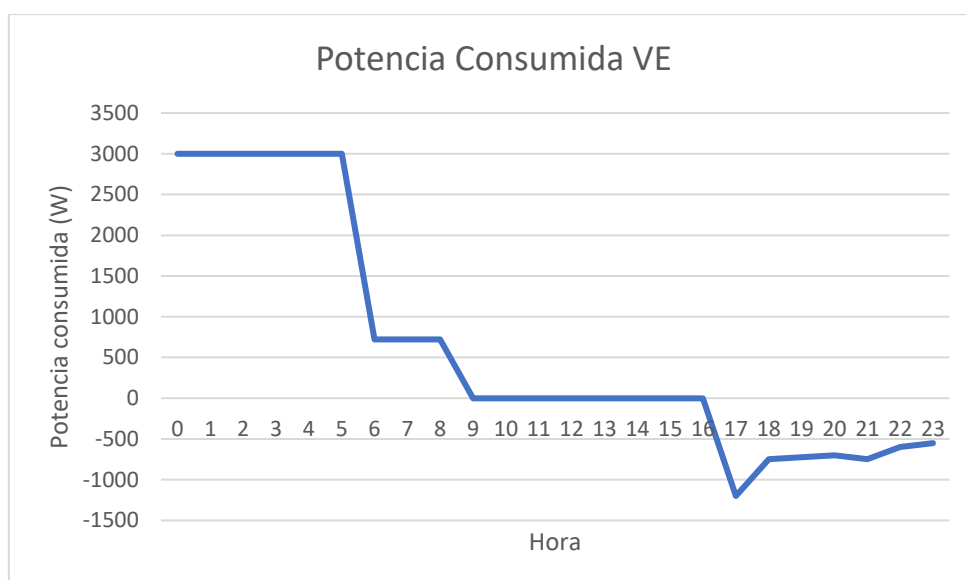
Los objetivos no son idénticos, pero siguen las mismas guías:

- Menor cantidad de emisiones de GEI (referenciados a los niveles de 1990)
- Mayor eficiencia energética

- Mayor generación renovable

Además, la población podría ayudar al sistema eléctrico con una serie de medidas, como usar mayor cantidad de energía durante las horas nocturnas (programando el consumo o mediante el uso de baterías), o cediendo el uso de las baterías de los vehículos eléctricos para hacer frente a dificultades técnicas.

Estas actividades no sólo beneficiarían al sistema (del cual son parte), sino que también lo sería para ellos, modificando el consumo del siguiente modo:



Las medidas mencionadas ayudarían a reducir la diferencia entre pico-valle, resultando en una monótona de carga más regular, lo que permite tener una menor capacidad instalada en el sistema eléctrico, y regularizando los precios.

La gran penetración de la energía renovable viene acompañada de la desvinculación de las fuentes más contaminantes del sector eléctrico, en especial de las centrales de carbón, y del cierre de las plantas nucleares, lo que deja un gran margen de potencia a utilizar por la energía eólica y fotovoltaica.

La necesidad de generación limpia viene de la mano de grandes avances científicos, que han permitido madurar en gran medida a las nuevas tecnologías, de modo que los proyectos tan necesitados en el sistema eléctrico no son sólo limpios, si no también económicamente rentables.

Con fin cumplir los objetivos marcados, es necesario instalar la siguiente potencia:

| Escenario | Nueva eólica (GW) | Nueva FV (GW) |
|--------------|-------------------|---------------|
| UE 2030 Elec | 42.387,00 | 28.154,00 |
| UE 2030 VE | 35.395,00 | 24.658,00 |
| PNIEC | 43.300,00 | 28.610,00 |

Lo que supone unos costes de inversión:

| Escenario | Nueva eólica (M€) | Nueva FV (M€) | Total (M€) |
|--------------|-------------------|---------------|------------|
| UE 2030 Elec | 39.304,31 | 18.428,07 | 57.732,38 |
| UE 2030 VE | 32.820,82 | 16.139,78 | 48.960,60 |
| PNIEC | 40.150,91 | 18.726,55 | 58.877,45 |

Las cifras son elevadas, ya que suponen un aumento de potencia de más del 50%. No obstante, son proyectos rentables, ya que tienen una Tasa Interna de Retorno superior al 3.5% en el caso de la eólica y del 8% en el caso de la fotovoltaica (en el caso de los costes actualizados, proyectos que se han tenido en cuenta a partir de 2025):

| Tecnología | TIR (con inflación) |
|--------------|---------------------|
| Eólica | 3.753% |
| Fotovoltaica | 8.194% |

En el caso de los proyectos con los costes actuales (más elevados) se obtienen unas tasas de retorno inferiores, pero aun así positivas, y más alto en el caso de la fotovoltaica:

| Tecnología | TIR (con inflación) | TIR (sin inflación) |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Eólica | 2.383% | 3.383% |
| Fotovoltaica | 4.654% | 5.654% |

En el segundo modelo planteado, los precios se ven reducidos hasta un horizonte de 6 años, y la generación no capta el 100% del precio medio del pool. En el caso de la eólica es constante (con un valor del 95%) y en el caso de la FV varía (empieza en un 105% y se ve reducido hasta un 90%).

Por otra parte, los precios variables de los generadores varían, siendo más elevados durante los últimos años de operación.

El conjunto de estas dos nuevas medidas deja los siguientes parámetros:

| Parámetro | Eólica | FV |
|----------------------------|------------|------------|
| TIR | 4,733% | 5,933% |
| Periodo de retorno $r=3\%$ | 16,25 años | 14,75 años |

Como se puede ver, con las nuevas hipótesis, las tasas son más parecidas entre ambas tecnologías.

Anexos

Tabla 15: Consumo y costes del VE 55 millas

| Hora | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Consumo residencia (W) | 500 | 500 | 250 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 400 | 450 | 500 | 550 | 525 | 525 | 525 | 650 | 1200 | 750 | 725 | 700 | 750 | 600 | 550 |
| Consumo/generación VE (W) | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 3000 | 720 | 720 | 720 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1200 | 750 | 725 | 700 | 750 | 600 | 550 |
| Total (W) | 3500 | 3500 | 3250 | 3200 | 3200 | 3200 | 920 | 920 | 920 | 400 | 450 | 500 | 550 | 525 | 525 | 525 | 650 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Precio Defecto (c/kWh) | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Precio Eficiencia (c/kWh) | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |

| Defecto | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|----|-----|------|----|------|------|
| Coste residencial (c€) | 5,5 | 5,5 | 2,75 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 5,2 | 5,85 | 6,5 | 6,6 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 7,8 | 14,4 | 9 | 8,7 | 8,4 | 9 | 7,2 | 6,6 |
| Coste VE (c€) | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 9,36 | 9,36 | 9,36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -14,4 | -9 | -9 | -8,4 | -9 | -7,2 | -6,6 |
| Coste Combinado (c€) | 38,5 | 38,5 | 35,8 | 35,2 | 35,2 | 35,2 | 12 | 12 | 12 | 5,2 | 5,85 | 6,5 | 6,6 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 7,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Eficiencia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|----|----|------|------|------|------|-----|-----|-----|---|------|------|------|-------|------|------|------|-------|------|-----|------|------|------|-------|
| Coste residencial (c€) | 3 | 3 | 1,5 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 3 | 3,38 | 3,75 | 7,15 | 6,825 | 6,83 | 6,83 | 8,45 | 15,6 | 9,75 | 9,4 | 9,1 | 9,75 | 7,8 | 7,15 |
| Coste VE (c€) | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -15,6 | -9,8 | -9 | -9,1 | -9,8 | -7,8 | -7,15 |
| Coste Combinado (c€) | 21 | 21 | 19,5 | 19,2 | 19,2 | 19,2 | 6,9 | 6,9 | 6,9 | 3 | 3,38 | 3,75 | 7,15 | 6,825 | 6,83 | 6,83 | 8,45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 16: Consumos y costes del VE 20 millas

| Hora | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Consumo residencia (W) | 500 | 500 | 250 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 400 | 450 | 500 | 550 | 525 | 525 | 525 | 650 | 1200 | 750 | 725 | 700 | 750 | 600 | 550 |
| Consumo/generación VE (W) | 1869 | 1869 | 2119 | 2169 | 2169 | 2169 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 525 | 650 | 1200 | 750 | 725 | 700 | 750 | 600 | 550 |
| Total (W) | 2369 | 2369 | 2369 | 2369 | 2369 | 2369 | 200 | 200 | 200 | 400 | 450 | 500 | 550 | 525 | 525 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Precio Defecto (c/kWh) | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Precio Eficiencia (c/kWh) | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |

| Defecto | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------|------|-------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|------|-------|----|------|------|----|------|------|
| Coste residencial (c€) | 5,5 | 5,5 | 2,75 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 5,2 | 5,85 | 6,5 | 6,6 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 7,8 | 14,4 | 9 | 8,7 | 8,4 | 9 | 7,2 | 6,6 |
| Coste VE (c€) | 20,6 | 20,6 | 23,31 | 23,9 | 23,9 | 23,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -6,3 | -7,8 | -14,4 | -9 | -8,7 | -8,4 | -9 | -7,2 | -6,6 |
| Coste Combinado (c€) | 26,1 | 26,1 | 26,06 | 26,1 | 26,1 | 26,1 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 5,2 | 5,85 | 6,5 | 6,6 | 6,3 | 6,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Eficiencia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------|------|-------|------|------|------|-----|-----|-----|---|-------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------|-------|------|-------|
| Coste residencial (c€) | 3 | 3 | 1,5 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 3 | 3,375 | 3,75 | 7,15 | 6,825 | 6,825 | 6,825 | 8,45 | 15,6 | 9,75 | 9,425 | 9,1 | 9,75 | 7,8 | 7,15 |
| Coste VE (c€) | 11,2 | 11,2 | 12,72 | 13 | 13 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -6,83 | -8,5 | -15,6 | -9,75 | -9,425 | -9,1 | -9,75 | -7,8 | -7,15 |
| Coste Combinado (c€) | 14,2 | 14,2 | 14,22 | 14,2 | 14,2 | 14,2 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 3 | 3,375 | 3,75 | 7,15 | 6,825 | 6,825 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 17: Potencia instalada UE 2030 Electrificar

| UE 2030 Electrificar | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-----------------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Bombeo | 5.713,00 | 5.713,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 |
| Hidráulica | 20.377,73 | 20.377,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 |
| Nuclear | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 6.101,29 | 5.085,29 | 4.069,29 |
| Carbón | 9.683,45 | 9.683,45 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | - | - | - | - | - |
| Ciclo combinado | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 |
| Eólica | 23.091,00 | 26.944,36 | 30.797,72 | 34.651,08 | 38.504,44 | 42.357,80 | 46.211,16 | 50.064,52 | 53.917,88 | 57.771,24 | 61.624,60 | 65.477,96 |
| Solar fotovoltaica | 4.466,00 | 7.025,45 | 9.584,90 | 12.144,35 | 14.703,80 | 17.263,25 | 19.822,70 | 22.382,15 | 24.941,60 | 27.501,05 | 30.060,50 | 32.619,95 |
| Solar térmica | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 |
| Térmica renovable/Otras | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 |
| Cogeneración y resto | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 |
| Residuos no renovables | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 |
| Residuos renovables | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 |
| Total | 98.759,56 | 105.172,37 | 109.161,74 | 115.574,55 | 121.987,36 | 128.400,17 | 134.812,98 | 136.425,79 | 142.838,60 | 148.235,41 | 153.632,22 | 159.029,03 |

Tabla 18: Tabla 11: Potencia instalada UE 2030 VE

| UE 2030 VE | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Bombeo | 5.713,00 | 5.713,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 |
| Hidráulica | 20.377,73 | 20.377,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 |
| Nuclear | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 6.101,29 | 5.085,29 | 4.069,29 |
| Carbón | 9.683,45 | 9.683,45 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | - | - | - | - | - |
| Ciclo combinado | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 |
| Eólica | 23.091,00 | 26.308,73 | 29.526,46 | 32.744,19 | 35.961,92 | 39.179,65 | 42.397,38 | 45.615,11 | 48.832,84 | 52.050,57 | 55.268,30 | 58.486,03 |
| Solar fotovoltaica | 4.466,00 | 6.707,64 | 8.949,28 | 11.190,92 | 13.432,56 | 15.674,20 | 17.915,84 | 20.157,48 | 22.399,12 | 24.640,76 | 26.882,40 | 29.124,04 |
| Solar térmica | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 |
| Térmica renovable/Otras | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 |
| Cogeneración y resto | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 |
| Residuos no renovables | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 |
| Residuos renovables | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 |
| Total | 98.759,56 | 104.218,93 | 107.254,86 | 112.714,23 | 118.173,60 | 123.632,97 | 129.092,34 | 129.751,71 | 135.211,08 | 139.654,45 | 144.097,82 | 148.541,19 |

Tabla 19: Potencia instalada PNIEC

| PNIEC | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Bombeo | 5.713,00 | 5.713,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 | 8.173,00 |
| Hidráulica | 20.377,73 | 20.377,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 | 22.837,73 |
| Nuclear | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 7.117,29 | 6.101,29 | 5.085,29 | 4.069,29 |
| Carbón | 9.683,45 | 9.683,45 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | 4.800,00 | - | - | - | - | - |
| Ciclo combinado | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 | 24.562,00 |
| Eólica | 23.091,00 | 27.027,36 | 30.963,72 | 34.900,08 | 38.836,44 | 42.772,80 | 46.709,16 | 50.645,52 | 54.581,88 | 58.518,24 | 62.454,60 | 66.390,96 |
| Solar fotovoltaica | 4.466,00 | 7.066,91 | 9.667,82 | 12.268,73 | 14.869,64 | 17.470,55 | 20.071,46 | 22.672,37 | 25.273,28 | 27.874,19 | 30.475,10 | 33.076,01 |
| Solar térmica | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 | 2.304,11 |
| Térmica renovable/Otras | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 | 875,73 |
| Cogeneración y resto | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 | 5.707,25 |
| Residuos no renovables | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 | 452,00 |
| Residuos renovables | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 | 123,00 |
| Total | 98.759,56 | 105.296,83 | 109.410,66 | 115.947,93 | 122.485,20 | 129.022,47 | 135.559,74 | 137.297,01 | 143.834,28 | 149.355,55 | 154.876,82 | 160.398,09 |

| Eólica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|----------|----------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Año | - 2 | - 1 | - | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Coste inicial | 475.000 | 475.000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costes variables | | | 37.500 | 37.875 | 38.254 | 38.636 | 39.023 | 39.413 | 39.807 | 40.205 | 40.607 | 41.013 | 41.423 | 41.838 | 42.256 | 42.678 | 43.105 | 43.536 | 43.972 | 44.411 | 44.856 | 45.304 |
| Ingresos | | | 99.262 | 100.254 | 101.257 | 102.269 | 103.292 | 104.325 | 105.368 | 106.422 | 107.486 | 108.561 | 109.647 | 110.743 | 111.850 | 112.969 | 114.099 | 115.240 | 116.392 | 117.556 | 118.732 | 119.919 |
| Beneficios | -475.000 | -475.000 | 61.762 | 62.379 | 63.003 | 63.633 | 64.269 | 64.912 | 65.561 | 66.217 | 66.879 | 67.548 | 68.223 | 68.905 | 69.595 | 70.290 | 70.993 | 71.703 | 72.420 | 73.145 | 73.876 | 74.615 |
| Valor en año 0 | -507.681 | -491.069 | 61.762 | 60.338 | 58.947 | 57.589 | 56.261 | 54.964 | 53.697 | 52.460 | 51.251 | 50.069 | 48.915 | 47.788 | 46.686 | 45.610 | 44.559 | 43.532 | 42.528 | 41.548 | 40.591 | 39.655 |
| TIR | 3,383% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VAN | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Ilustración 50: TIR Eólica costes base (sin descontar inflación)

| Eólica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|----------|----------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Año | - 2 | - 1 | - | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Coste inicial | 450.000 | 450.000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costes variables | | | 32.500 | 32.825 | 33.153 | 33.485 | 33.820 | 34.158 | 34.499 | 34.844 | 35.193 | 35.545 | 35.900 | 36.259 | 36.622 | 36.988 | 37.358 | 37.731 | 38.109 | 38.490 | 38.875 | 39.264 |
| Ingresos | | | 99.262 | 100.254 | 101.257 | 102.269 | 103.292 | 104.325 | 105.368 | 106.422 | 107.486 | 108.561 | 109.647 | 110.743 | 111.850 | 112.969 | 114.099 | 115.240 | 116.392 | 117.556 | 118.732 | 119.919 |
| Beneficios | -450.000 | -450.000 | 66.762 | 67.429 | 68.104 | 68.785 | 69.472 | 70.167 | 70.869 | 71.577 | 72.293 | 73.016 | 73.746 | 74.484 | 75.229 | 75.981 | 76.741 | 77.508 | 78.283 | 79.066 | 79.857 | 80.655 |
| Valor en año 0 | -493.791 | -471.387 | 66.762 | 64.370 | 62.064 | 59.841 | 57.697 | 55.630 | 53.637 | 51.715 | 49.863 | 48.076 | 46.354 | 44.694 | 43.092 | 41.549 | 40.060 | 38.625 | 37.241 | 35.907 | 34.621 | 33.381 |
| TIR | 4,753% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VAN | - 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Ilustración 51: TIR Eólica costes actualizados (sin descontar inflación)

| FV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Año | - 1 | - | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Coste inicial | 700.000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costes variables | | 25.000 | 25.250 | 25.503 | 25.758 | 26.015 | 26.275 | 26.538 | 26.803 | 27.071 | 27.342 | 27.616 | 27.892 | 28.171 | 28.452 | 28.737 | 29.024 | 29.314 | 29.608 | 29.904 | 30.203 |
| Ingresos | | 82.964 | 83.793 | 84.631 | 85.477 | 86.332 | 87.196 | 88.068 | 88.948 | 89.838 | 90.736 | 91.643 | 92.560 | 93.485 | 94.420 | 95.365 | 96.318 | 97.281 | 98.254 | 99.237 | 100.229 |
| Beneficios | -700.000 | 57.964 | 58.543 | 59.129 | 59.720 | 60.317 | 60.920 | 61.530 | 62.145 | 62.766 | 63.394 | 64.028 | 64.668 | 65.315 | 65.968 | 66.628 | 67.294 | 67.967 | 68.647 | 69.333 | 70.026 |
| Valor en año 0 | -781.396 | 57.964 | 55.410 | 52.969 | 50.636 | 48.405 | 46.273 | 44.235 | 42.286 | 40.423 | 38.643 | 36.941 | 35.313 | 33.758 | 32.271 | 30.849 | 29.490 | 28.191 | 26.949 | 25.762 | 24.627 |
| TIR | 5,654% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VAN | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Ilustración 52: TIR FV costes base (sin descontar inflación)

| FV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Año | - 1 | - | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Coste inicial | 600.000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costes variables | | 15.000 | 15.150 | 15.302 | 15.455 | 15.609 | 15.765 | 15.923 | 16.082 | 16.243 | 16.405 | 16.569 | 16.735 | 16.902 | 17.071 | 17.242 | 17.415 | 17.589 | 17.765 | 17.942 | 18.122 |
| Ingresos | | 82.964 | 83.793 | 84.631 | 85.477 | 86.332 | 87.196 | 88.068 | 88.948 | 89.838 | 90.736 | 91.643 | 92.560 | 93.485 | 94.420 | 95.365 | 96.318 | 97.281 | 98.254 | 99.237 | 100.229 |
| Beneficios | -600.000 | 67.964 | 68.643 | 69.330 | 70.023 | 70.723 | 71.430 | 72.145 | 72.866 | 73.595 | 74.331 | 75.074 | 75.825 | 76.583 | 77.349 | 78.122 | 78.904 | 79.693 | 80.490 | 81.295 | 82.107 |
| Valor en año 0 | -715.398 | 67.964 | 62.864 | 58.146 | 53.783 | 49.747 | 46.014 | 42.561 | 39.368 | 36.413 | 33.681 | 31.154 | 28.816 | 26.653 | 24.653 | 22.803 | 21.092 | 19.509 | 18.045 | 16.691 | 15.439 |
| TIR | 9,194% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VAN | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Ilustración 53: TIR FV costes actualizados (sin descontar inflación)

| Eólica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|-----------|----------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Año | - 2 | - 1 | - | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Coste inicial | 450.000 | 450.000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costes variables | | | - | - | 30.000 | 30.300 | 30.603 | 30.909 | 31.218 | 31.530 | 31.846 | 32.164 | 32.486 | 32.811 | 33.139 | 33.470 | 33.805 | 34.143 | 34.484 | 34.829 | 35.177 | 35.529 |
| Ingresos | | | 101.808 | 100.255 | 98.726 | 97.221 | 95.738 | 94.278 | 92.841 | 91.421 | 90.017 | 88.628 | 87.254 | 85.895 | 84.551 | 83.221 | 81.905 | 80.603 | 79.314 | 78.038 | 76.775 | 75.525 |
| Beneficios | - 450.000 | -450.000 | 101.808 | 100.255 | 68.726 | 66.921 | 65.135 | 63.369 | 61.621 | 59.889 | 58.173 | 56.472 | 54.796 | 53.144 | 51.515 | 49.908 | 48.323 | 46.759 | 45.216 | 43.693 | 42.191 | 40.709 |
| Valor en año 0 | - 493.602 | -471.297 | 101.808 | 95.725 | 62.655 | 58.252 | 54.136 | 50.288 | 46.706 | 43.407 | 40.391 | 37.657 | 35.194 | 32.991 | 31.038 | 29.325 | 27.842 | 26.479 | 25.226 | 24.073 | 23.019 | 22.054 |
| TIR | 4,733% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VAN | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Ilustración 54: TIR Eólica Nuevo Modelo

| FV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Año | - 1 | - | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | |
| Coste inicial | 650.000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costes variables | | 20.000 | 20.200 | 20.402 | 20.606 | 20.812 | 21.020 | 21.230 | 21.443 | 21.657 | 21.874 | 22.092 | 22.313 | 22.537 | 22.762 | 22.989 | 23.219 | 23.452 | 23.686 | 23.923 | 24.162 | |
| Ingresos | | 90.865 | 89.479 | 88.115 | 86.771 | 85.448 | 84.145 | 82.862 | 81.597 | 80.351 | 79.124 | 77.915 | 76.724 | 75.551 | 74.395 | 73.255 | 72.131 | 71.022 | 69.928 | 68.849 | 67.785 | 66.736 |
| Beneficios | - 650.000 | 70.865 | 69.279 | 67.713 | 66.165 | 64.636 | 63.125 | 61.631 | 60.154 | 58.694 | 57.251 | 55.824 | 54.413 | 53.017 | 51.636 | 50.269 | 48.916 | 47.577 | 46.252 | 44.941 | 43.644 | 42.361 |
| Valor en año 0 | - 729.418 | 70.865 | 65.399 | 60.340 | 55.659 | 51.327 | 47.320 | 43.612 | 40.183 | 36.914 | 33.795 | 30.816 | 27.967 | 25.338 | 22.919 | 20.600 | 18.481 | 16.462 | 14.543 | 12.724 | 11.005 | 9.386 |
| TIR | 5,933% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| VAN | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Ilustración 55: TIR FV Nuevo Modelo

Bibliografía

Anon., s.f. *BP Energy Outlook*. [En línea]

Available at: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>

BOE, 2019. *BOE*. [En línea]

Available at: <https://www.boe.es/>

CDC, C. d. C., 2019. [En línea]

Available at: <https://www.canaldeciencias.com/>

Cinco Días, E. P., 2019. *Cinco Días*. [En línea]

Available at: <https://cincodias.elpais.com/>

Comisión Europea, C., 2019. *Comisión Europea*. [En línea]

Available at: <https://ec.europa.eu/>

Deloitte, 2018. *Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la transición*, s.l.: s.n.

Díaz Pampín, J., 2015. *El sistema eléctrico y las centrales de generación*. Madrid: s.n.

EA, E. e. A., 2014. *Cuentas Ecológicas del Transporte*, s.l.: s.n.

EEA, A. E. d. M. A., 2019. [En línea]

Available at: <https://www.eea.europa.eu/es>

EIA, 2018. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018*, s.l.: s.n.

EIA, 2018. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018*, s.l.: s.n.

EnerData, 2018. *EnerData*. [En línea]

Available at: <https://yearbook.enerdata.net/>

ESIOS, 2019. *ESIOS*. [En línea]

Available at: <https://www.esios.ree.es/es?locale=es>

Eurostat, 2019. *Eurostat*. [En línea]

Available at: <https://ec.europa.eu/eurostat>

FCC, 2019. *FCC*. [En línea]

Available at: <https://www.fcc.es/es/>

G15, G. 1., 2016. [En línea]

Available at: <https://grupo15fluidos.wordpress.com/>

Hidroproyectos, 2019 . [En línea]

Available at: <http://www.hidroproyectos.com>

Iberdrola, 2019. *Iberdrola*. [En línea]

Available at: <https://www.iberdrola.com/>

IDAE, 2011. *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*, Madrid: s.n.

IEA, A. I. d. E., 2018. *International Energy Agency*. [En línea]
Available at: <https://www.iea.org/>

IEEE, 2010. *The Impact of Transport Electrification on Electrical Networks*, s.l.: s.n.

IER, I. f. E. R., 2015. *The Levelized Cost of Electricity Generation Resources*, s.l.: s.n.

IIDMA, I. I. d. D. y. M. A., 2019. *Un oscuro panorama, las secuelas del carbón*, Madrid: s.n.

Lazard, 2018. *Levelized Cost of Energy Analysis v12*, s.l.: s.n.

MITECO, 2019. *MITECO*. [En línea]
Available at: <https://www.miteco.gob.es/es/>
[Último acceso: 2019].

MITECO, 2019. *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*, s.l.: s.n.

Naturgy, 2019. [En línea]
Available at: <http://www.fundacionnaturgy.org/>

Nuclear, F., 2007. *Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030*, Madrid: s.n.

Nuclear, F., 2018. *Foro Nuclear*. [En línea]
Available at: <https://www.foronuclear.org/es/>

OMIP, 2019. *OMIP*. [En línea]
Available at: <https://www.omip.pt/>

Protermosolar, 2018. *Informe de transición del sector eléctrico, horizonte 2030*, s.l.: s.n.

PWC, 2012. *La economía española en 2033*, s.l.: s.n.

Quora, 2019. *Quora*. [En línea]
Available at: <https://www.quora.com>

REE, 2015. *El sistema eléctrico español en 2014*, s.l.: s.n.

REE, 2019. *El sistema eléctrico español en 2018*, s.l.: s.n.

REE, R. E. d. E., 2019. [En línea]
Available at: <https://www.ree.es/es>

Roser, M., 2018. *Our World In Data*. [En línea]
Available at: <https://ourworldindata.org/>

SE, S. d. I. E., 2019. [En línea]
Available at: <https://sistemasdelaenergia.wordpress.com/>

SJUS, S. J. U., 2009. *SJUS, Solar Journey USA*. [En línea]
Available at: <http://www.solarjourneyusa.com/>

Tesla, 2019. *Tesla*. [En línea]
Available at: <https://www.tesla.com/>

UBU, E. d. C. d. B., 2019. *Centrales Reversibles*, s.l.: s.n.

UNESA, 2018. *UNESA*. [En línea]

Available at: <https://www.unesa.net/index.htm>

UN, N. U., 2018. *Naciones Unidas*. [En línea]

Available at: <http://www.un.org/>

Wayback, W. M., s.f. [En línea]

Available at: <https://web.archive.org/>

[Último acceso: 2019].

WWEA, 2018. *World Wind Energy Association*. [En línea]

Available at: <https://wwindea.org/>

WWEA, W. W. E. A., 2019. [En línea]

Available at: <https://wwindea.org/>