



UNIVERSIDAD DE SEVILLA

EL FUTURO Y LA DEMANDA ENERGÉTICA

Rafael Sánchez Durán

Dirigida por

Dr. Joaquín Luque Rodríguez y Dr. Julio Barbancho Concejero

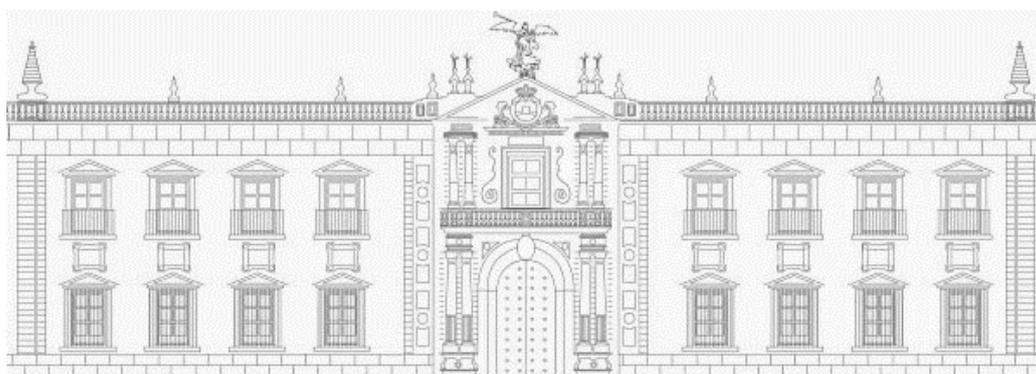
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Informática

UNIVERSIDAD DE SEVILLA

Supervisada desde la empresa para mención Industrial

D. Francisco Arteaga Alarcón

ENDESA



CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	8
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	9
Energy Forecasting	9
Estructura del documento	10
CAPÍTULO II: ANTECEDENTES.....	16
El problema compartido.....	16
Los recursos del planeta.....	19
Capítulo III: ENERGÍA Y EMISIONES	24
El ciclo del carbono	25
Emisiones por la quema de combustibles fósiles.....	30
Calentamiento del planeta.....	37
Capítulo IV: ENERGÍA Y ECONOMÍA.....	42
Las principales economías mundiales.....	42
Identidad de Kaya: El caso España	45
Eficiencia energética: Modelos de Laspeyres y LMDI.....	58
La cuarta revolución industrial.....	67
Capítulo V: LA DEMANDA ENERGÉTICA FUTURA.....	70

Desde una energía fósil hacia electricidad basada en renovables	70
Enquadre metodológico y fuentes empleadas.....	75
Evolución de la demanda final de energía por usos	81
Escenario de demanda a largo plazo para la transición energética	84
Capítulo VI: MODELOS DE PREDICCIÓN ESTACIONAL.....	91
Series temporales	91
Modelos con tendencia, estacionalidad y ciclo: Holt-Winters	93
Efecto de la temperatura en la demanda de energía	103
El clima en las ciudades españolas	106
Capítulo VII: ENERGÍA Y CLIMA	110
Nuevos combustibles: sol, viento y lluvia.....	110
Metodología para predecir la variabilidad climática	128
Capítulo VIII: MIX ENERGÉTICO A 2030.....	137
Un cambio de tendencia hacia la energía limpia.....	137
Previsión de un mix eléctrico para la transición energética.....	143
Cierre de las tecnologías no renovables	147
Hacia la descarbonización de la demanda de energía.....	151
Seguridad estacional de suministro	156

Hacia las “Solar Smart Cities” (S ² C)	157
Capítulo IX: ENERGÍA Y MOVILIDAD	159
Consumo diferido de energía, el almacenamiento	159
La movilidad futura: eléctrica, conectada y compartida	166
Capítulo X: ENERGÍA Y DIGITALIZACIÓN	173
¿Evolución o revolución digital?	173
Los datos son el nuevo petróleo y los algoritmos su refino.....	175
La transformación del sector energético.....	177
La demanda energética para datos	183
Capítulo XI: PROPUESTA INDUSTRIAL ISLA DE LA CARTUJA	185
Introducción.....	185
Propuesta de evolución hacia un espacio sostenible	186
Propuesta Industrial.....	189
Generación renovable y distribuida	197
Desarrollo de un modelo “smart grid”.....	211
Eficiencia energética en la edificación	228
Plataforma de datos abiertos e infraestructura digital.....	239
Gobierno y seguimiento del proyecto	251

XII: CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	253
Resumen.....	253
Hallazgos.....	267
Propuesta Industrial.....	276
Conclusiones	281
GLOSARIO	284
LISTA DE FIGURAS	288
LISTA DE TABLAS.....	298
BIBLIOGRAFÍA	301

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a los Directores Dr. Joaquín Luque Rodríguez y Dr. Julio Barbancho Concejero, por su acompañamiento en todo momento en este intenso trabajo. Compatibilizar una tesis doctoral con la vida laboral ha supuesto un gran esfuerzo, suavizado por la inspiración y apoyo del Dr. Luque, mi amistad y admiración hacia él ha ido creciendo en estos tres años. Gracias a la generosa participación y criterio del Dr. Barbancho; nuestro cruce de caminos seguro nos abre nuevas metas. A mi querido amigo Fran Arteaga, al que siempre tendré como referente en el futuro y mi gratitud por supervisar el trabajo de esta tesis Industrial. También quiero dedicar un cariñoso recordatorio y agradecimiento a mi gran familia de Endesa; a mis compañeros de AUNA y otros colegas con los que he compartido trabajos y conocimiento, como los amigos del Club Español de la Energía, vuestra inspiración y conocimientos han sido claves para mi investigación. A todos los que me habéis aportado aliento, interés y conocimientos durante el camino, interminable, hacia el conocimiento de la tecnología y la energía. La vida es el camino y me queda mucho por andar “Vita Via Est”

Y gracias a los míos. A Mamá por darme la vida y el apoyo en los momentos clave de la adolescencia; a Papá por habernos llevado adelante con todo tu esfuerzo; a los dos por haberme creado, fracción infinitesimal de probabilidad que milagrosamente ha creado un ser hiperactivo en inquietudes. A mis hermanos Ani y Lolo. También a los que sin estar siguen acompañándome cada día: mi abuelo Ramón “el sochantre” y mi abuela Josefa “la herrera”. Mi mayor agradecimiento es, sin duda, a mi compañera de vida Carmen, y a nuestro mejor proyecto común, Rafa y Javier, grandes almas y mejores personas: tenéis en vuestras manos el futuro. Con todo mi amor para mi familia.

Si este documento ofrece algún avance a la sociedad en su evolución hacia un futuro sostenible, será mi mayor recompensa. Está inspirado en el esfuerzo, la generosidad y el espíritu de colaboración con los que siempre he tratado de cooperar. Sólo mediante la colaboración lograremos expandir el conocimiento, y superar los retos de sostenibilidad del planeta. El esfuerzo es colosal, para conservar un mundo que permita albergar a futuras personas, como los amigos y familia que ahora felizmente nos acompañan en esta etapa de la historia.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

ENERGY FORECASTING

La investigación se centra en el estudio de la **evolución de la demanda de energía y su visión futura de abastecimiento**. Existen diferentes motivos para defender la necesidad de un estudio en profundidad sobre la demanda energética, **la sociedad avanza con cada vez mayores necesidades de recursos energéticos** que acompañan al crecimiento poblacional y económico, impulsando a las sociedades y en especial a aquellas en vías de desarrollo.

La **planificación de la demanda energética** es clave para anticipar y gestionar una transición sostenible a lo largo de este siglo XXI. Los desarrollos tecnológicos son cada vez más rápidos, aportando una mayor eficiencia energética a las actividades, incluso permiten hoy en día generar la energía de manera distribuida en los propios lugares de consumo, algo que pondrá freno a unas necesidades que por tendencias se vuelven insostenibles.

Otro motivo que invita al desarrollo de esta tesis proviene de la **necesidad de una adecuada comprensión de los factores que influyen en el consumo energético**. La compleja mezcla de efectos, provocados en ocasiones por razones económicas (ejemplo reciente en la crisis financiera), por cambios en la composición de subsectores, la diferente climatología, o incluso por la incorporación de eficiencia en el uso de los recursos energéticos, lleva a confusión en la justificación de las variaciones de demanda. La descomposición factorial va a ser un recurso útil para explicar las variaciones en la demanda por cada sector de uso en el tiempo.

La **identificación de algoritmos de predicción de la demanda, recogidos en la terminología anglosajona bajo el concepto “Energy Forecasting”**, serán una herramienta de especial importancia en un mundo basado en la recolección y tratamiento de los datos.

La transición energética, en cuanto al proceso de evolución del modelo hacia un nuevo modelo sostenible, necesitará identificar como primer elemento en la ecuación la demanda energética, primero a nivel agregado (relación energía con economía y población), pero al mismo tiempo con un suficiente nivel de desagregación por cada sector de consumo final (Industria, Transporte, Residencial y Servicios) e inductor de consumo de éstos.

Será aún más importante **trasladar las conclusiones de la predicción agregada a ámbitos de gestión cercanos como son las ciudades y sus habitantes**, ciudades que por su tamaño, densidad, niveles de renta y clima presentarán diferentes escenarios donde afrontar su parte de contribución. Serán ciudades inteligentes las que logren anticipar su camino hacia la sostenibilidad.

Las ciudades son sistemas interconectados y motores impulsores de la economía que van a tener un papel clave para lograr el éxito en la estrategia de energía y clima a 2030. Será preciso estimular su conectividad, creatividad e innovación bajo un mundo digital que permita coordinar las nuevas formas de relación con los recursos energéticos distribuidos.

Los **fenómenos de sustitución tecnológica, junto a oportunidades derivadas del intercambio de información entre máquinas**, van a jugar un papel fundamental en la velocidad de los cambios. El reto estará en sincronizar los requerimientos de ajuste de demanda energética con los ciclos de renovación de equipos que siguen funcionando (Ejemplo de esto: electrificación del transporte y vehículos con conducción autónoma).

ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El documento se desarrolla en un total de once capítulos junto a un resumen y conclusiones finales de cierre. Comenzando por la exposición de los antecedentes que han motivado la investigación, el problema a abordar se ha centrado en el gran reto del desarrollo humano y el calentamiento global. Se exponen las razones para mostrar la importancia de la conservación de los recursos del planeta, entre ellos los recursos energéticos. En este primer capítulo se expondrá la situación del planeta, los recursos consumidos y su huella ecológica.

La actividad del hombre ha alterado el ciclo del carbono, su evolución viene acompañada de un uso intensivo de los recursos de la tierra. El primer capítulo analiza en términos de sostenibilidad y compromiso para las generaciones futuras, sobre la necesidad de racionalizar el uso de aquellos elementos de carácter finito y la demanda de energía es, sin duda, uno de los

mayores retos que tiene la humanidad, para frenar el calentamiento del planeta derivado del aumento de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

En la medida que seamos capaces de asociar la relación de la demanda de energía con otros elementos como economía, la relación con el clima, o la intensidad energética de los diferentes usos finales (industria, servicios, residencial y agricultura), lograremos un mayor entendimiento y acierto a la hora de realizar escenarios y pronósticos de su comportamiento futuro.

Siguiendo con esta aproximación nuestro recorrido comenzará por el capítulo III: con la primera relación entre la energía y las emisiones. Desde el estudio del ciclo del carbono, se analiza la relación de la quema de combustibles con las emisiones y la vinculación de las emisiones con el calentamiento global del planeta, presentado como el mayor reto de la humanidad y consecuencias impredecibles. Evitar las consecuencias de este calentamiento, será la principal meta a alcanzar por la transición energética, la sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables supondrá un delicado equilibrio ante la creciente demanda de energía del planeta, que necesita cada vez más para su desarrollo.

En el capítulo IV se verá la relación de la energía con la economía. En este apartado se estudian las relaciones entre ambas magnitudes, se desarrolla la formulación de la identidad de Kaya (Kaya, 1997) aplicando sus resultados para explicar el caso español, en sus últimos 25 años, la serie histórica comprendida entre 1990 y 2015, con un especial énfasis en el aumento del consumo de energía primaria y las consecuencias de esto en las emisiones de CO₂. En este primer análisis se verifica el comportamiento de dos periodos: pre crisis y post crisis, apreciando el fenómeno de la terciarización de la economía, o un mayor peso del sector servicios frente al industrial.

Los modelos de descomposición factorial, expuestos matemáticamente en el capítulo, permiten explicar el comportamiento de la variación de la demanda energética por tres razones: las económicas, estructurales y por la propia eficiencia energética de cada subsector. El capítulo IV compara la formulación del método Laspeyres y LMDI, ofreciendo con ellos el análisis del periodo 1990 a 2015, diferenciando una primera etapa con un crecimiento económico constante frente al segundo vinculado a la crisis y su posterior recuperación. El análisis de la

crisis financiera y su impacto sobre el consumo energético, es uno de los mayores dilemas, y objetos de debate respecto a la recuperación de los niveles de crecimiento previos, y en este capítulo ofrece una metodología para su discusión.

Tras el análisis de las tendencias económicas y la eficiencia energética de cada subsector podemos realizar una proyección, con mayor conocimiento, de la demanda energética a futuro. Esto se realiza en el capítulo V, a partir de un encuadre metodológico sobre la proyección de tendencias obtenidas por la descomposición factorial del capítulo anterior y razonados los diferentes fenómenos sobre modelos predictivos tradicionales. Sobre unos escenarios de crecimiento poblacional y económicos se aporta una proyección energética a 2030, desglosada por los principales usos finales de la energía. El año 2030 es un conocido referente en términos de los retos de energía y clima y por ello la importancia de efectuar una acertada estimación.

El capítulo VI analiza diferentes modelos de predicción para series temporales, contemplando su tendencia, estacionalidad y ciclos. El uso de modelos predictivos se enmarca en la necesidad de planificar el suministro de la demanda de energía mediante fuentes de producción, dado que el nivel de almacenamiento es limitado. En el capítulo se describen algunos trabajos relacionados con la previsión de demanda de electricidad, comparando con las metodologías y objetivos, que se basan en diferentes dimensiones como series temporales, variables macroeconómicas, temperatura, mediante sistemas estadísticos tradicionales o basados en nuevos algoritmos e inteligencia artificial utilizando grandes volúmenes de datos. A modo de resumen se plantea un ejercicio basado en el método de Holt-Winters, que combinará un ejercicio sobre series temporales para el pronóstico estacional de la demanda eléctrica para los diferentes estaciones y meses del año.

El efecto de las temperaturas sobre la demanda de energía, también es objeto de este capítulo. Por las necesidades de calefacción y climatización, la demanda de energía viene condicionada por el clima, la variación de temperaturas influye directamente sobre el consumo energético de los edificios según la tipología de días de calor y frío sobre determinados valores de indiferencia. El capítulo analiza el impacto del clima en el consumo energético de las ciudades españolas de más de 50.000 habitantes, clasificadas por diversos índices climáticos.

En el capítulo VII se analiza la relación de la energía y el clima, donde el conocimiento de las temperaturas, la irradiación procedente del sol, el viento o la pluviometría, son requisitos básicos a la hora de predecir el volumen de energía producible sobre la capacidad instalada en cada momento. De un 38% de generación eléctrica renovable en el año 2018 se evolucionará a un valor de al menos el doble para el año 2030 y la variabilidad climática incidirá en una volatilidad permanente de los recursos renovables.

Las energías renovables, dependientes de comportamientos variables o estocásticos, pero que con adecuadas herramientas puedan llegar a ser predecibles. En el capítulo se analizan y desarrollan las diferentes metodologías de predicción, como la tendencia lineal, medias móviles simples o ponderadas, alisados exponenciales simples y ajustados. Nos dirigimos hacia un modelo de energía distribuida, predominantemente basada en sol y que será la base de un importante suministro en las ciudades con gran protagonismo de las instalaciones fotovoltaicas como las de autoconsumo, muy vinculada a la demanda de un consumidor.

Las energías renovables aumentarán la autosuficiencia de los países, pero tienen patrones con diferente ritmo horario y estacional, que condicionan a la demanda por la disponibilidad energética y la formación de precios. España es un país privilegiado por tener un mayor número de horas de sol respecto a otros países de Europa, el sol aparece como el nuevo combustible en la futura era basada en las renovables.

Una vez presentadas las alternativas para la planificación, el capítulo VIII realiza un ejercicio de simulación, desarrollando un escenario desde la oferta de energías renovables al horizonte de 2030. Mediante la utilización de modelos y herramientas matemáticas se evalúa un escenario base de la evolución del mix eléctrico peninsular, una vez situados en el cierre de tecnologías convencionales, basadas en carbón y nuclear. Se complementa la visión del capítulo V de la demanda final a 2030 y permite el modelado del logro de objetivos climáticos y energéticos.

Nuestro país, al igual que en Europa, dispone de un ambicioso objetivo de evolución hacia renovables, esperando la neutralidad climática a mediados de siglo. Se está produciendo un cambio de tendencia hacia la energía limpia en todo el planeta, superando los 333 billones de € en el último año. En la medida que se alcancen los 100 GW sobre el año 2030, la garantía de

suministro tendrá sus momentos de criticidad en ciertas épocas del año a la hora de dar cobertura a la demanda eléctrica. El capítulo las situaciones de ausencias de recurso renovable o vertidos para entender los retos de almacenamiento para atender la demanda energética.

Con la necesidad de estudio del almacenamiento, como nuevos requerimientos de la demanda energética futura, el capítulo IX bajo el binomio energía y movilidad, afronta las opciones de esta tecnología. El almacenamiento puede consistir en cualquier medio tecnológico que permita capturar y conservar energía producida hasta liberarla en un posterior consumo, alejado tanto en distancia como en tiempo respecto a su producción. Con la llegada masiva del vehículo eléctrico, el almacenamiento va a posibilitar la descarbonización del transporte, transformando la movilidad que pasará a ser eléctrica, conectada y compartida. También el almacenamiento permitirá consumir los vertidos de electricidad en escenarios de alta penetración de renovables, añadiendo la flexibilidad necesaria. El capítulo muestra el estado tecnológico actual, de gran desarrollo técnico y en evolución económica.

El capítulo X está destinado a la relación que mantiene la digitalización con la energía. Se trata de servicios relativamente novedosos, pues los centros de proceso de datos, la inteligencia artificial y los algoritmos necesitarán de un creciente consumo energético hasta alcanzar los casi 2 zettabyte (10^{21} bytes) de tráfico IP en 2018 creciendo en dimensión cada año. El mundo cuenta con casi un 90% de acceso a la electricidad, sin embargo, el acceso a datos, si pudiéramos medirlo por el acceso a internet de la población sólo alcanza el 50%. Asistimos a un cambio de paradigma o revolución digital que hacen del “dato” el nuevo petróleo del futuro.

Por último y con la finalidad de abordar una propuesta de tesis con carácter industrial se propone en el último capítulo XI con la puesta en marcha de un ambicioso modelo de ciudad descarbonizada y sin contaminación. Sobre un emplazamiento de carácter aislado, la Isla de la Cartuja, se formula una propuesta de proyecto tipo “sand box” con la transformación integral hacia el modelo de ciudad futura, eficiente, digital y basada 100% en renovables.

En el capítulo se describe, de manera detallada, las principales actuaciones transformadoras, agrupadas bajo cuatro áreas: energía, edificación, transporte y digitalización. Se pondrá en práctica el cumplimiento de la Directiva de eficiencia energética en edificación (UE) 2018/844

con la mejora de los 50 edificios de mayor consumo e incorporando referentes de consumo prácticamente nulo. Respecto a la Directiva (UE) 2018/2001, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la isla modificaría su mix logrando un balance neutro en emisiones, desde autoconsumo a grandes superficies de fotovoltaica sobre aparcamiento. El transporte evolucionará hacia vehículos limpios, con el rediseño de la isla dando mayor protagonismo a la peatonalización y los espacios verdes, poniendo en práctica la Directiva (UE) 2019/1161 relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes y la Directiva 2016/2284 relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos.

El capítulo analiza en tres fases la situación actual de la isla, el paso a un autoabastecimiento con balance neutro y la plena autosuficiencia final, de la mano del almacenamiento. La propuesta desarrolla un modelo de generación basado en recursos distribuidos, por ello el capítulo profundiza en el equipamiento de digitalización, para lograr la coordinación del sistema eléctrico para un suministro estable. El proyecto pondría en práctica los modelos predictivos expuestos en la tesis, para la posterior investigación desde el proyecto.

La transición energética tratará de migrar el abastecimiento de una demanda basada en fuentes no renovables hacia otras renovables, consideradas inagotables, por su inmensa disponibilidad o por la capacidad de regeneración que tiene nuestro planeta. El capítulo propone anticipar el cumplimiento de objetivos energéticos ambientales acotados a este espacio, y anticipar 25 años los grandes retos, con vistas a superarlos con el desarrollo de los elementos necesarios para que puedan ser exportados a otras ciudades.

CAPÍTULO II: ANTECEDENTES

EL PROBLEMA COMPARTIDO

El mundo necesita energía para su desarrollo al igual que un ser vivo para su crecimiento. La demanda mundial de energía continuará aumentando por una mayor población en el planeta y con cada vez mayor equipamiento para una vida en condiciones más confortables. La demanda está íntimamente ligada a la prosperidad de las personas y la competitividad de las economías, sin olvidar que, gracias al desarrollo tecnológico, aparece un fenómeno de eficiencia energética que permitirá realizar las mismas actividades con un menor gasto energético.

La evolución de las sociedades se puede caracterizar por el índice de desarrollo humano (en inglés Human Development Index o HDI) (Sagar & Najam, 1998) y este índice puede ser comparado con el consumo energético por habitante para un momento en el tiempo.

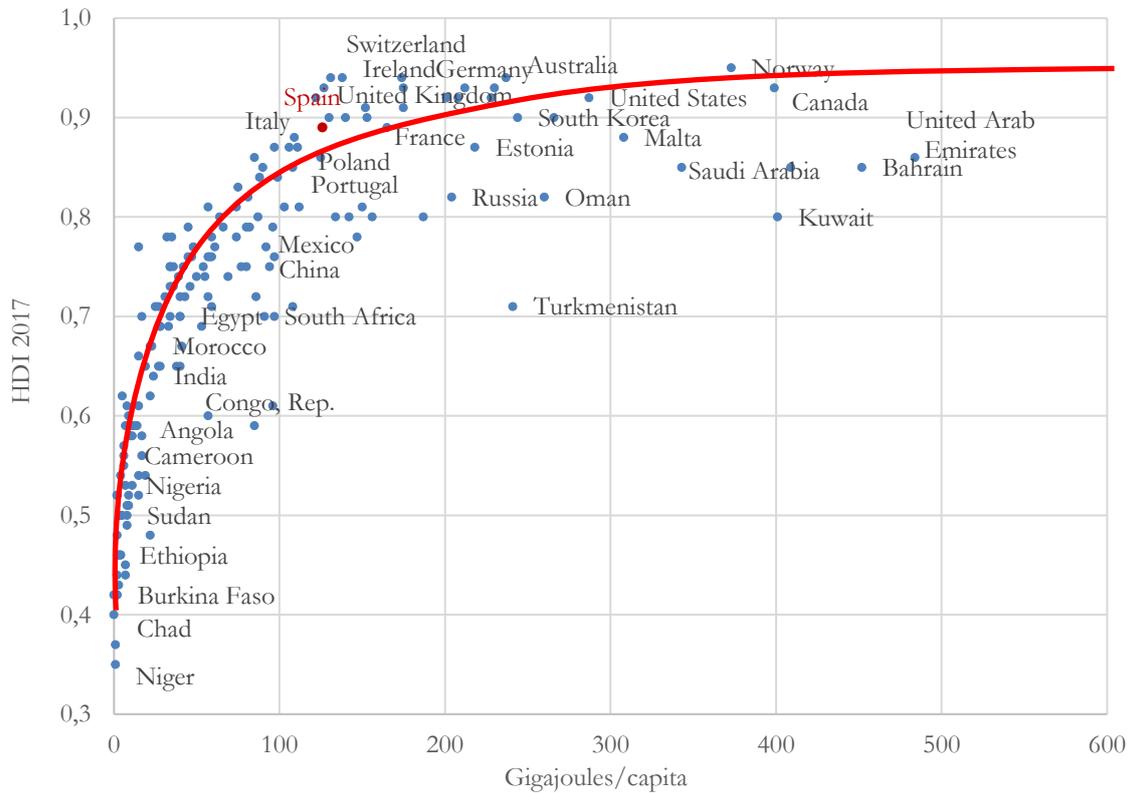


Figura 1 HDI & energy consumption (BP 2019, UN 2018)

El índice de desarrollo humano es un indicador sintético creado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo, (UN, 2018) medido a partir de tres dimensiones: esperanza de vida de forma saludable, conocimiento y riqueza. España ocupaba la posición número 26 en 2017 con un valor de 0,891: esperanza de vida al nacer de 83,3 años, 17,9 años de escolarización y un PIB per cápita de 40k\$ medidos con paridad de poder adquisitivo (The World Bank, 2018). Podemos afirmar que el uso de la energía procedente de los recursos fósiles ha jugado un papel fundamental en el aumento de la productividad de las primeras máquinas, y en la prosperidad que vive el mundo desarrollado. El hombre ha perfeccionado el manejo del fuego y las herramientas, pero es durante la revolución industrial, hace 200 años, donde se produce un mayor desarrollo económico provocando un aumento exponencial de los recursos energéticos demandados. Un hecho sin precedentes en la historia de la humanidad, desplazando la mano de obra humana por el uso de máquinas con necesidades de energía para su funcionamiento.

A partir de la base de datos económicos del Fondo Monetario Internacional (a fecha 04/2019) podemos observar las 20 mayores economías, mostrando su riqueza agregada y valorada por el Producto Interior Bruto (PIB o en inglés GDP) por país y habitante según la Figura 2:

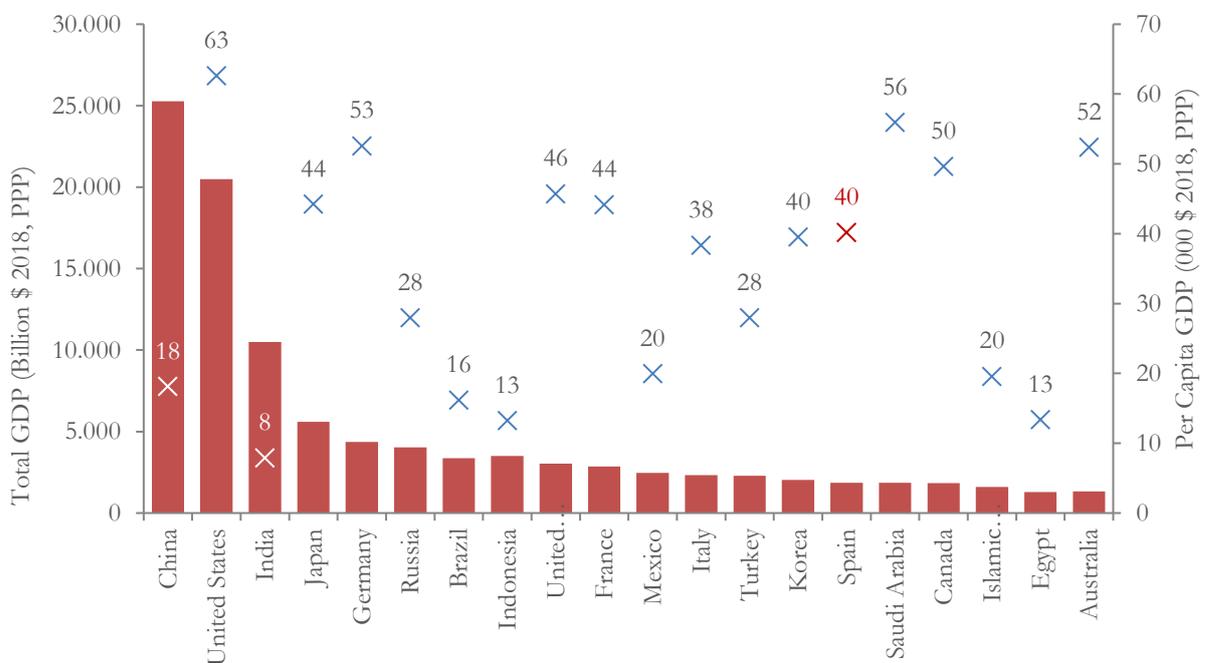


Figura 2: GDP & GDP per capita (20 largest Countries) 2019

Tomando como referencia los últimos 25 años (The World Bank, 2018) el valor económico del mundo se ha multiplicado por 2,7 veces, pasando de 51 a 138 trillones de dólares anglosajones (10^{12}), (en moneda del año 2018, con paridad de poder adquisitivo). Un ritmo de crecimiento anual del 3,5%, que casi ha triplicado al crecimiento poblacional que lo hizo al 1,3% hasta superar los 7.713 millones de habitantes (United Nations, 2019).

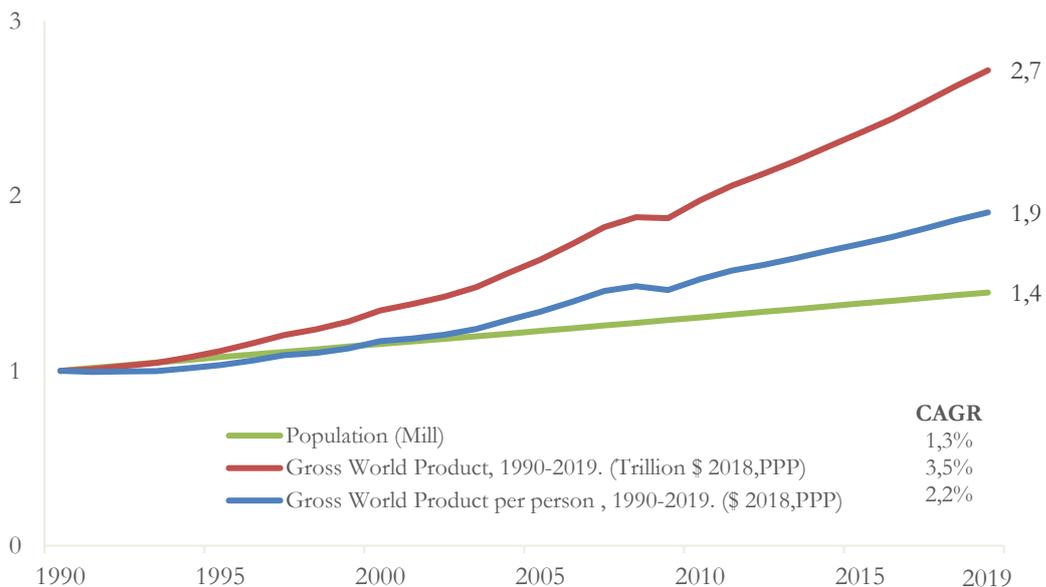
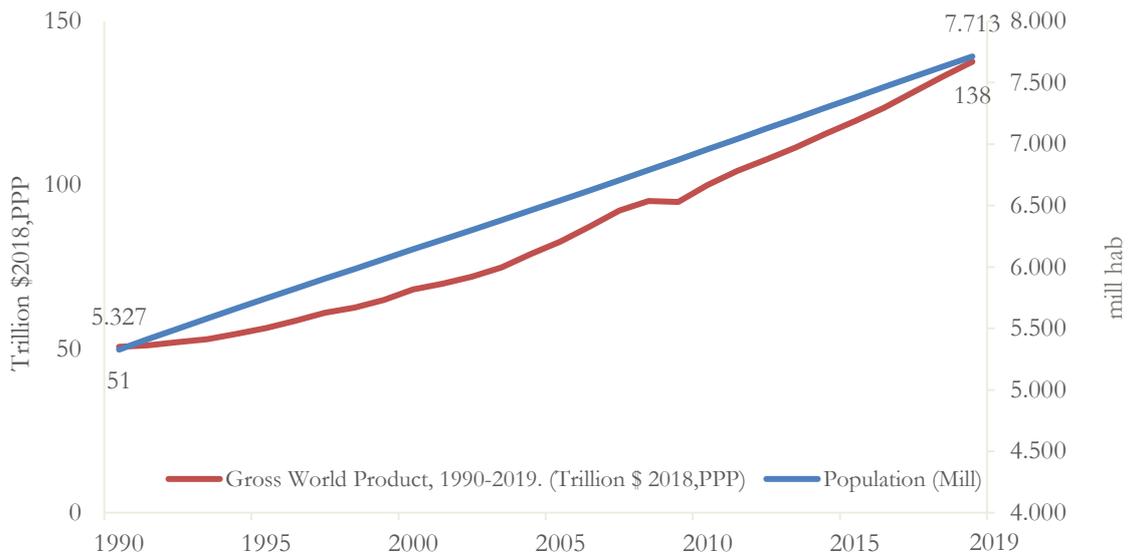


Figura 3: Gross World Product, 1990-2019 (Trill \$ 2018, PPP)

LOS RECURSOS DEL PLANETA

Al plantear el futuro energético del planeta aparecen grandes condicionantes: por un lado, la suficiencia o insuficiencia de recursos que permitan el crecimiento poblacional y económico esperado. Por otro lado, es un aspecto clave la visión desde los diferentes tipos de economías, y fundamentalmente en relación a su grado de desarrollo.

En la década de los 70 se publicaba un famoso estudio, “The Limits to Growth”, por el Club de Roma (McGinnis, Meadows, Meadows, Randers, & Behren, 1973), pronosticando la catástrofe bajo un modelo de simulación denominado World3 (Hayes, 2012). Bajo inspiración en las teorías de Thomas Robert Malthus se vaticinaba el agotamiento de las reservas geológicas y los recursos naturales debido a las necesidades un mundo en continuo crecimiento.

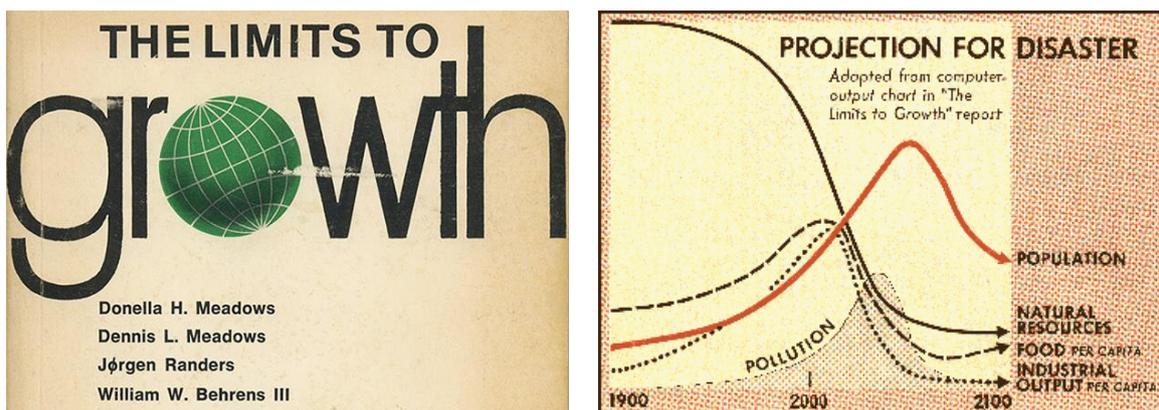


Figura 4: Projection for disaster, 1972 The Limits to Growth

La División de Población de Naciones Unidas presenta estimaciones de población, basadas en proyecciones probabilísticas de fertilidad y esperanza de vida al nacer. Mediante un modelo bayesiano, dicha institución acaba de presentar las perspectivas de población mundial de 2019 (United Nations, 2019) para el periodo comprendido entre 1950 - 2100.

Si comparamos la situación actual con el año de publicación del estudio referido, 1972, vemos cómo se ha duplicado la población global del planeta, Figura 5, en tan solo medio siglo, por lo que profundizaremos en el consumo de recursos del planeta para comprobar la evolución.

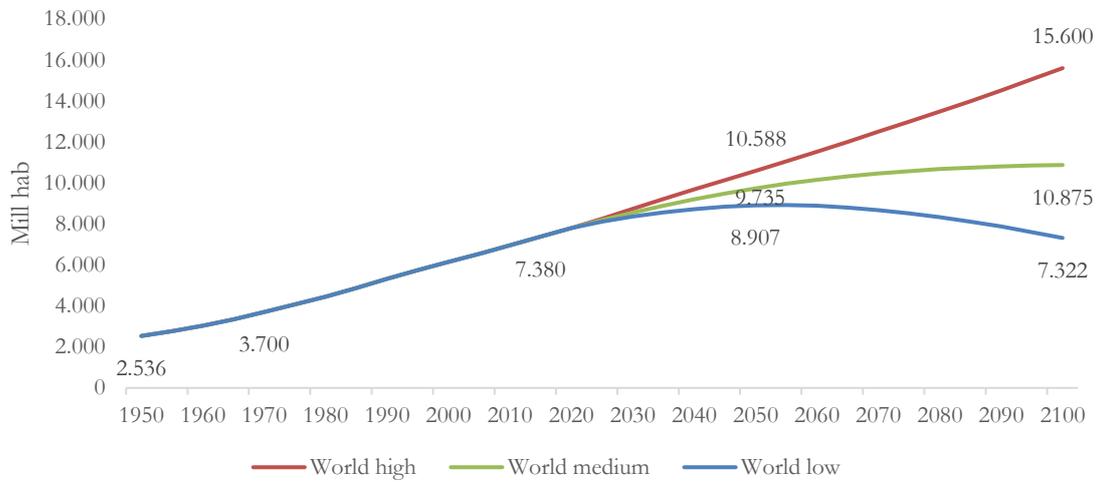


Figura 5 World population 1950-2100 (United Nations 2019)

Global Footprint Network (Global Footprint Network, 2014) ha analizado estos aspectos bajo la perspectiva de la sostenibilidad. La humanidad utilizaba en el año 2016 el equivalente a 1,7 planetas cada año, o visto de forma complementaria, la capacidad de regeneración del planeta para abastecer nuestras necesidades requiere de unos 8 meses adicionales por la sobreexplotación de los recursos. En la Figura 6 se muestra en su eje de ordenadas el número de planetas y en abscisas la evolución de la serie temporal del indicador.

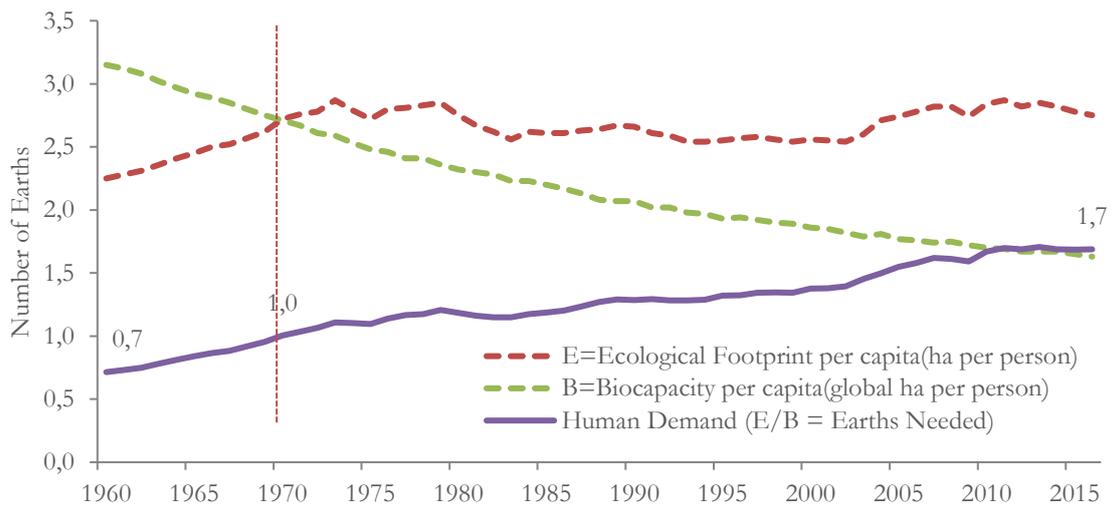


Figura 6: Ecological footprint per capita 1960-2016

Seguindo las previsiones poblacionales de Naciones Unidas (United Nations, 2019) durante la próxima década necesitaremos 2 planetas cada año para abastecer a la población. Los límites físicos, frente a una demanda desmesurada de recursos, incluidos los energéticos, provocarán mayores conflictos y migraciones masivas. El impacto más grave se presentaría en la población del planeta más desfavorecida.

La huella ecológica (Schwab, 2016) se sitúa en 1,7 hectáreas globales por persona. En el eje de abscisas tenemos el desarrollo humano, medido por Naciones Unidas mediante el índice de IDH o HDI, muestra el valor promedio los logros de cada país en diferentes áreas como salud, nivel de vida y conocimiento, situando la zona de mayor desarrollo humano a partir del valor 0,8. En la Figura 7 la huella ecológica respecto al desarrollo humano por continentes.

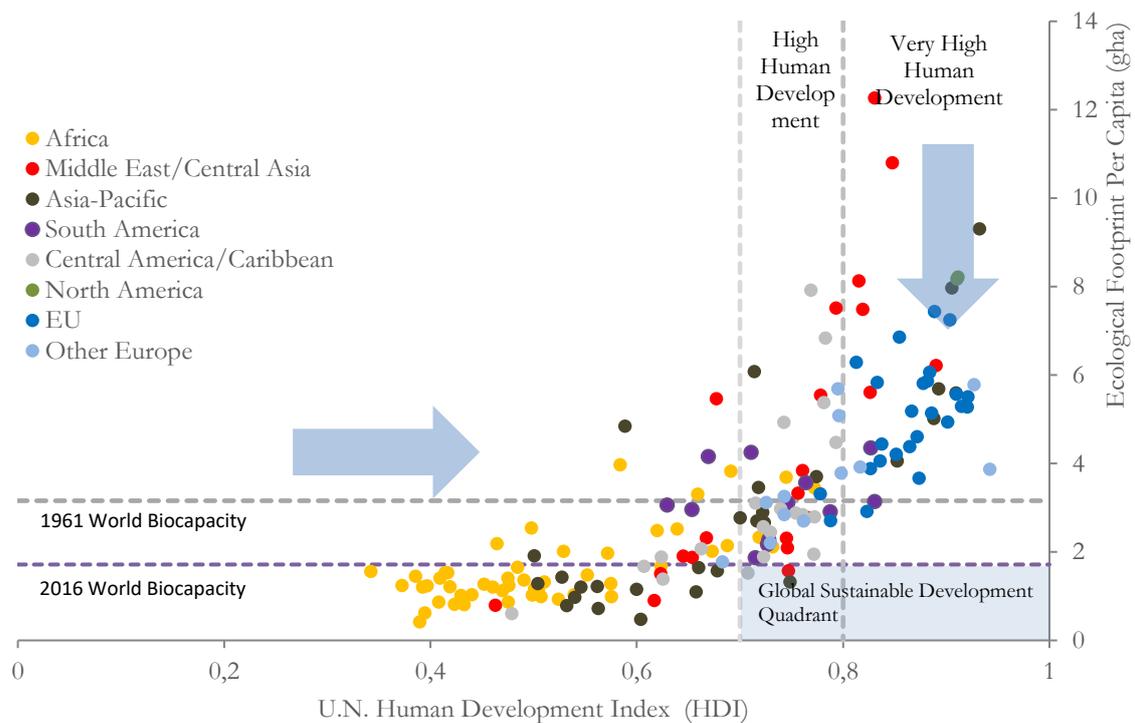


Figura 7: Ecological footprint & Human Development Index

La zona deseable se sitúa en la figura anterior en la parte inferior derecha y con trama, una zona con un índice de desarrollo humano elevado, alcanzado sin la sobreexplotación del planeta. Pensar en un uso más eficiente de los recursos es pensar dentro de esa “área”. La tendencia a

futuro debiera seguir la dirección de las flechas por cada país. Pero si queremos identificar la causa fundamental del exceso sobre el planeta por componentes (lo podemos encontrar en la Figura 8) tiene su motivo en las emisiones de carbono, sobre el que profundizaremos en este capítulo.

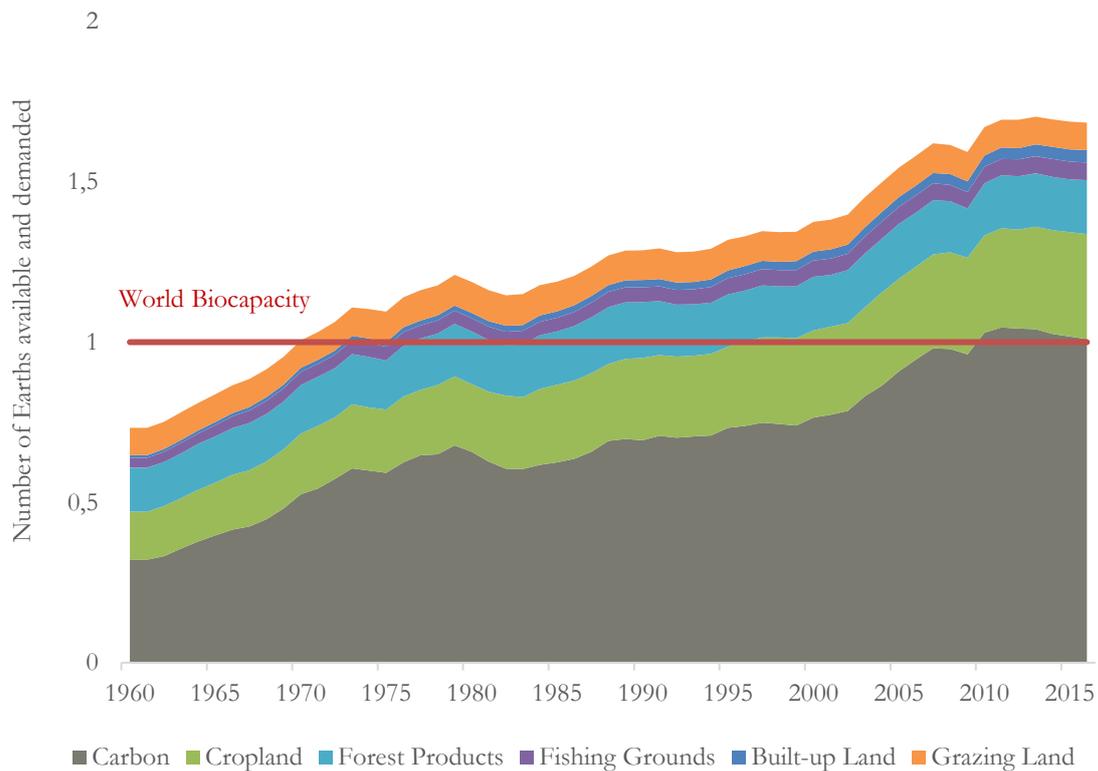


Figura 8: Ecological footprint main components

El carbono es el elemento que mayor presión está provocando sobre la sostenibilidad del planeta, representando el 60% de la huella ecológica total, seguida de los cultivos con un 20%. Sólo el impacto provocado por el carbono en la presente década alcanza el límite total del planeta, representado por la línea roja y de valor unitario en la figura anterior.

El carbono terrestre se presenta, entre otras, en forma de dióxido de carbono y metano. Son gases que se caracterizan por absorber y retener el calor en la atmósfera y, por ello, ser causantes del efecto invernadero. El calentamiento del clima global es, en estos momentos, uno de los mayores desafíos de la humanidad, como ha quedado de manifiesto en los acuerdos de París,

dentro del marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y firmados el pasado 22 de abril de 2015 en Nueva York. Éstos pretenden establecer medidas de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante GEI, concepto que agrupa además de vapor de agua, el dióxido de carbono, metano, óxido de nitrógeno y ozono), como mecanismo de control del aumento de la temperatura del planeta por debajo de los 1,5°C respecto a la época preindustrial.

Los impactos dependerán mucho de cada geografía y del nivel de desarrollo socioeconómico de cada país, por lo que se considera que la intensificación de eventos extremos de temperatura y las variaciones en las precipitaciones no serán uniformes: disminuirán en áreas de latitud media y subtropical, aumentando en las regiones húmedas de latitudes alta y media. El calentamiento global afectará al nivel del mar, cuyo nivel medio aumentará a finales de este siglo, entre 0,3m y 0,5m en el mejor de los casos y de hasta 0,45m y 0,82m en el peor escenario.

El clima siempre ha cambiado a lo largo de la historia, en los últimos 650.000 años hemos tenido, de manera cíclica, siete Eras glaciares e interglaciares hasta un abrupto final, hace aproximadamente 12.000 años, comenzando la época geológica del Holoceno, dando paso a las primeras civilizaciones humanas sedentarias. Gran parte de estos cambios climáticos han sido atribuidos a pequeñas variaciones en la órbita terrestre (Berger, 1988), con un cambio en la cantidad de energía solar que nuestro planeta recibe. Pese al “negacionismo” latente e interesado, la comunidad científica muestra como a partir de la segunda mitad del siglo veinte, su impacto y velocidad tienen un origen distinto, un origen humano.

El calentamiento global tiene una importante base en la demanda energética, por ser responsable de cerca de dos tercios de las emisiones globales. Al estudiar la demanda de energía estaremos prestando una especial atención a la sostenibilidad; cualquier necesidad de energía dará paso a un suministro energético con mayor o menor nivel de emisiones, afectando al ciclo del carbono de la tierra. La solución se basará en dos ejes fundamentales de trabajo: desde el lado de la demanda, logrando un consumo eficiente energéticamente que permita mantener el mismo nivel de desarrollo económico futuro con menor consumo de energía, y segundo desde el lado de la oferta, suministrando esa energía necesaria con fuentes libres de carbono, fundamentalmente renovables.

Capítulo III: ENERGÍA Y EMISIONES

A partir de este capítulo el estudio analiza diferentes conceptos relacionados con la energía, realizando una aproximación binomial, donde la energía aparecerá de forma constante y como término algebraico de referencia. En la naturaleza del binomio la energía se unirá, en sus relaciones, a con otros conceptos como la economía, el clima y otras necesidades de la actividad humana. Los usos finales de la energía pueden ser clasificados en actividades para la industria, calefacción o climatización de los edificios, el transporte de personas o mercancías, o más recientes como la digitalización, en cuanto al consumo necesario para los procesos.

Partimos de los factores a y b , siendo a = la energía y b = puede tomar la forma de emisiones, economía, clima o cualquiera de aquellos usos energéticos finales, que se verán en cada capítulo. Se da la propiedad de que cuando relacionamos dos o más factores en un binomio, al elevar al cuadrado, como forma de variación, tendremos un valor resultante que es amplificado por la combinación del binomio. En la Figura 9 podemos apreciar gráficamente como $(a + b)^2 = a^2 + 2ab + b^2$ y también $(a - b)^2 = a^2 - 2ab + b^2$, la relación entre factores se amplifica dentro del binomio, el cuadrado de la suma es superior al cuadrado independiente de cada parte, o factores tomados de forma individual.

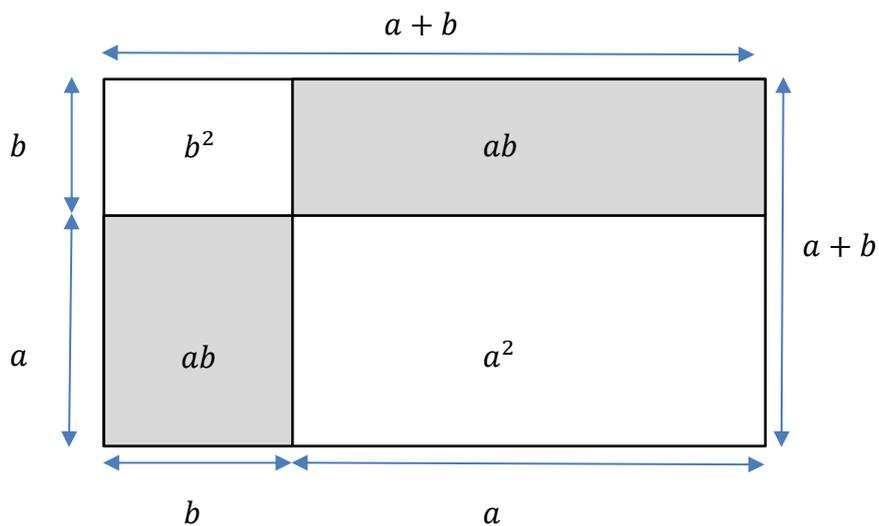


Figura 9 Algebraic identity, square of a binomial $(a+b)^2$

EL CICLO DEL CARBONO

La actividad del hombre ha alterado el ciclo de carbono, en su evolución e intercambio de este elemento químico a su paso por la atmósfera, biosfera y océanos. La razón es por la emisión extraordinaria de este elemento, fundamentalmente liberado desde la quema de combustibles fósiles, un hecho que viene a intensificarse por el hombre a partir de la Revolución Industrial. Es una causa, por tanto, derivada de una razón antropogénica, y podemos observar el creciente aumento en la concentración de este elemento en la composición de la atmósfera. Actualmente se superan las 411 partes por millón de atmósfera (NOAA, 2017), véase la Figura 10.

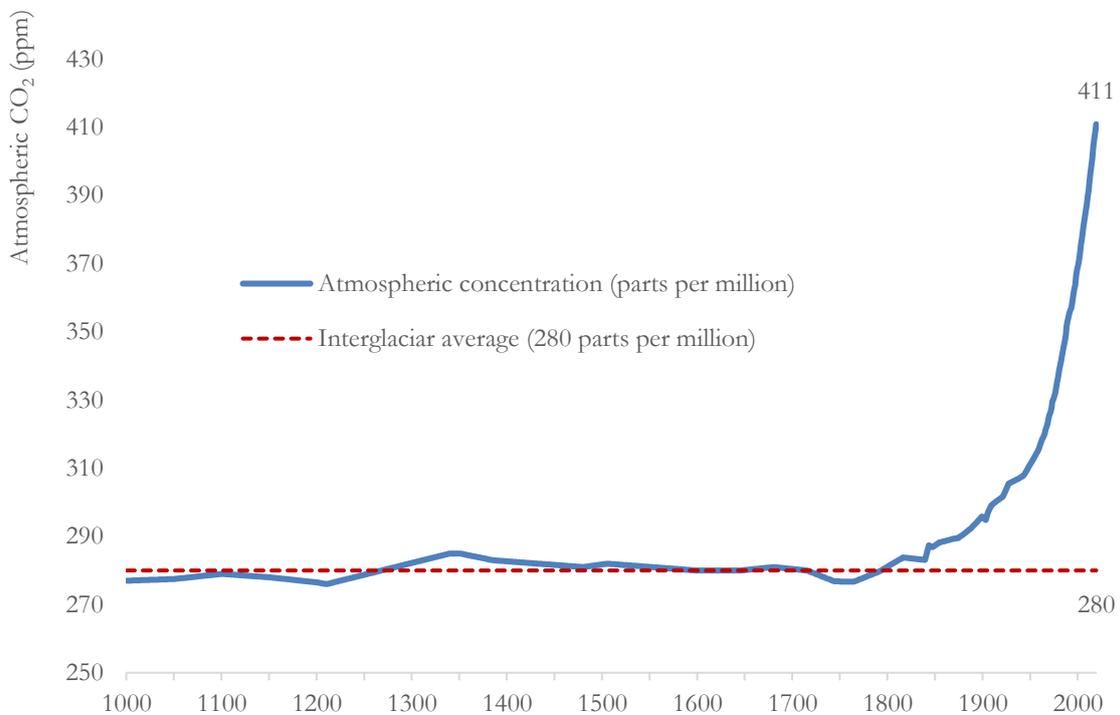


Figura 10: CO₂ Atmospheric concentration vs interglacial average

El dióxido de carbono participa y se encuentra presente en la vida, pero también se trata de un importante gas de efecto invernadero. Hasta una concentración de 280 ppm se considera de origen de la propia naturaleza, procedente de la actividad de volcanes, aguas termales, géiseres, pero ya en 2013 se superó una concentración de 400 ppm, un 40% por encima de estos valores de referencia y este aumento está provocando un efecto calentamiento global del planeta. La

justificación de la concentración de CO₂ en la atmósfera a partir de causas naturales se ha demostrado que no es posible, según los patrones de estos últimos años, sin que en la explicación participe también la entrada de las actividades antropogénicas.

El seguimiento del gas viene analizándose en el tiempo, como en el observatorio en la isla Mauna Loa en Hawái, con series históricas recogidas por Earth System Research Laboratory, Global Monitoring Division alimentada por Pieter Tans, completada por diferentes estudios (Keeling et al., 1976), (Thoning, Tans, & Komhyr, 1989) y (Etheridge et al., 1996). En España los observatorios Izana en Tenerife, obtiene mediciones desde 1991, y el Centro de Investigación de la Baja Atmosfera (CIBA), en Castilla y León, con mediciones desde el año 2009, muestran un ritmo similar de mayor concentración y con tendencia ascendente.

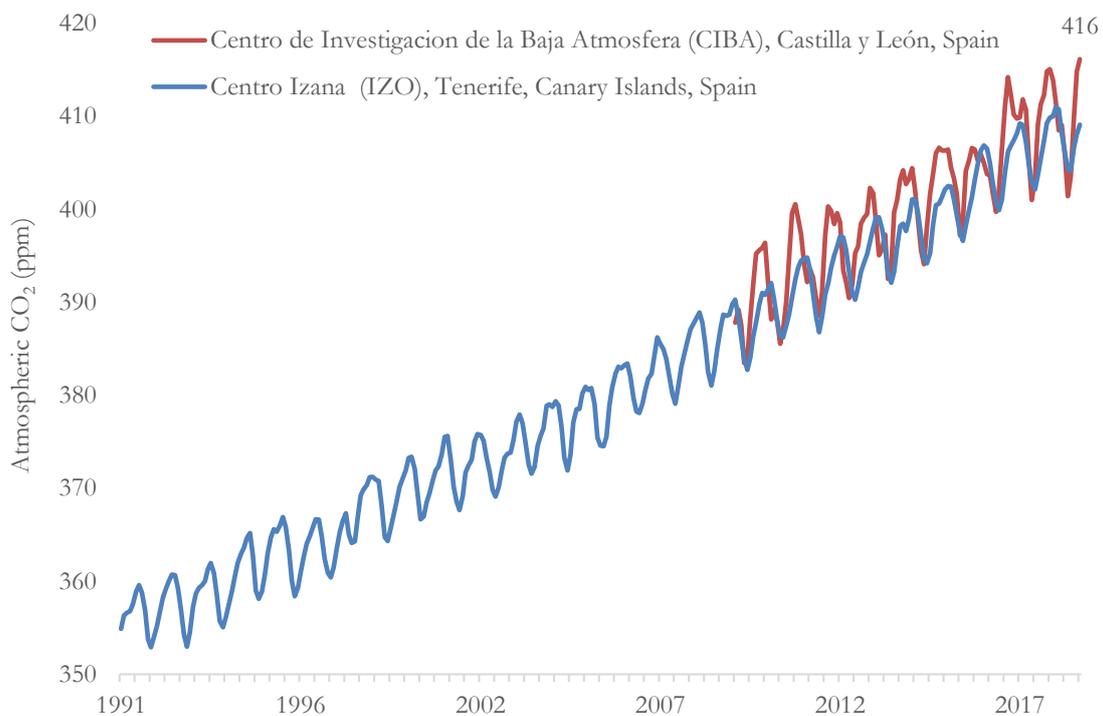


Figura 11: Atmospheric CO₂ concentration Spain

Con la concentración antes vista, ya se supera el 0,04% expresado de forma porcentual, un nivel no visto en los últimos 400.000 años, aumentando la concentración de CO₂ alrededor de 50% respecto a niveles preindustriales, con gran crecimiento desde los años 60.

Los gases efecto invernadero (GEI) absorben y emiten radiación dentro de un rango infrarrojo provocando un efecto invernadero. Entre los gases tenemos el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) o los óxidos de nitrógeno (NO_x). En la Figura 12 podemos apreciar el último valor de distribución de gases presentado en el quinto informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2014).

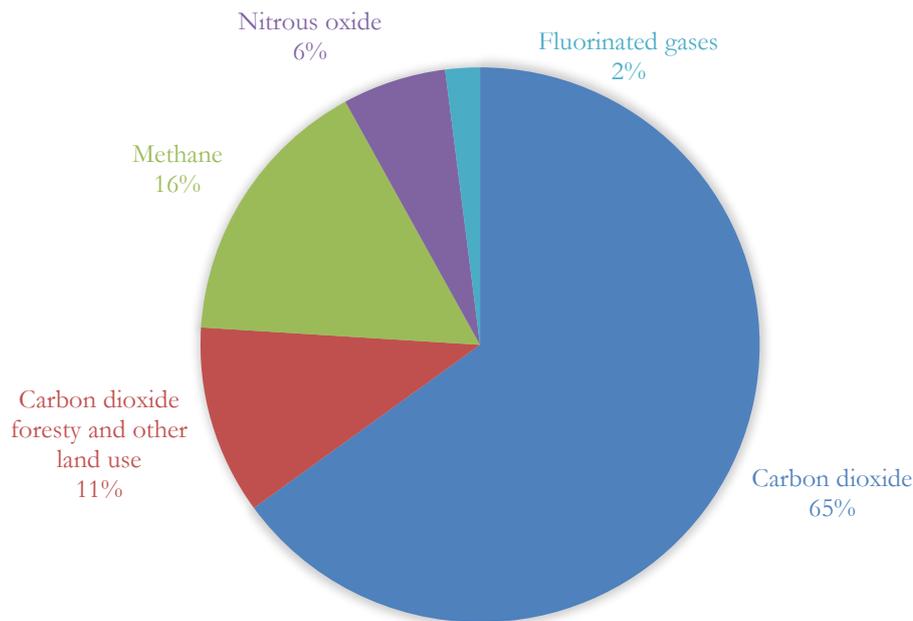


Figura 12: GHG emissions by gas (IPCC 2014, WG3 based on global emissions from 2010)

Las emisiones antropógenicas de gases de efecto invernadero (GEI) han aumentado en el periodo 1970 y 2010, alcanzándose los mayores volúmenes anuales en la primera década del presente siglo XXI, debido al aumento de las emisiones de CO_2 de China y otras economías consideradas en el grupo de las emergentes. Como dato relevante, respecto a la aceleración del proceso, se conoce que más de la mitad de las emisiones acumuladas de CO_2 entre 1750 y 2010 se han producido en los últimos 40 años.

En la siguiente Figura 13 podemos apreciar la evolución de los principales gases de efecto invernadero, a lo largo de las pasadas décadas, mostrando como el dióxido de carbono (CO_2)

es el gas que más crece desde tanto en valor absoluto, aproximadamente a razón de 1,0 gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO₂eq) anuales entre 2000 y 2010, un 2,2% en crecimiento medio anual.

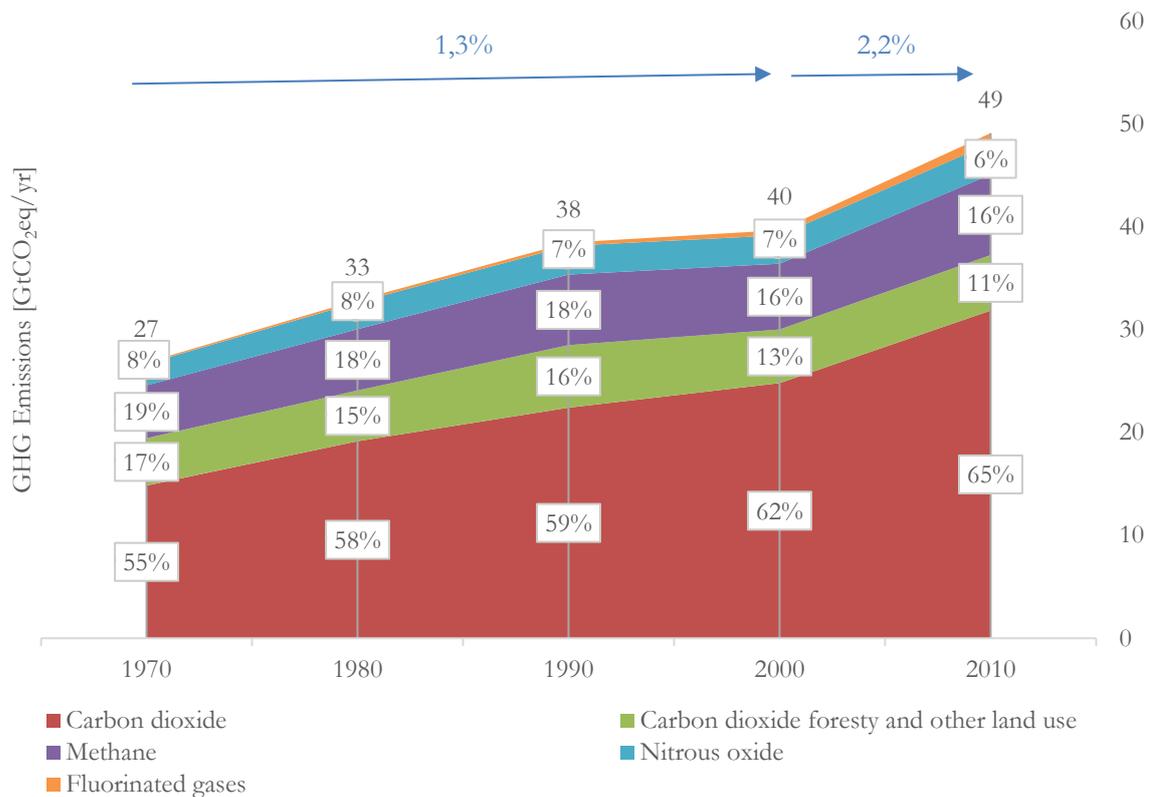


Figura 13 Anthropogenic GHG Emissions by Gas 1970 – 2010

El uso de combustibles fósiles es la fuente principal de generación de dióxido de carbono (CO₂). A esta actividad se añade la utilización intensiva, desforestación y degradación del suelo. Entre ambos alcanzan el 76% de todos los gases efectos invernadero del planeta.

El metano tiene un potencial de calentamiento de la atmósfera 21 veces superior al CO₂ comparados en 100 años. Este gas, en su forma de emisión natural, procede de humedales a la que se añade la actividad del hombre a través de la extracción combustibles fósiles, la ganadería, las actividades agrícolas, la gestión de los residuos, incluida la quema de la biomasa. Otros gases, como el óxido nítrico, también proceden de la quema de biomasa, y el uso de fertilizantes. Los gases fluorados proceden de procesos industriales, incluida la refrigeración.

Desde 1988 el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), ofrece estadísticas centradas en las emisiones de dióxido de carbono del planeta, como puede apreciarse en la Figura 14, donde las desglosa por los diferentes sectores económicos causantes.

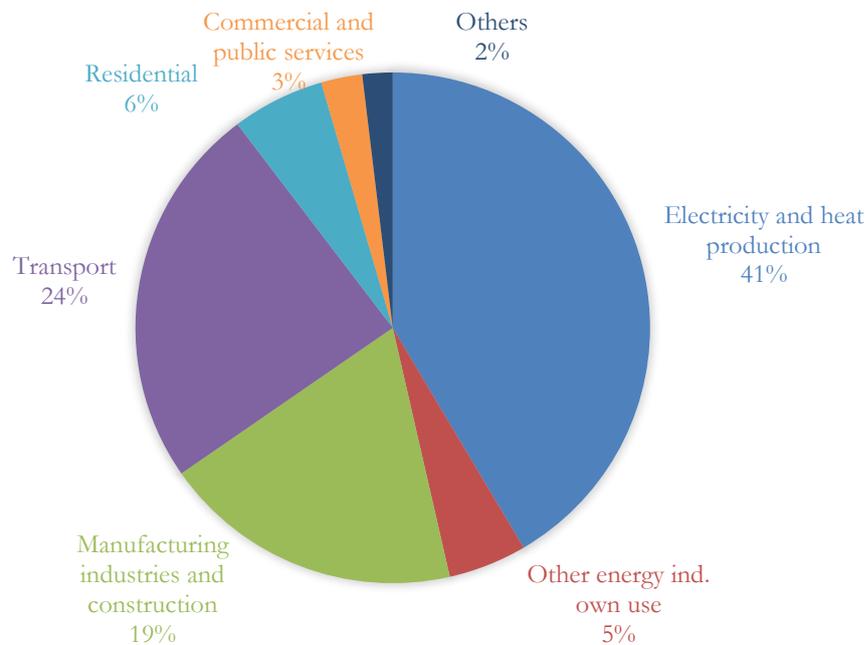


Figura 14: CO2 emissions by sector (2016)

El crecimiento económico y demográfico continúan siendo los motores más importantes de los aumentos en las emisiones de CO₂. La demanda de la energía, necesaria para la sociedad, se convierte en el factor clave de las emisiones, fundamentalmente en la producción de electricidad y calor, a través de la quema de combustibles fósiles como el carbón, gas natural y petróleo, con un 41% de las emisiones de CO₂ a 2016 y la cuarta parte del total de emisiones en gases efecto invernadero, le sigue por tamaño el transporte, con el 24% y la industria el 19%.

Centrados ya en el futuro de la demanda energética, en el siguiente apartado se analizan las emisiones de gases de efecto invernadero que provoca la quema de combustibles fósiles; cubriendo con ello las tres cuartas partes del problema climático. Se podría eliminar este gas de la atmósfera mediante procesos de reforestación, suelos o bien la captura y secuestro de dicho gas en sumideros, pero de menor efectividad que tratar la demanda energética.

EMISIONES POR LA QUEMA DE COMBUSTIBLES FÓSILES

El dióxido de carbono (CO₂) como principal responsable del efecto invernadero, es el gas de efecto invernadero más importante producido por el hombre originado por la quema de combustibles fósiles. Podemos ver su evolución temporal desde 1751 hasta 1950 (Andres et al., 1999) y con la información actualizada hasta nuestros días (IEA, 2016) presentan una evolución con un especial crecimiento a partir de mediados del siglo XX como se puede apreciar en la Figura 15 donde se muestran algunos hitos históricos que han acompañado.

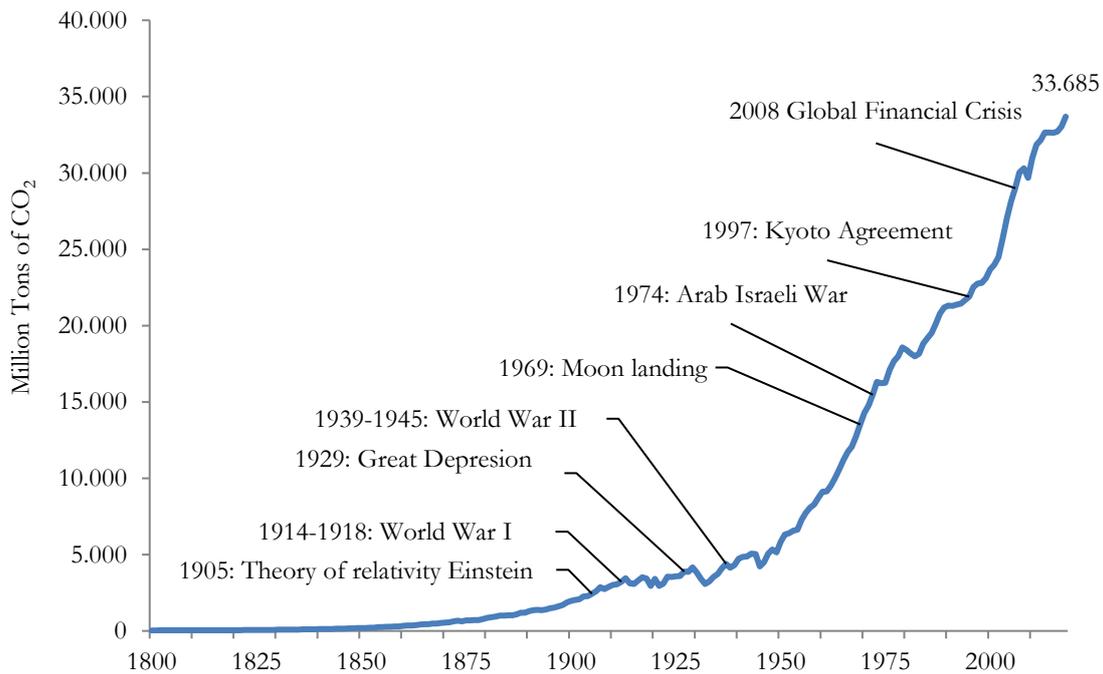


Figura 15 Global CO₂ emissions from fossil fuel burning

Las emisiones las podemos ver expresadas tanto en toneladas de carbono como de dióxido de carbono¹ cuando combinamos con dos átomos de oxígeno. Seguiremos esta segunda opción.

¹ La conversión de carbono en dióxido de carbono se realiza multiplicando por 44 y dividiendo por 12, que se basa en la composición molecular de un átomo de carbono, con masa atómica 12 y dos de oxígeno con peso atómico de 16, en total un peso atómico de 44 vs la masa atómica unificada del carbono de 12.

En la Figura 16, con una serie histórica desde el año 1950, el mundo arroja un saldo de 33,7 gigatoneladas o Gt (10^9) de CO₂, a 2018, de ellas 14,8 proceden del carbón, 11,8 Gt del petróleo y 6,7 Gt del gas. Son cifras que han acompañado el crecimiento económico con precisión.

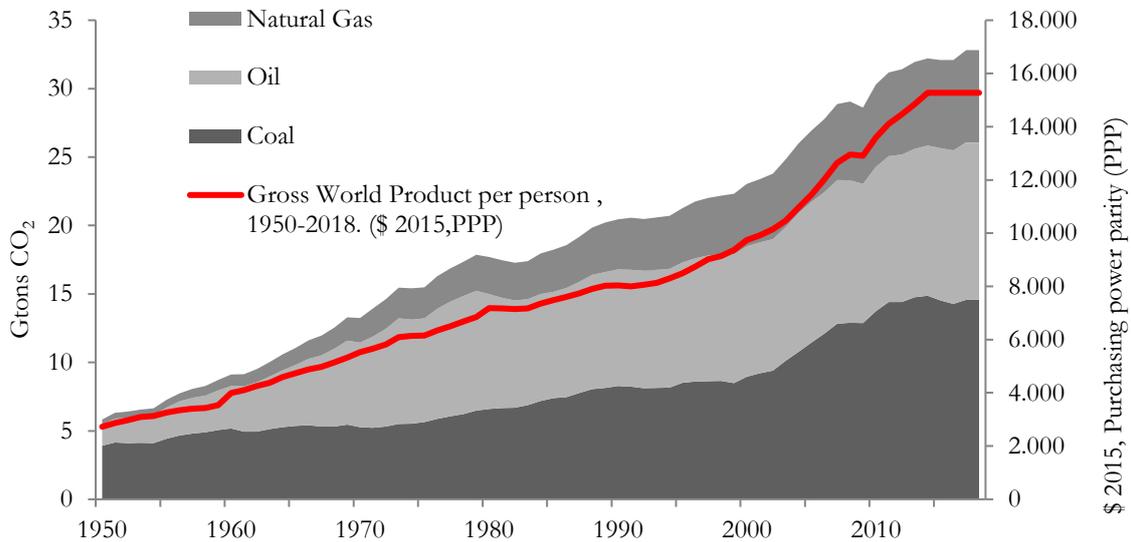


Figura 16: CO₂ emissions from fossil fuel burning vs GDP ppp

Es destacable el incremento de emisiones provocadas por el carbón durante el presente siglo, y esto ha venido motivado por la fuerte expansión de economías como China e India. En estos países existe una causalidad entre el crecimiento económico y el consumo de carbón, dándose también la bidireccional en China, siguiendo los patrones de causalidad de Granger (Chandran Govindaraju & Tang, 2013). Dado que el gas natural formará parte de la transición energética es imperioso reducir las emisiones de metano producidas en su extracción, transporte y utilización, pues su impacto en el cambio climático tendría el mismo alcance que cerrar todas las centrales de carbón de China.

También tendrán importancia las emisiones relacionadas con el cambio de uso de la tierra, 10-12 gigatoneladas de CO₂ al año (no reflejadas en la Figura 16), y que pueden representar un cuarto de todos los gases de efecto invernadero reflejados a 2010 (Smith, Bustamante, Uk, & Brazil, 2014). Siguen considerándose emisiones antropógenas, pues el cambio en el uso de la tierra puede suponer en algunas zonas, como Europa, una absorción de CO₂ a nivel planeta, teniendo un papel relevante en las estrategias de mitigación costo eficientes. Pero la distribución

presenta una visión muy diferente entre países desarrollados frente a los en vías de desarrollo, por lo que la visión geopolítica del reto tendrá también una especial relevancia. Comparando países OCDE vs no OCDE (Figura 17) vemos en el tiempo cómo esta evolución muestra un importante cruce en los ritmos de desarrollo de estas dos clasificaciones. Es en el año 2005 cuando países en vías de desarrollo superan a los incluidos en la OCDE, alcanzando en estos momentos el 63% de las emisiones totales.

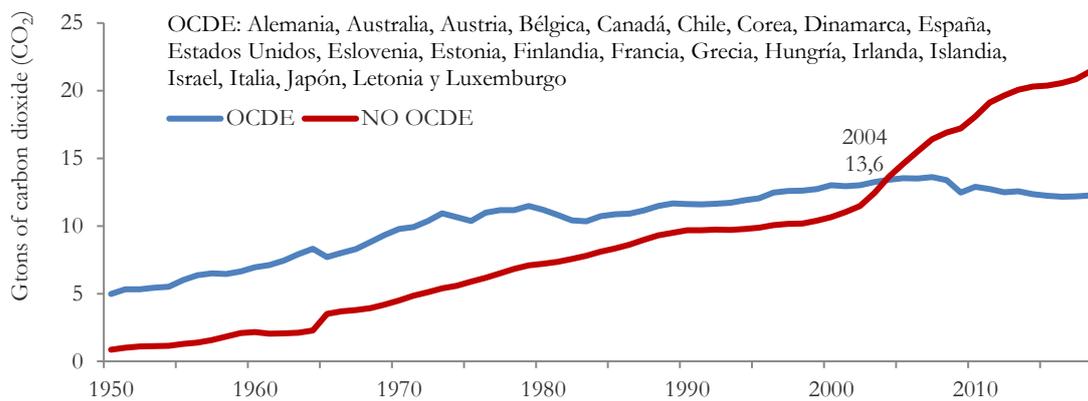


Figura 17: Emissions from OCDE vs no OCDE 1950-2018

En 2018 los principales emisores de CO₂, procedentes de combustibles fósiles, así como la fabricación de cemento y la quema de gas, fueron China con un 27%, los Estados Unidos el 15%, la Unión Europea, la India, Rusia, Japón y Canadá, (Figura 18).

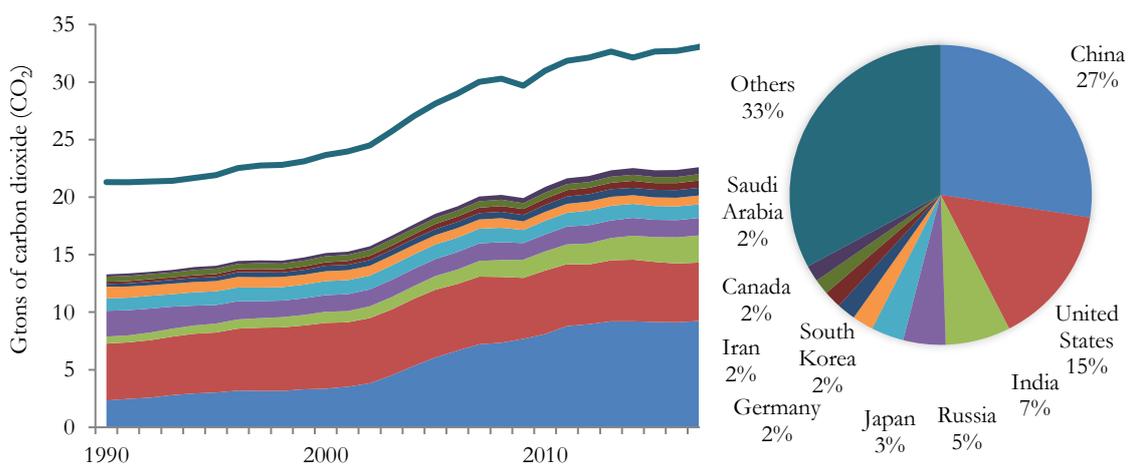


Figura 18: CO₂ emissions top 10 countries fossil fuel burning (2018)

La crisis económica mundial de 2008 solo consiguió que las emisiones se redujeran temporalmente. China, Estados Unidos e India suponen la mitad de las emisiones procedentes de combustibles fósiles. Otro dato relevante es que el liderazgo en estas emisiones cambia desde el año 2006, año en que China superó a Estados Unidos como país líder por emisiones.

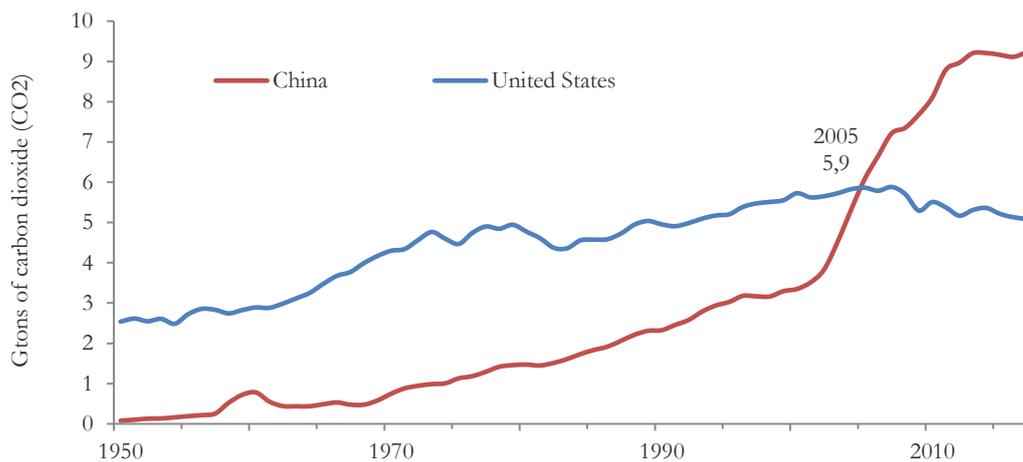


Figura 19 China vs US emissions

Una elevada correlación, entre la economía y las emisiones de CO₂, pueden ser una referencia de evolución para cada uno de los países en vías de desarrollo. La evolución del PIB per cápita conlleva una variación del mismo signo de las emisiones per cápita, aunque pueda presentar una cierta contención en la zona de niveles de renta centrales, ver gráfica derecha, confirmando en cierta medida los efectos enunciados en la curva ambiental de Kuznets (Dinda, 2004) sobre el desarrollo económico y la forma de impacto ambiental del mismo.

La idea subyacente se centra en una degradación ambiental a medida que incrementa el ingreso per cápita, hasta cierto nivel de renta donde el fenómeno de eficiencia energética aparecidos en los últimos años unida al crecimiento en países emergentes con tecnología menos intensiva en consumo energético y emisiones.

El importante paralelismo entre la riqueza per cápita y el nivel de emisiones globales muestra como existe una evolución paralela de las emisiones con el grado de desarrollo de las sociedades, tal y como se refleja en la Figura 20, apreciando la evolución desde 1950 a 2019.

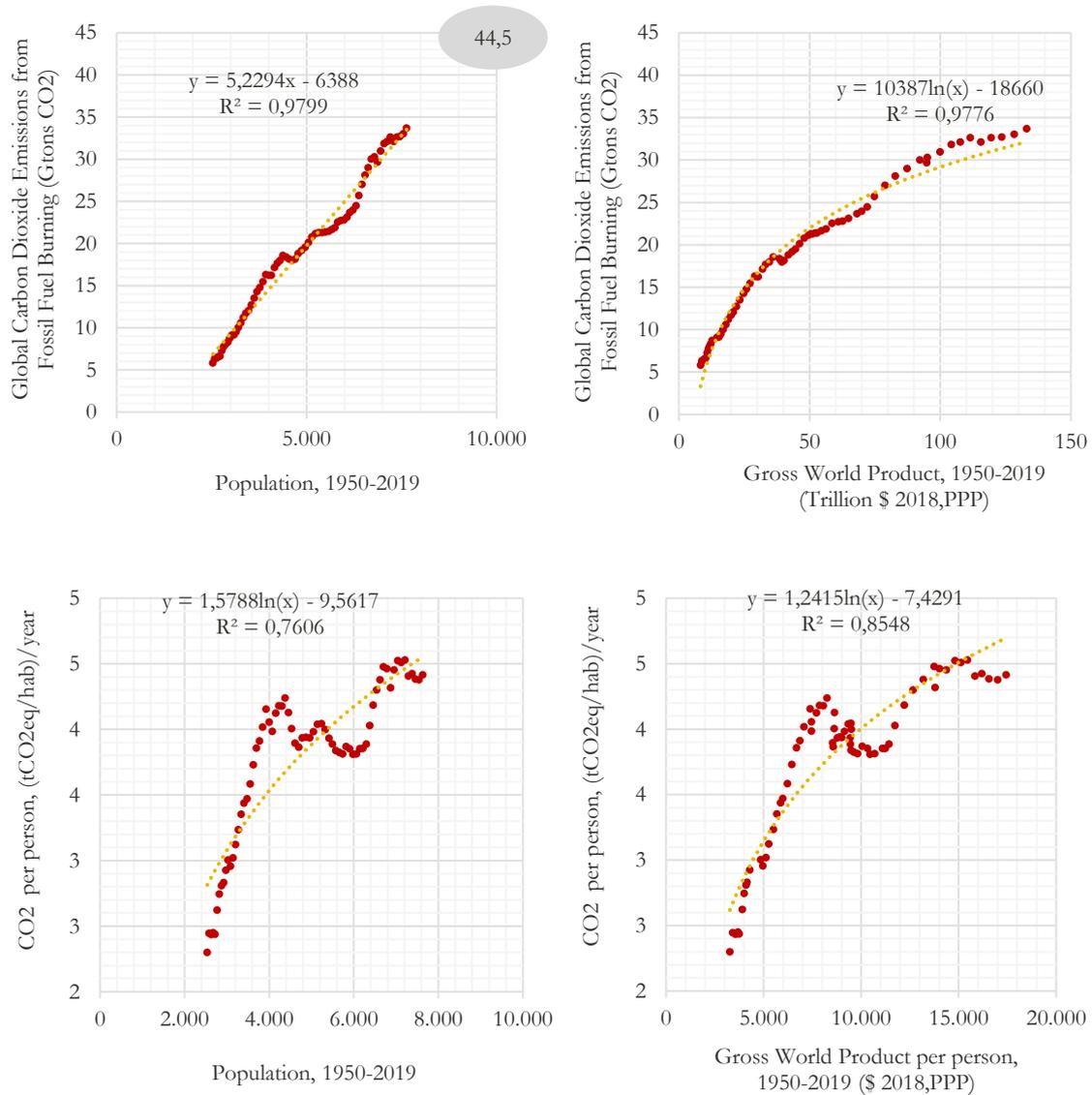


Figura 20: Correlation Emissions (Mill tons CO₂) vs Population and GDP, absolute and value per person (\$ 2018)

Con el escenario medio de población de Naciones Unidas (United Nations, 2019), de 9.735 millones de habitantes, podemos proyectar un escenario de 44,5 gigatoneladas de emisiones CO₂ a 2050. Se han realizado diferentes revisiones de estos postulados (Stern, 2018) planteando continuamente el reto futuro hacia la sostenibilidad y la posibilidad de ser abordado por las sociedades en crecimiento.

Marion King Hubbert (Hubbert, 1956) establecía la más famosa predicción de agotamiento en la producción de petróleo para Estados Unidos, bautizado como “pico de Hubbert”, alrededor de 1970, a partir del cual el decrecimiento llevaría al agotamiento del recurso. Con el paso del tiempo se pudo comprobar lo ocurrido (línea roja en Figura 21), la producción estadounidense alcanzó su máximo en 1970 con 9,64 millones de barriles por día. Pero el declive esperado por Hubbert se vio frenado por la apertura del Oleoducto de Alaska, (Alyeska). Sin hacerle perder valor a la teoría, otros hechos imprevistos como, la crisis del petróleo de 1973 y las tecnologías fracking desde 2008, hacían retrasar su pronóstico.

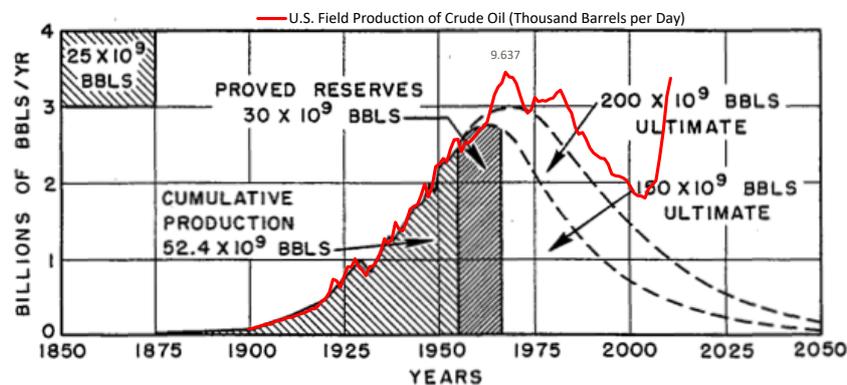


Figura 21: Hubbert 1956 vs real crude-oil production (EIA)

Pero la historia ha mostrado una enorme inestabilidad por conflictos geo-políticos que han afectado a los volúmenes y precios. La Figura 22, desde la revolución industrial, muestra los acontecimientos destacables que han provocado una alteración en los precios. Hasta la primera crisis del petróleo de los años 1973 y 74, la predicción de la demanda energética era un ejercicio relativamente estable y predecible. Pero a partir de este momento se introdujeron numerosos factores, incluidos los geopolíticos, que añadían incertidumbre y la necesidad de establecer una planificación a mayor número de años vista y que además tuviesen presente no sólo factores económicos como precios o variación de la economía en cada país, sino que contemplasen otras variables que añaden complejidad e incertidumbre al futuro abastecimiento de energía.

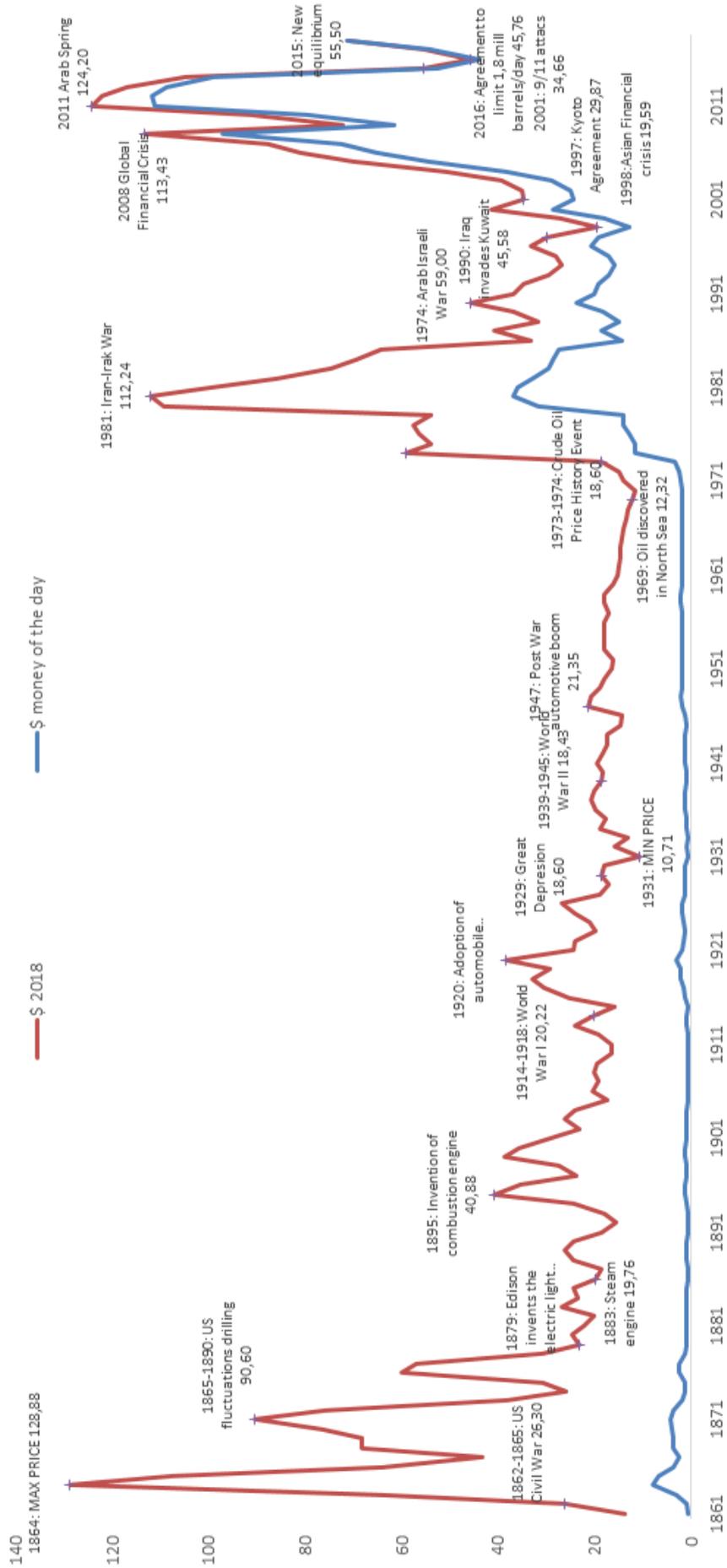


Figura 22 Storyline vs price oil evolution (\$ 2018 & money of the day)

CALENTAMIENTO DEL PLANETA

La emisión de gases efecto invernadero (fundamentalmente dióxido de carbono o CO₂, metano o CH₄, óxido nitroso o N₂O, perfluorocarburos o PFCs, hidrofluorocarburos o HFCs y hexfluoruro de azufre o SF₆, entre otros), han llevado al planeta a un calentamiento progresivo que eleva la temperatura promedio del planeta en aproximadamente un grado respecto al periodo preindustrial.

La comunidad científica, en opinión extendida, ve una relación directa entre las emisiones de CO₂ y las temperaturas globales del planeta. Mediante instrumentos se captan, diariamente, la transferencia de energía infrarroja al suelo y que puede ser comparada con el CO₂ en la atmósfera, permitiendo comprobar la relación de temperaturas vs emisiones. La información de la Figura 23 procede de la NASA, el Instituto Goddard de Estudios Espaciales, “Global Land-Ocean Temperature Index” (GISTEMP Team, 2016) ofrece la serie temporal de 1900 a 2018.

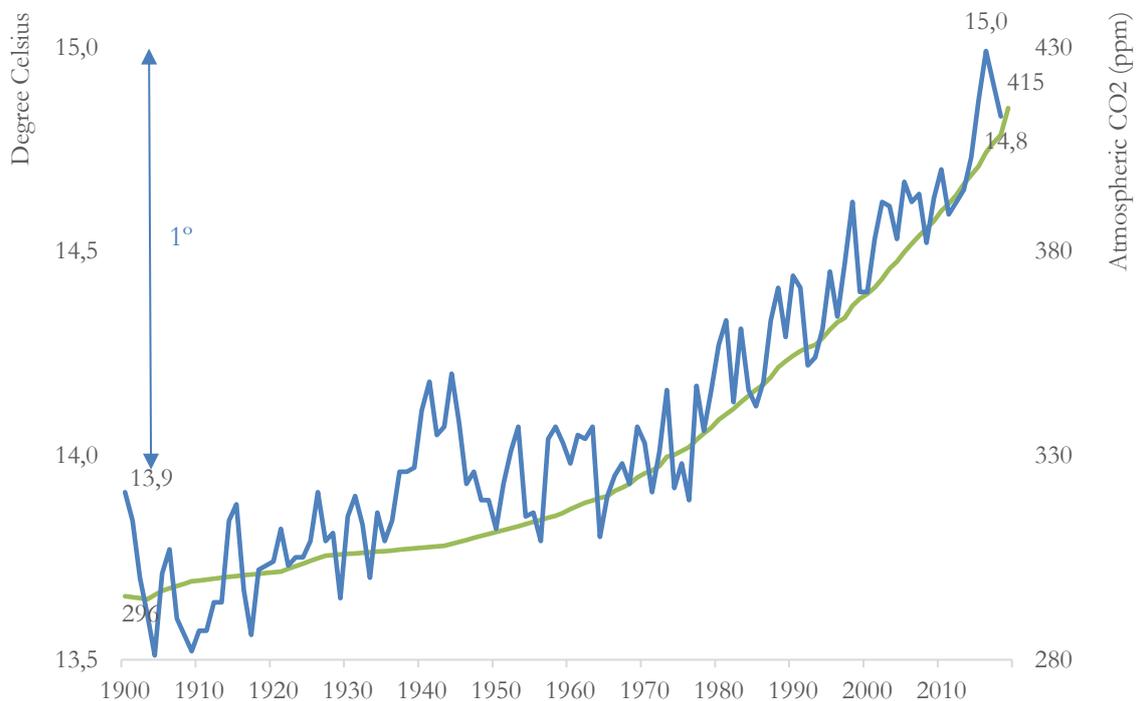


Figura 23: CO₂ & average global temperature, 1900-2018

El crecimiento continuo de aproximadamente medio billón (10^{12}) de toneladas de CO_2 ha supuesto un calentamiento de un grado, y según las estimaciones de Naciones Unidas, a través del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), órgano científico creado en 1988, tiene que estar por debajo de 1 billón (10^{12}) de toneladas para no superar el límite de 2° centígrados. Este aumento se considera actualmente el umbral máximo a alcanzar para evitar catastróficos efectos sobre el clima, el planeta y los asentamientos humanos. Existe una correlación entre aumento de partículas de CO_2 en la atmósfera y el aumento de la temperatura global del planeta, véase la Figura 24, presentando un buen ajuste obtenida para la serie de 1880 a 2018, con 139 años.

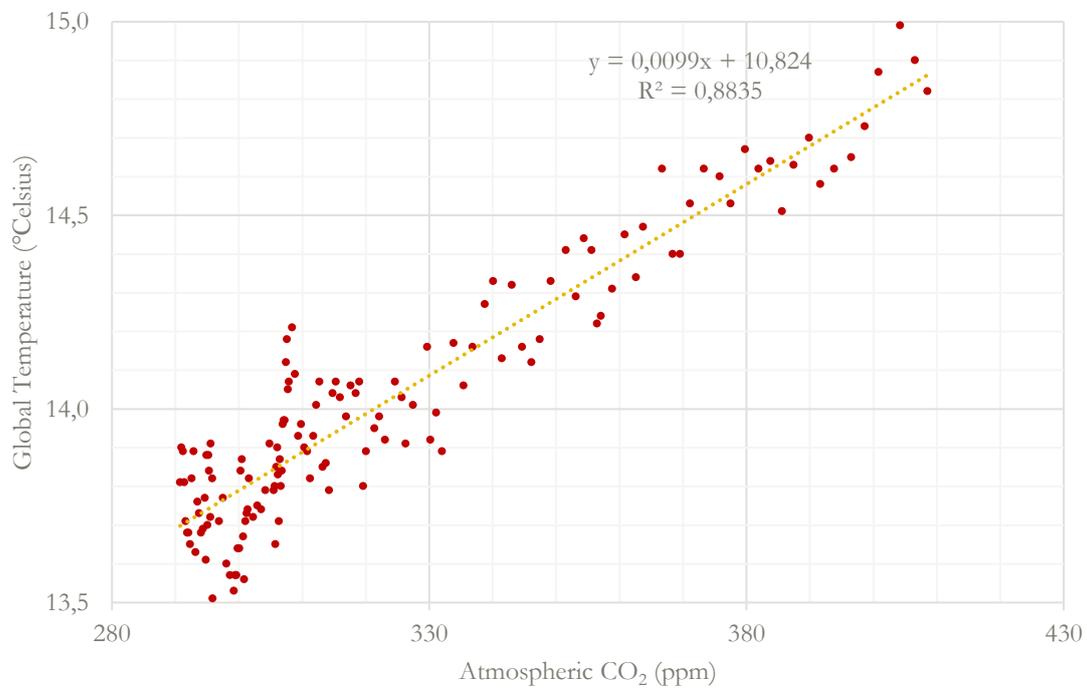


Figura 24: CO_2 (ppm) vs global temperature ($^\circ\text{C}$)

Tanto el problema climático como el de huella ecológica, en su razón antropogénica, podemos asociarlo a las emisiones de dióxido de carbono. La influencia de mayor tamaño y más directo en el ciclo de carbono es a través de las emisiones provenientes de la quema de combustibles fósiles derivadas de un aumento exponencial procedente de la demanda de energía.

La Tierra responde de múltiples formas a este aumento de gases de efecto invernadero. Por un lado, con el calentamiento del planeta, afectando a las zonas con grandes volúmenes de hielo como Groenlandia, Antártida y montañas. También afecta, entre otros efectos, a los anillos de los árboles, los sedimentos oceánicos, arrecifes de coral y las capas de rocas sedimentarias.

La temperatura media de la superficie terrestre ha aumentado en más de un grado centígrado desde comienzos del siglo XX. Los diez años más calurosos desde la revolución industrial han tenido lugar, sobre todo, en la última década, con año récord en 2016 por las temperaturas alcanzadas. Podemos apreciar esta evolución en la Figura 25, destacando un mayor crecimiento de la temperatura en décadas recientes.

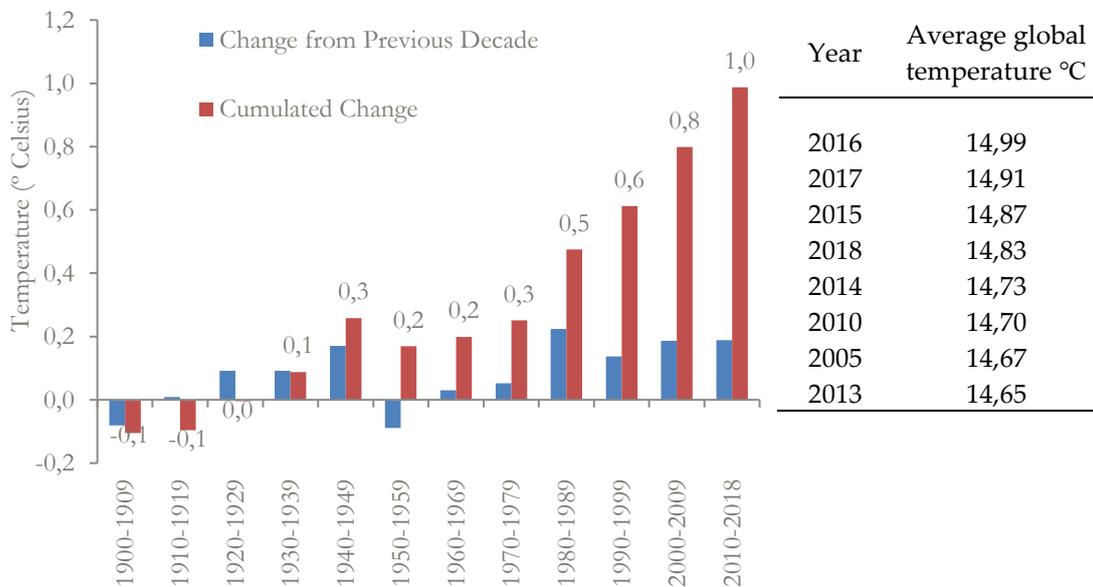


Figura 25: Average temperature & 10 hottest years (1900- 2018)

Poniendo el foco en una de estas consecuencias, los cambios en la extensión de la superficie helada del Ártico, se aprecian riesgos derivados del aumento del nivel del mar. En estudio liderado por el profesor Dirk Notz, director del grupo de investigación sobre hielo marino en el Instituto Max Planck de Meteorología (Alemania), y la profesora Julienne Stroeve, del Centro Nacional de datos de nieve e hielo en Boulder (Estados Unidos) (Notz & Stroeve, 2016), se concluye que por cada tonelada de dióxido de carbono (CO₂) que emitimos a la atmósfera se provoca la desaparición de 3 m² de hielo en el Ártico en la época de verano.

A partir de la información recopilada del datacenter de la NASA (Cavalieri, Parkinson, Gloersen, & Zwally, 1996), (Parkinson, Cavalieri, Gloersen, Zwally, & Comiso, 1999) sobre nieve y hielo en el Ártico podemos componer la Figura 26, elaborada para este estudio:

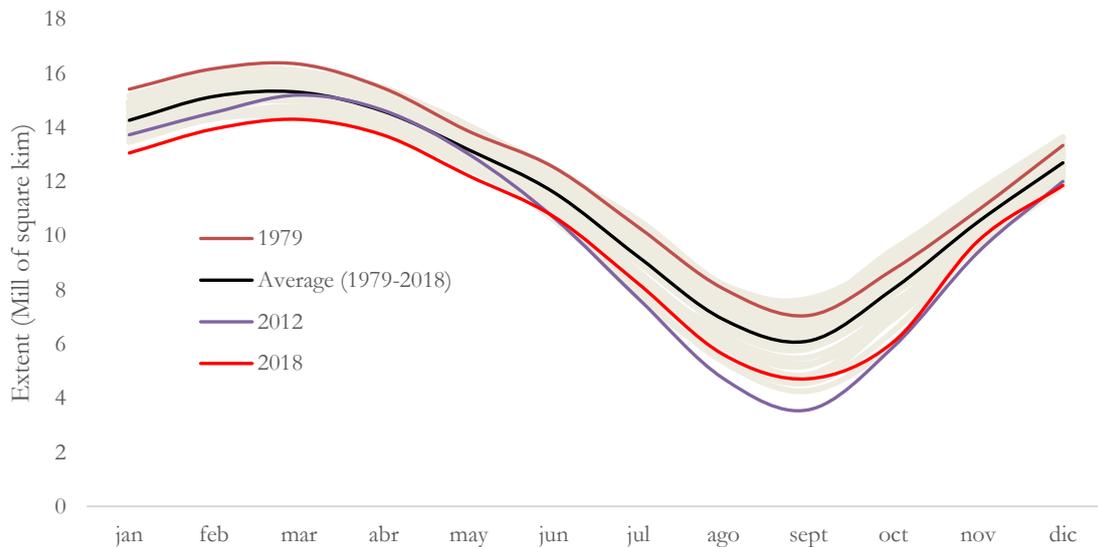


Figura 26: Arctic Sea Ice Extent, 1979-2018

El calentamiento tiene una consecuencia inmediata de reducción del tamaño de hielo en los polos (Parkinson et al., 1999). Podemos ver este efecto en la Figura 26, donde se reflejan los valores de 2018 y 2012, un año de mínimos histórico, y a 1979, el inicio de la observación. La línea negra representa el valor medio de 1979 a 2018.

El clima presenta patrones cíclicos, y se aprecia como el mes de septiembre, junto con la media de hielo anual, va perdiendo extensión en superficie. El mes de septiembre del año 2012 fue un año especialmente cálido (Masters, 2015), pero superado en años posteriores. El volumen de hielo ha alcanzado un mínimo histórico de 3,6 millones de kilómetros cuadrados en el año 2012, como podemos visualizar en la Figura 27.



Figura 27: September & annual average Arctic ice extent, 1990-2018

Por último, las temperaturas record del planeta, cada año aparecen nuevos valores. Como referencia Irán batió el record global con 54° centígrados el pasado 29 de junio de 2017. En la Tabla 1 podemos contrastar la temperatura máxima alcanzada respecto a otras ciudades.

País	Fecha	Temperatura (Celsius)	Localización
Iran	29/06/2017	54,0	Ahvaz Airport
Kuwait	21/07/2016	53,9	Mitribah
Iraq	22/07/2016	53,8	Basra
Pakistan	28/05/2017	53,7	Turbat
Saudi Arabia	23/06/2010	52,0	Jeddah
Algeria	05/07/2018	51,3	El Bayadh, Ouargla
India	19/05/2016	51,0	Phalodi, Rajasthan
Oman	30/05/2017	50,8	Qurayyat
China	10/07/2017	50,5	Erbao Township, Turpan, Xinjiang
Qatar	14/07/2010	50,4	Doha
Sudan	25/06/2010	49,7	Dongola
Peru	03/11/2018	48,3	Juan Guerra, San Martín
Chad	22/06/2010	47,6	Faya-Largeau
Spain	13/07/2017	47,3	Montoro, Cordoba
Myanmar	14/05/2010	47,2	Myinmu
Bolivia	29/10/2010	46,7	Villamontes, Tarija Department
Nigeria	03/04/2010	46,4	Yola
France	28/06/2019	46,0	Vérargues, Hérault
Cyprus	01/08/2010	45,6	Nicosia
Russia	12/07/2010	45,4	Utta, Kalmykia
Guinea	29/03/2017	45,0	Koundara, Boké Region
Colombia	29/12/2015	45,0	Puerto Salgar, Cundinamarca

Tabla 1: Highest temperatures ever recorded 2010-2019

Capítulo IV: ENERGÍA Y ECONOMÍA

LAS PRINCIPALES ECONOMÍAS MUNDIALES

Las 20 principales economías del mundo concentran el 64% de la población y el 74% del Producto Interior Bruto en el año 2018. España ocupa la posición número 15, en base a tamaño de Producto Interior Bruto. Si comparamos las primeras posiciones, China supera en paridad de poder de compra a Estados Unidos, apareciendo, no obstante, enorme distancia si comparamos en su valor por habitante, en favor de Estados Unidos, con una población cuatro veces inferior, pero con un PIB por habitante que triplica al de China.

Country	GDP (Bn \$ 2018 PPP)	Per Capita GDP (\$ 2018 PPP)	Population (mill)
China	25.270	18.110	1.395
United States	20.494	62.606	327
India	10.505	7.874	1.334
Japan	5.594	44.227	126
Germany	4.356	52.559	83
Russia	4.027	27.964	144
Brazil	3.365	16.154	208
Indonesia	3.495	13.230	264
United Kingdom	3.038	45.705	66
France	2.854	44.168	65
Mexico	2.464	19.949	124
Italy	2.324	38.358	61
Turkey	2.293	27.956	82
Korea	2.035	39.548	51
Spain	1.864	40.139	46
Saudi Arabia	1.858	55.944	33
Canada	1.837	49.651	37
Islamic Republic of Iran	1.611	19.557	82
Egypt	1.296	13.366	97
Australia	1.318	52.373	25
20 largest economies	101.898	34.472	4.653
World	137.652	18.982	7.252
%	74%	182%	64%

Tabla 2 20 Largest Economies, 2018 International Monetary Fund

España ha crecido en PIB per cápita a un ritmo medio entre 1990-2018 del 3,5%, fundamentalmente debido a un incremento del PIB del 4,1%, muy superior al crecimiento

poplacional del 0,6%. Si comparamos este crecimiento con los mayores países por PIB podemos comprobar como el crecimiento ha sido importante en los tres primeros.

CAGR	United States	China	India	Japan	Germany	Spain
1990-2018						
GDP	4,5%	11,6%	8,8%	3,0%	3,5%	4,1%
Population	1,0%	0,7%	1,6%	0,1%	0,2%	0,6%
GDP/P	3,5%	10,9%	7,1%	2,9%	3,3%	3,5%
x nº of times						
2018/1990						
GDP	x 3,6	x 24,3	x 11,6	x 2,3	x 2,7	x 3,2
Population	x 1,3	x 1,2	x 1,6	x 1,0	x 1,1	x 1,2
GDP/P	x 2,7	x 19,8	x 7,3	x 2,3	x 2,6	x 2,7

Tabla 3 Growth top 5 economies vs Spain (\$ 2018 PPP)

A su vez podemos comprobar la evolución de este crecimiento en el tiempo en favor de China que en estos casi 30 años ha pasado a liderar en PIB y población en el planeta.

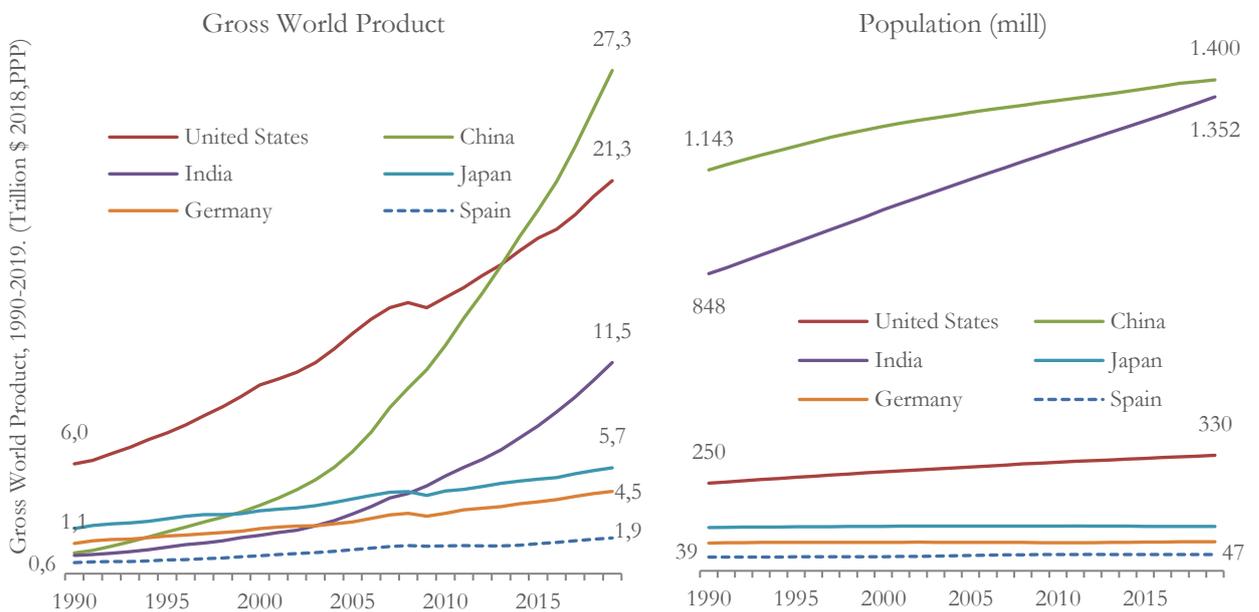


Figura 28 Gross Domestic Product, Population and variation in 5 Largest Economies (50% 2019e) & Spain

Estados Unidos concentra un gran número de las mayores empresas respecto a otras economías del mundo. La revista Forbes (Murphy, Ponciano, Hensen, & Tourlayai, 2019), presenta anualmente un ranking que permite comparar las mayores 2000 empresas por ventas, beneficios, activos o capitalización bursátil.

Estados Unidos sigue protagonizando la mayor presencia de estas, con 575 dentro del ranking, seguido por China y Hong Kong con 309, que han seguido un crecimiento exponencial en el tiempo pues hace una década, prácticamente, tenía una presencia limitada. En la Figura 29 se puede apreciar su distribución geográfica.

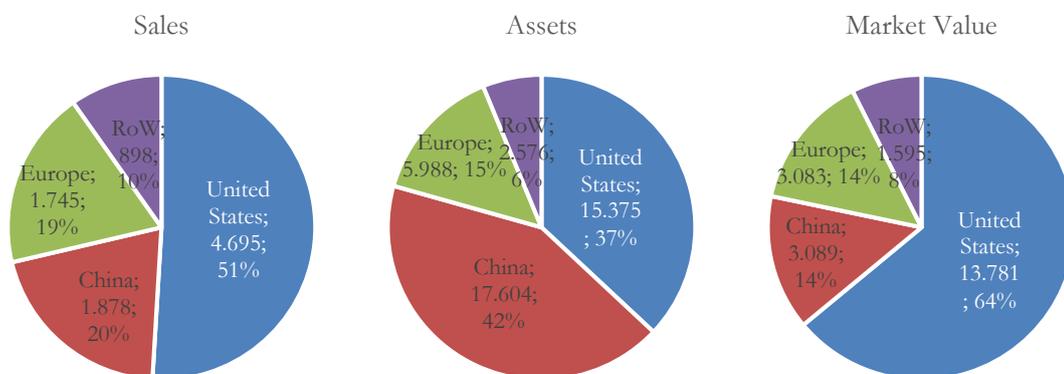


Figura 29: The World's 100 largest public companies (B\$ 2019)

IDENTIDAD DE KAYA: EL CASO ESPAÑA

Para mejor comprensión de la historia energética de nuestro país conviene que, al realizar la aproximación, esta sea dividida en al menos dos periodos. Un primer periodo, anterior a la crisis económica mundial, caracterizado por un crecimiento continuo de necesidades energéticas, paralelas al buen ritmo de crecimiento poblacional y económico. El segundo periodo lo hemos asociado desde 2005 hasta nuestros días.

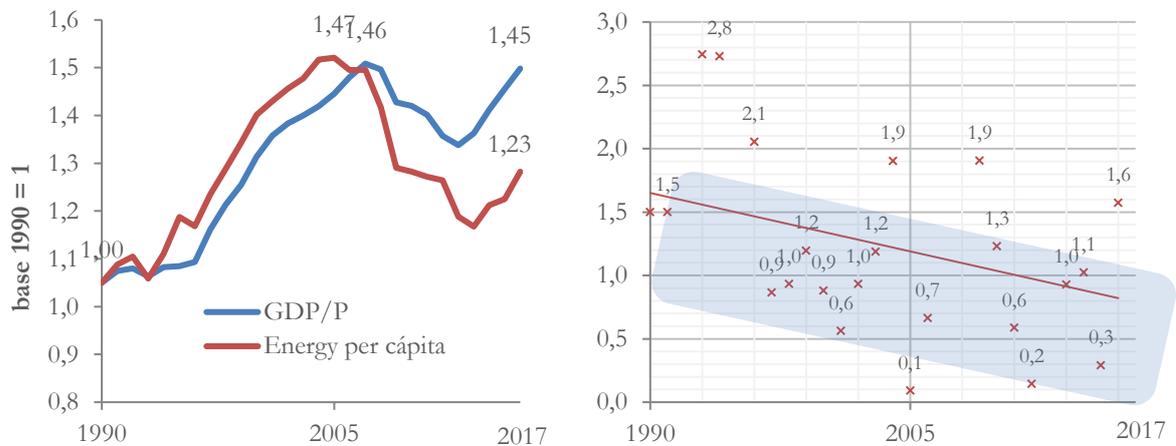


Figura 30: Primary Energy (Mtoe), GDP(€2015) x cápita & Elasticity

La economía española entró oficialmente en recesión en el cuarto trimestre del 2008, tras caer un -1,1%, pero como podemos apreciar en la Figura 30. La demanda de energía per cápita frenó su ritmo de crecimiento desde el año 2005, donde obtuvo el record histórico en consumo de energía primaria por habitantes, 3,3 toneladas equivalentes de petróleo (Figura 36). Señala sin duda el punto de inflexión y uno de los síntomas que anticipaban la crisis de 2008, pues como comprobaremos el fenómeno de la eficiencia energética es posterior.

Energía y economía siempre habían llevado un ritmo paralelo, que en ese momento comienza a desacoplarse, cambiando su elasticidad a valores inferiores a uno. El cambio de tendencia en el binomio economía y energía provoca una enorme confusión en cuanto a impactos y expectativas futuras en la demanda de energía. Su evolución podrá obedecer a dos posibles causas, la bonanza o recesión económica por un lado y mejora de eficiencia energética por otro.

El segundo periodo, coincidiendo con la crisis financiera, presenta un comportamiento diferente respecto a las tendencias del pasado y que hace más compleja la tarea de planificadores energéticos en la estimación de demanda futura. El efecto de la crisis de 2008 sobre los Estados miembros de la Unión Europea ha tenido un comportamiento desigual (Figura 31).

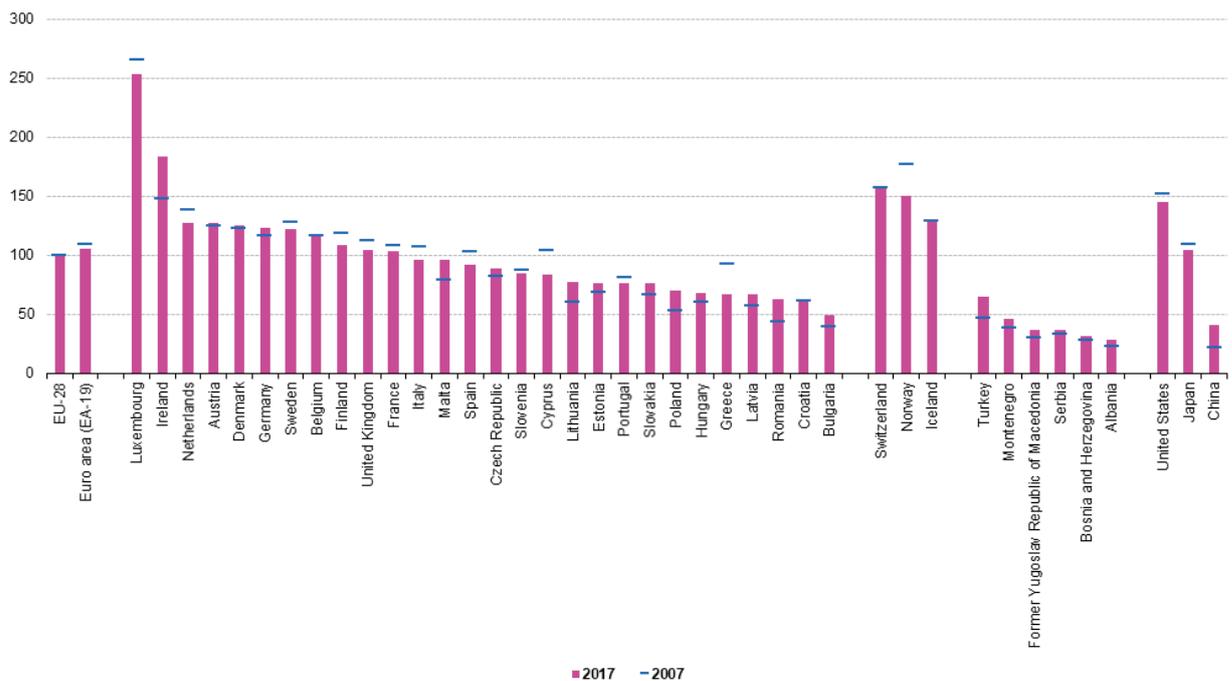
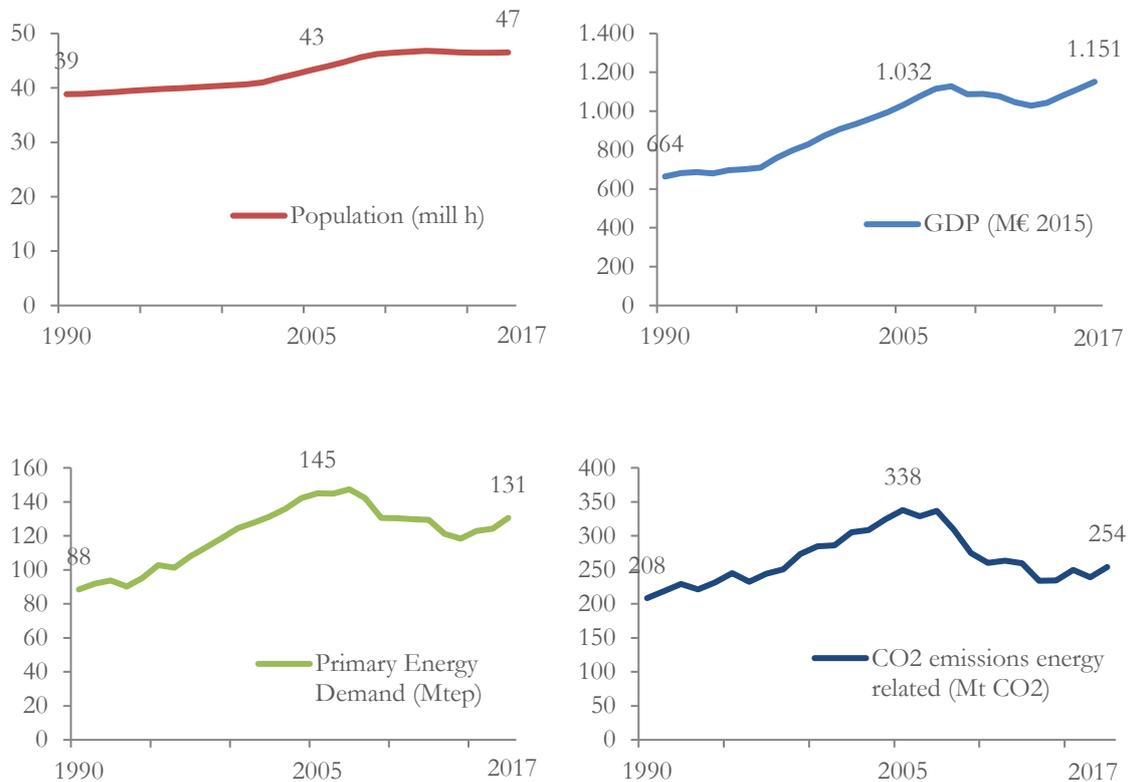


Figura 31: EUROSTAT GDP per capita at euro current market prices, 2007 and 2017 (EU28=100)

Es un periodo que además de su inestabilidad en la relación de la energía con la economía, ofrecerá importantes mejoras de intensidad energética² en casi todos los sectores. De este análisis ofreceremos una visión más profunda utilizando el método de descomposición factorial de Laspeyres en el último apartado de este capítulo.

² Por intensidad energética medimos el cociente de energía primaria por cada unidad de PIB. Durante el estudio se utilizará moneda constante euro referidos al año 2010

La actividad humana y económica se relaciona con el consumo energético y las emisiones de dióxido de carbono. En la Figura 32 vemos la evolución de cuatro parámetros clave: población, Producto Interior Bruto, energía primaria y emisiones de CO₂, para el periodo 1990 a 2017.



% cagr,% Δ	1990/2005	2005/2017	1990/2017	% Δ
Population	0,7%	0,6%	0,7%	19,8%
GDP	3,0%	0,9%	2,1%	73,5%
Primary Energy	3,3%	-0,9%	1,5%	47,6%
CO ₂ emissions	3,3%	-2,3%	0,7%	21,9%

Figura 32: Kaya identity, main figures (1990-2017)

El año 1990 aparece como punto de partida y se mostrarán las series históricas de los últimos 27 años para un conjunto de magnitudes socioeconómicas, energéticas y ambientales, desde la perspectiva global de Europa y local de España. La información de base, salvo que pueda aparecer una referencia alternativa, pertenece a la base de datos de la Oficina Europea de Estadística, más conocida como EUROSTAT (European Commission online statistical database.) Entre 1990 y 2

Siendo 2005 vemos un ritmo de crecimiento económico alto (3,0% PIB vs 2,1% Unión Europea) y de 2005 a 2017 se observa el periodo de crisis y posterior recuperación (0,9% PIB vs 1,2% Unión Europea). El impacto en consumo de energía primaria fue del 3,3% y -0,9% por cada periodo³.

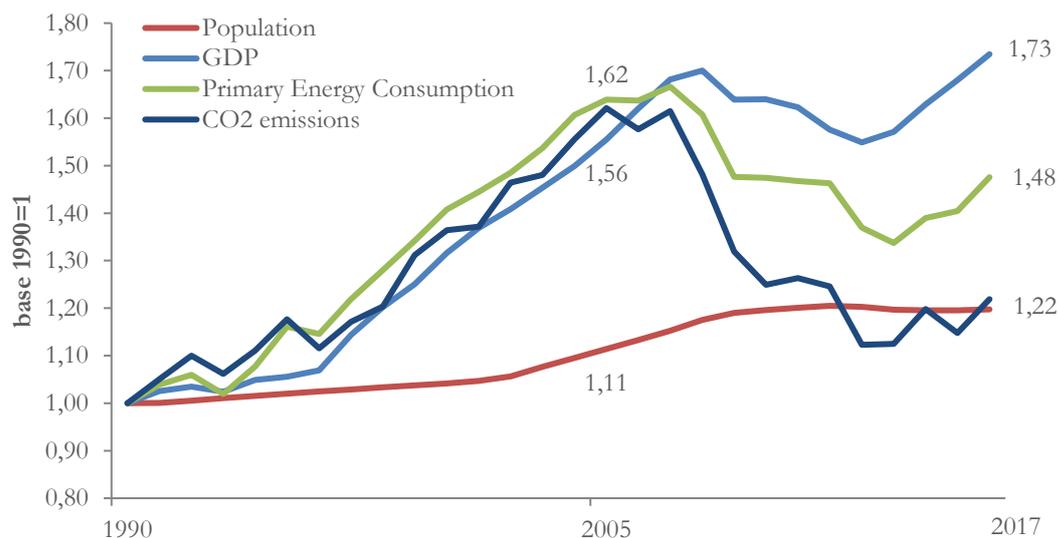


Figura 33: 1990-2017 Main variables variations Spain

En este periodo la población de Europa ha crecido al 0,2% de media, España presenta un mayor crecimiento del 0,7%. En términos acumulados la población de Europa creció un 6,6% frente al 19,8% de España, un valor propio de países que se encuentran en etapas de desarrollo y, por lo tanto, con mayores necesidades energéticas.

³ Salvo indicación los porcentajes expresados en crecimiento anual compuesto (CAGR Compound Annual Growth Rate) en el periodo analizado. También aparece bajo el símbolo delta (Δ) la variación acumulada en el periodo.

Pero las magnitudes presentadas en la Figura 32 (población P , PIB G , energía primaria E y emisiones C) pueden ser analizadas bajo un esquema de estudio basado en la identidad de Kaya (Kaya, 1997). La relación de estos conceptos aparece bajo una expresión matemática que se utiliza para describir la relación entre cuatro factores que influyen en las emisiones de CO₂ que se emiten a la atmósfera.

Siendo:

- C : la emisión global de CO₂ debida a las actividades humanas
- P : la población total
- G : el Producto Interior Bruto
- E el consumo energético primario o final
- G_p : se define como $\frac{G}{P}$, es decir, el Producto Interior Bruto (PIB: G) por persona (P)
- I_e : Intensidad Energética definida como $\frac{E}{G}$, siendo E el consumo de energía primaria o final
- F_e : la huella de carbono de la energía definida como $\frac{C}{E}$.

Sustituyendo estas definiciones en la Identidad Kaya también puede ser formulada como:

$$C = P \cdot G_p \cdot I_e \cdot F_e = P \cdot \frac{G}{P} \cdot \frac{E}{G} \cdot \frac{C}{E} \quad (1)$$

Esta formulación nos lleva a interpretar las herramientas de descarbonización de la sociedad, una vez identificado el volumen de población y valor económico. Véase la Figura 34.

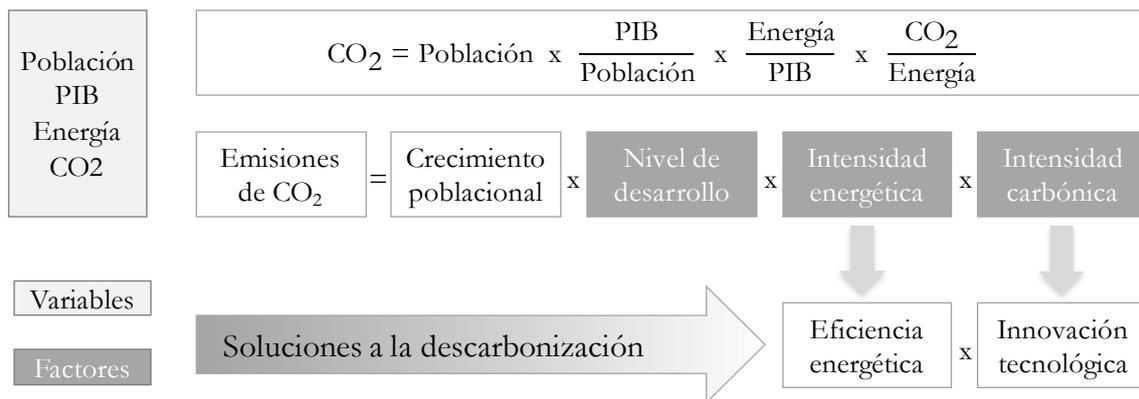
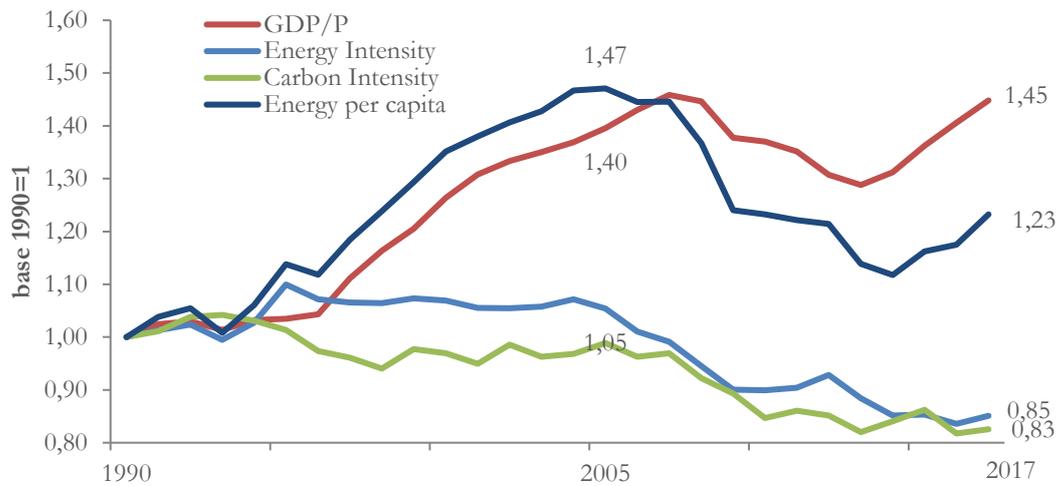


Figura 34 Kaya Identity & decarbonisation challenges

El aumento de población y el desarrollo de la economía son los principales elementos que identifican las necesidades energéticas de una sociedad. Siguiendo la identidad las vías de compensación del crecimiento económico futuro (pues el poblacional no prevé un gran aumento en España) vendrán por una mejora en la eficiencia energética, y la descarbonización de la energía consumida. La reducción de emisiones de gases efecto invernadero justifica actuar con medidas encaminadas a la reducción de estos dos factores.

En el capítulo III hemos comprobado como las emisiones procedentes de la quema de combustibles fósiles son la parte fundamental de las emisiones de gases efecto invernadero, y el uso de tecnologías sin emisiones de CO₂, como las renovables junto con procesos más eficientes, van a permitir alcanzar dichos objetivos.

Una forma interesante de ver esta evolución de parámetros junto con los que se han empleado para la formulación de la identidad de Kaya se basa en la utilización de índices, utilizamos como referencia el año 1990 igual a 1. En la Figura 33, se aprecia la evolución.



Index 1990=1	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017
GDP/P	1,00	1,03	1,26	1,40	1,37	1,36	1,45
Energy Intensity	1,00	1,10	1,07	1,05	0,90	0,85	0,85
Carbon Intensity	1,00	1,01	0,97	0,99	0,85	0,86	0,83
Energy per capita	1,00	1,14	1,35	1,47	1,23	1,16	1,23

Figura 35: 1990-2017 Main factors variations

Con la utilización de la ecuación de Kaya, antes vista en el presente capítulo, y utilizando factoriales podemos presentar la evolución de emisiones de CO₂ para este periodo de análisis en base a los factores de la Figura 34. Los factores que más han influido en la evolución aparecen por orden de importancia el aumento de población y su riqueza per cápita, que se han visto compensados por la mejora de la eficiencia energética en un 15% y la intensidad carbónica en un 17%, que compensaron unas emisiones que podrían haber crecido por el desarrollo de nuestro país en las primeras décadas del periodo analizado.

La necesidad de energía per cápita durante el primer periodo, 1990-2005, crece de forma acelerada de 2,6%, con un buen ritmo de acercamiento al perfil de consumo de Europa que crece a menor ritmo, un 0,4% (Figura 36). Pero este camino de acercamiento o convergencia con Europa se ve frenado por la crisis de 2008, causa fundamental por la que aumenta el diferencial a la vez que aparecen tecnologías más eficientes.

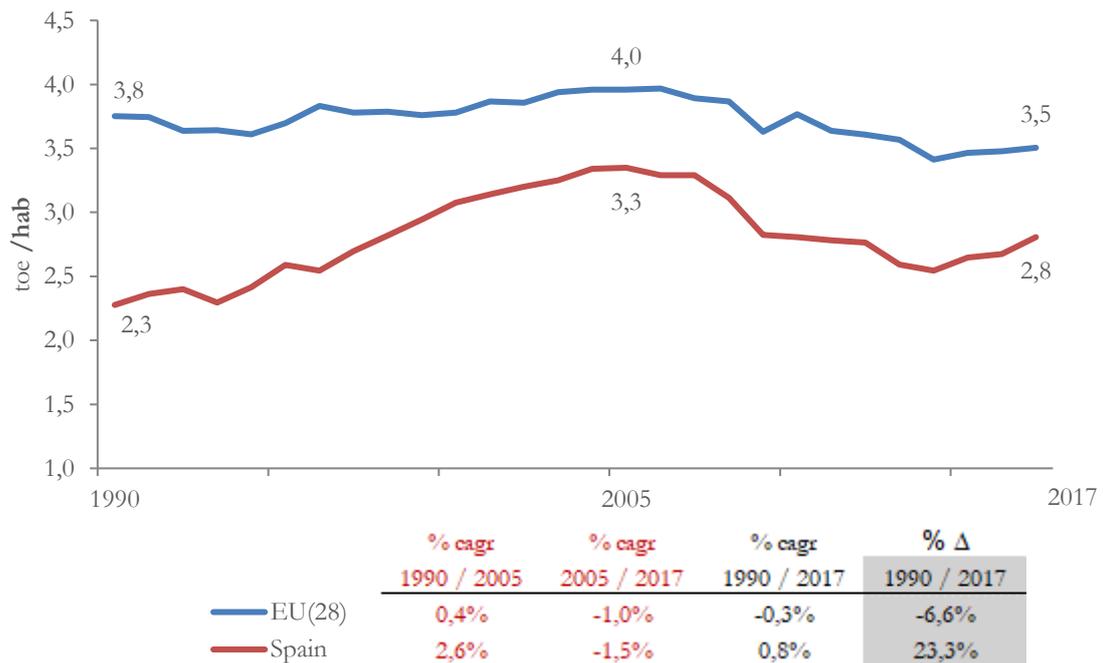


Figura 36: Primary energy per cápita (toe/hab)

En la serie histórica vemos como el diferencial de energía primaria per cápita se ha reducido desde 1,5 toe/hab a 0,7 toe/hab. A futuro, el dilema para España, será entender si la población va a seguir creciendo respecto a los 46,5 millones de habitantes actuales.

Tendremos por tanto que centrar nuestro análisis en la evolución económica (Figura 37) como parámetro clave. La crisis económica ha provocado que la riqueza o PIB per cápita haya frenado su crecimiento a partir del año 2007. Esto ha llevado a retroceder en el progreso alcanzado en la primera década, 2,2% a un 1,4%, creciendo per cápita por debajo de Europa, 1,5%. Aunque el crecimiento en valor absoluto ha resultado significativo, casi del 45% en moneda de 2015, se ha mantenido el gap de casi 10.000€, un -29% vs Europa, que al mismo tiempo ha seguido incorporando países pequeños y en vías de crecimiento en este periodo.

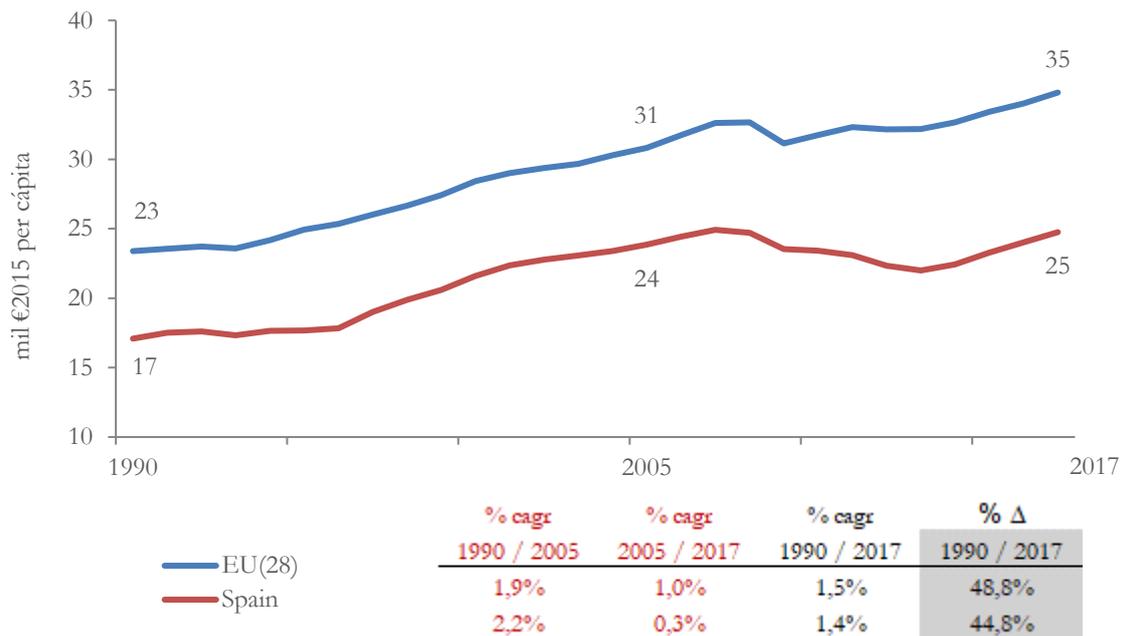


Figura 37: GDP/P (2015€ per cápita)

Centrados en el tercer factor de la ecuación de Kaya, la intensidad energética, nos referimos a un parámetro definido como la cantidad de energía consumida por unidad de actividad económica o producción. Suele representarse (véase Figura 38) referida a energía primaria o final y respecto a un indicador económico nacional como el Producto Interior Bruto, en adelante PIB, o sectorial Valor Añadido Bruto, en adelante VAB (Tabla 4).

Intensidad Energética (Mtoe/mil € año n)	Numerador (Mtoe)	Denominador (mil € año n)
Primaria nacional	Energía Primaria	$PIB_n = \sum_i VAB$
Primaria sector i	Primaria	VAB_i (Siendo i =Industria, Servicios o agricultura)
Final nacional	Energía Final	$PIB_n = \sum_i VAB$
Final sector i	Final	VAB_i (Siendo i =Industria, Servicios o agricultura)

Tabla 4: Intensidad Energética (alternativas de presentación)

En el estudio de la variación de la demanda energética, un ejercicio clave es el que trata de identificar si la variación de consumo energético se debe a razones de mejora de eficiencia energética, variación económica u otros. La intensidad energética refleja las mejoras en

eficiencia energética, y es un parámetro a tener en cuenta en su comparación en el ámbito de las series históricas y respecto a otros países. En la Figura 38 de nuevo comparamos este parámetro respecto a Europa, donde se aprecia una continua desvinculación del crecimiento económico respecto al consumo energético.

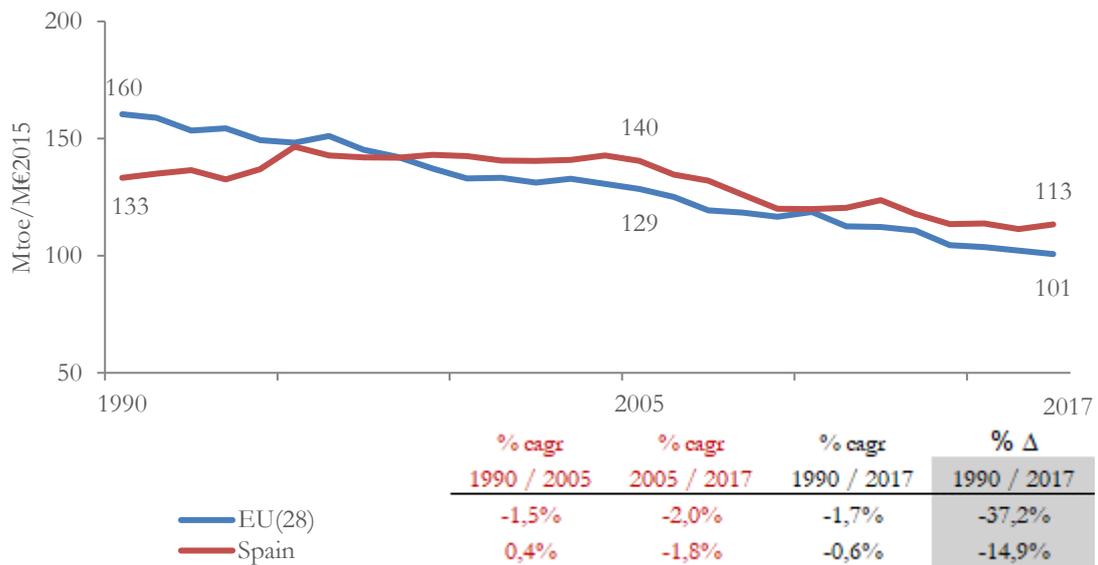


Figura 38: Primary energy Intensity (Mtoe/€2015)

España mejora su intensidad energética, medida en toneladas de petróleo equivalente sobre energía primaria, avanza un -0,6% promedio durante el periodo 1990-2017. En Europa la mejora total respecto a 1990 ha sido de casi un 37%, España sin embargo solo ha mejorado su intensidad un 15% si bien el valor de referencia de 1990 era ya inferior al europeo entorno a un 17%; también se puede observar siguen un descenso de similar pendiente. Destacar que España mejora su eficiencia energética fundamentalmente en el segundo periodo de análisis, de 2005 hasta 2017, donde decrece en un -1,8% y siguiendo una tendencia cercana a Europa.

La eficiencia energética adquiere un papel fundamental que desempeñar en la transición hacia un sistema energético competitivo, seguro y sostenible. El nuevo paradigma, impulsado decididamente en nuestro país en el contexto de Europa (Comunicación de la Comisión Europea - For a European Industrial Renaissance COM/2014/520/FINAL), pretende que el crecimiento económico futuro ha de alcanzarse con menos energía y logrando menores costes.

Para algunos investigadores (A. A. B. Lovins, 2004) la eficiencia energética adquiere el nivel de nuevo combustible clave en la sostenibilidad energética futura. Se acuña el concepto de “Negavatio” (A. B. Lovins, 1990), un concepto que describe la potencia no utilizada, el ahorro de energía por unidad de tiempo. Mediante el aislamiento y la mejora de eficiencia energética de un edificio mediante el control de la climatización; con las casas pasivas; fomentando el uso de coche compartido o “carsharing” o cuando hacemos un mayor uso de transporte público en los desplazamientos diarios. Las políticas energéticas centradas en la eficiencia energética suponen un ahorro a los consumidores, aportan beneficios en relación con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la seguridad en el suministro, y la competitividad.

El último parámetro es la intensidad carbónica, medida en toneladas de CO₂ sobre energía primaria. Presenta una mejora continua, del -1,1% entre 1990-2017. Se logra una mejora de economía con menores emisiones, fundamentalmente a partir de los años de crisis, decrece el valor de CO₂ por Energía Primaria a un mayor ritmo -1,5%.

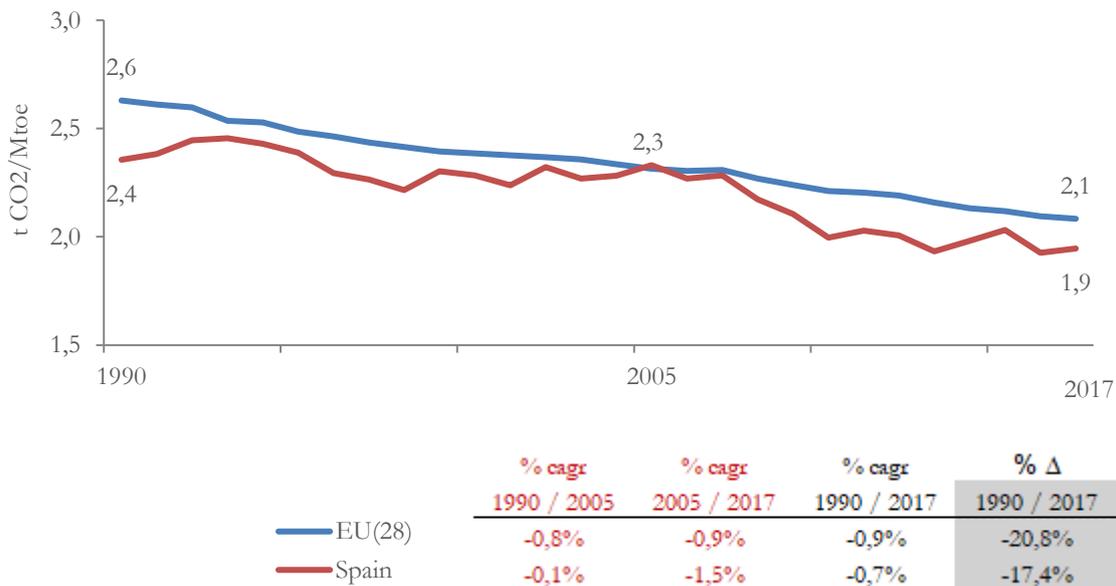


Figura 39: Carbon energy intensity (t CO₂/Mtoe)

A partir de la multiplicación de valores obtenemos las emisiones de CO₂. En síntesis, estas han incrementado un 21,9% debido a la etapa de crecimiento poblacional, con un 19,8% y económico 44,8%, propio de una economía emergente, sin embargo, el ritmo de compensación

mediante intensidad energética e intensidad carbónica ha seguido la tendencia de Europa, que partía de valores más altos que España. También se observan dos periodos en cuanto a emisiones relacionadas con la energía. Una primera etapa de desarrollo del país hasta 2005, seguido de una crisis que estimuló la eficiencia energética y las menores emisiones per cápita.

Spain (Kaya Identity)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	% Δ Spain	% Δ EU
Population (mill hab)	38,9	39,6	40,5	43,3	46,5	46,4	46,5	19,8	6,6
GDP/P (mil €2015)	17,1	17,7	21,6	23,8	23,4	23,3	24,7	44,8	48,8
Energy Intensity(Mtoe/M€2015)	133,3	146,5	142,5	140,4	119,8	113,7	113,4	-14,9	-37,2
Carbon Intensity (t CO ₂ /Mtoe)	2,4	2,4	2,3	2,3	2,0	2,0	1,9	-17,4	-20,8
CO ₂ emissions (mill t)	208,4	245,2	284,4	337,9	260,3	249,8	254,0	21,9	-21,1
Energy per cápita (tep/hab)	2,3	2,6	3,1	3,3	2,8	2,6	2,8	23,3	-6,6

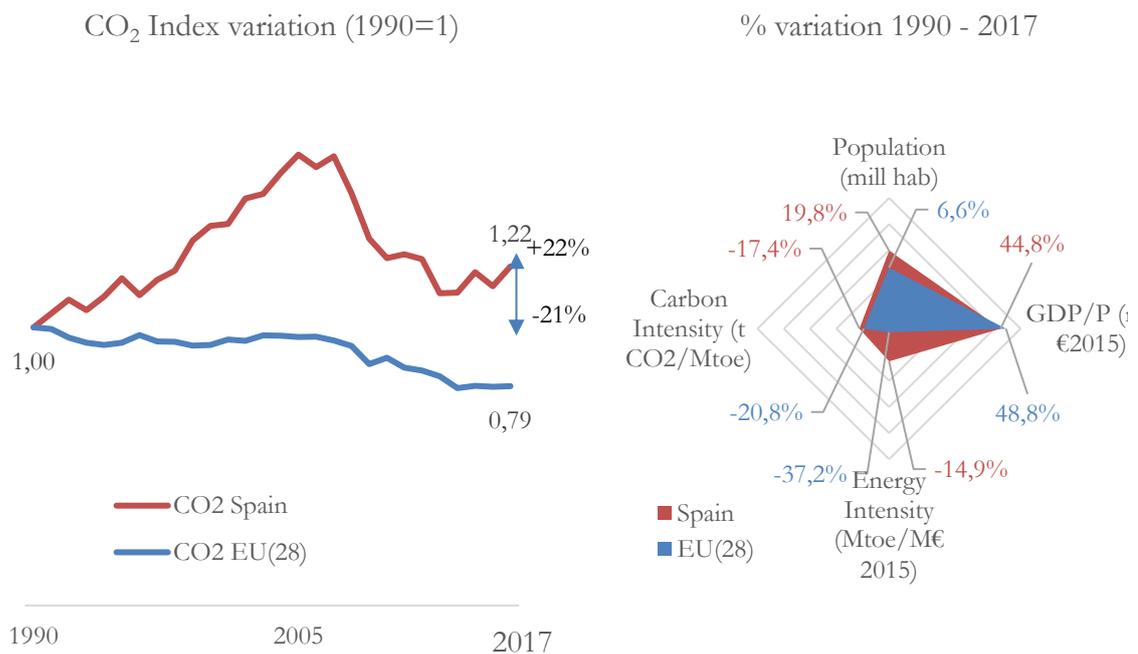


Figura 40: Evolution of Kaya Identity & compared emissions.

Después de los acuerdos de París, el debate orienta a la adaptación al cambio climático. La Unión Europea promueve una legislación de reducción de emisiones, entre 1990 y 2030, en al

menos un 40%. Las emisiones entre 1990 y 2017 crecieron en el periodo un 22% respecto a 1990, derivado fundamentalmente del crecimiento de la población en la misma proporción, casi un 20%, junto a un crecimiento de PIB del 74%, con todo ello las emisiones per cápita prácticamente se han mantenido planas en nuestro país frente a la caída de un 26% en Europa.

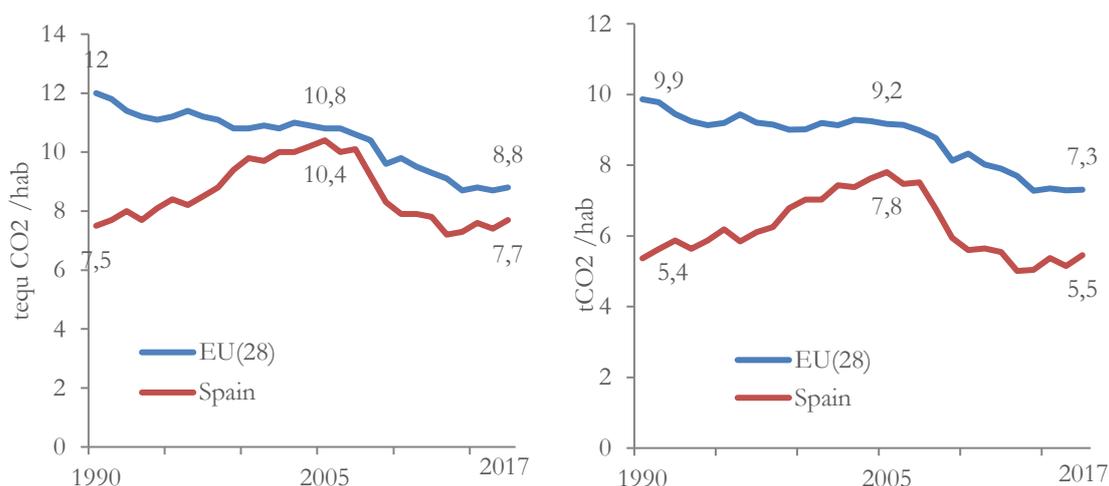


Figura 41 GHG & carbon energy emission per capita (tCO₂ /hab)

Se espera que a 2020 las emisiones de gases efecto invernadero de Europa hayan alcanzado una reducción de hasta el 26% y España mantenga o reduzca el valor actual en algún punto adicional. Como partíamos de un valor muy superior al de España, con una intensidad carbónica por habitante de 5,5 toneladas frente a 7,3 de Europa, por lo que tenemos aún un menor valor de emisiones per cápita. En las emisiones globales del planeta, España a mantiene una reducción desde los 17,3% a 1990 hasta un 9,9% en 2012, último valor comparable.

Podríamos analizar en su historia los motivos de variación, será en el próximo apartado donde identificaremos la metodología basada en un método de descomposición factorial (Laspeyres y LMDI), aplicables tanto a la intensidad energética como carbónica en las variaciones. La menor intensidad de energía y emisiones se debe fundamentalmente a la innovación aparecida en los últimos años, fundamentalmente hacia las renovables y los procesos de mayor productividad y eficiencia (en edificios, vehículos y procesos industriales de transformación).

EFICIENCIA ENERGÉTICA: MODELOS DE LASPEYRES Y LMDI

Para entender el impacto real de la eficiencia energética, es necesario separar los impactos de factores exógenos como la estructura económica o cambios en la actividad competitiva por tecnologías de un sector, de aquellos que impactan directamente en la demanda de energía, respecto a los cambios en la intensidad energética, que verdaderamente son asignables a una mejora de eficiencia.

Para ello será preciso emplear metodologías de descomposición factorial como la de Laspeyres, donde descomponer los fenómenos de actividad propia del sector (cambio estructural) de la participación con otros subsectores y el cambio de intensidad energética, efecto que puede estar dándonos señales de reducción de consumo energético, en definitiva, vinculado al desarrollo de la eficiencia energética en dicho sector.

El método de descomposición de Laspeyres, al igual que otras versiones de index decomposition analysis (IDA) como el índice de media logarítmica Divisia (logarithmic mean Divisia index, LMDI) (Ang, 2015) permiten analizar la contribución relativa de los factores de variación de consumo de energía. Se puede justificar como la suma o multiplicación de efectos de naturaleza económica (A), tecnológica (S) y de eficiencia energética (I)

Por su simplicidad nos quedaremos con el índice de Laspeyres para descomponer en la exposición de los efectos de variación en la demanda, si bien llegaríamos a mensajes muy similares utilizando los dos expuestos en la Tabla 5.

Llamemos n al número de sectores económicos de una determinada economía. En un momento dado t , utilizaremos las siguientes definiciones:

- $A^{(i)}(t)$: nivel de actividad del i -ésimo sector, que se mide por el Valor Añadido Bruto para los sectores industria y servicios; por la población para el sector residencial; y por los pasajeros-kilómetro y las toneladas-kilómetro para los sectores del transporte de pasajeros y de mercancías, respectivamente.
- $E^{(i)}(t)$: consumo de energía para el i -ésimo sector.

- $A(t)$: nivel total de actividad considerando todos los sectores.
- $S^{(i)}(t) = A^{(i)}(t)/A(t)$: peso del sector i -ésimo en la estructura global de la economía
- $I^{(i)}(t) = E^{(i)}(t)/A^{(i)}(t)$: intensidad energética del sector i -ésimo.

Sobre estas definiciones de partida, se puede escribir que:

$$E^{(i)}(t) = A(t) \cdot \frac{A^{(i)}(t)}{A(t)} \cdot \frac{E^{(i)}(t)}{A^{(i)}(t)} = A(t) \cdot S^{(i)}(t) \cdot I^{(i)}(t). \quad (2)$$

El cambio del consumo de energía debido a un cambio en el nivel total de actividad, para un período de tiempo entre t_0 y T , puede expresarse de la siguiente manera

$$\Delta E_A^{(i)} = A(T) \cdot S^{(i)}(t_0) \cdot I^{(i)}(t_0) - E^{(i)}(t_0) + \varepsilon_A^{(i)}. \quad (3)$$

Análogamente, los otros dos componentes se definen como

$$\begin{aligned} \Delta E_S^{(i)} &= A(t_0) \cdot S^{(i)}(T) \cdot I^{(i)}(t_0) - E^{(i)}(t_0) + \varepsilon_S^{(i)}; \\ \Delta E_I^{(i)} &= A(t_0) \cdot S^{(i)}(t_0) \cdot I^{(i)}(T) - E^{(i)}(t_0) + \varepsilon_I^{(i)}. \end{aligned} \quad (4)$$

Considerando ahora los n sectores de la economía, obtendremos

$$\Delta E = \sum_{i=1}^n \Delta E^{(i)} = \sum_{i=1}^n (\Delta E_A^{(i)} + \Delta E_S^{(i)} + \Delta E_I^{(i)}) = \sum_{i=1}^n \Delta E_A^{(i)} + \sum_{i=1}^n \Delta E_S^{(i)} + \sum_{i=1}^n \Delta E_I^{(i)}. \quad (5)$$

Para el componente de actividad se puede escribir

$$\Delta E_A = \left[A_T \sum_{i=1}^n S_0^{(i)} \cdot I_0^{(i)} \right] - E_0 + \varepsilon_A. \quad (6)$$

Análogamente, los otros dos componentes son

$$\Delta E_S = \left[A_0 \sum_{i=1}^n S_T^{(i)} \cdot I_0^{(i)} \right] - E_0 + \varepsilon_S; \quad \Delta E_I = \left[A_0 \sum_{i=1}^n S_0^{(i)} \cdot I_T^{(i)} \right] - E_0 + \varepsilon_I. \quad (7)$$

Por último, la variación de la demanda de energía se descompone en

$$\Delta E = \Delta E_A + \Delta E_S + \Delta E_I \quad (8)$$

Esta expresión se denomina descomposición aditiva. A veces se prefiere utilizar la ratio de crecimiento de demanda de energía R_E en lugar del valor directo del incremento (ΔE).

$$R_E \equiv \frac{E_T}{E_0}. \quad (9)$$

En el caso de $\Delta E_A, \Delta E_S, \Delta E_I \ll E_0$ el aumento de la demanda de energía se descompone de forma multiplicativa de la siguiente manera

$$R_E \approx R_{EA} \cdot R_{ES} \cdot R_{EI} = \frac{A_T \sum_{i=1}^n S_0^{(i)} \cdot I_0^{(i)}}{E_0} \cdot \frac{A_0 \sum_{i=1}^n S_T^{(i)} \cdot I_0^{(i)}}{E_0} \cdot \frac{A_0 \sum_{i=1}^n S_0^{(i)} \cdot I_T^{(i)}}{E_0} + \varepsilon'. \quad (10)$$

En el método Logarithmic Mean Divisia Index (LMDI) decomposition se puede expresar la variación en el consumo de energía en base a la variación del nivel actividad, para el período temporal comprendido entre t_0 y T de la siguiente manera

$$\Delta E_A^{(i)} \equiv E_A^{(i)}(T) - E_A^{(i)}(t_0) = E^{(i)}(t^*) \cdot \{ \text{Ln}[A^{(i)}(T)] - \text{Ln}[A^{(i)}(t_0)] \} + \varepsilon_A^{(i)} \quad (11)$$

donde $E^{(i)}(t^*)$ es un valor intermedio aproximado de $E^{(i)}$ en el intervalo $[t_0, T]$. La descomposición LMDI utiliza una aproximación la media logarítmica, es decir,

$$E^{(i)}(t^*) = L[E^{(i)}(T), E^{(i)}(t_0)] \equiv \frac{E^{(i)}(T) - E^{(i)}(t_0)}{\text{Ln}[E^{(i)}(T)] - \text{Ln}[E^{(i)}(t_0)]}. \quad (12)$$

De tal forma que

$$\Delta E_A = \left[\sum_{i=1}^n L(E_T^{(i)}, E_0^{(i)}) \cdot \text{Ln} \left(\frac{A_T^{(i)}}{A_0^{(i)}} \right) \right] + \varepsilon_A. \quad (13)$$

Análogamente, con los otros componentes

$$\Delta E_S = \left[\sum_{i=1}^n L(E_T^{(i)}, E_0^{(i)}) \cdot \text{Ln} \left(\frac{S_T^{(i)}}{S_0^{(i)}} \right) \right] + \varepsilon_S; \quad \Delta E_I = \left[\sum_{i=1}^n L(E_T^{(i)}, E_0^{(i)}) \cdot \text{Ln} \left(\frac{I_T^{(i)}}{I_0^{(i)}} \right) \right] + \varepsilon_I. \quad (14)$$

LMDI decomposition también puede expresarse en la forma multiplicativa como

$$R_E \approx R_{EA} \cdot R_{ES} \cdot R_{EI}. \quad (15)$$

Una síntesis de ambos métodos queda recogida en la Tabla 5

Component	Symbol	Laspeyres	LMDI
Activity	ΔE_A	$\left[A_T \sum_{i=1}^n S_0^{(i)} \cdot I_0^{(i)} \right] - E_0$ $+ \varepsilon_A$	$\left[\sum_{i=1}^n L(E_T^{(i)}, E_0^{(i)}) \cdot \text{Ln} \left(\frac{A_T^{(i)}}{A_0^{(i)}} \right) \right]$ $+ \varepsilon_A$
Structure	ΔE_S	$\left[A_0 \sum_{i=1}^n S_T^{(i)} \cdot I_0^{(i)} \right] - E_0$ $+ \varepsilon_S$	$\left[\sum_{i=1}^n L(E_T^{(i)}, E_0^{(i)}) \cdot \text{Ln} \left(\frac{S_T^{(i)}}{S_0^{(i)}} \right) \right]$ $+ \varepsilon_S$
Intensity	ΔE_I	$\left[A_0 \sum_{i=1}^n S_0^{(i)} \cdot I_T^{(i)} \right] - E_0$ $+ \varepsilon_I$	$\left[\sum_{i=1}^n L(E_T^{(i)}, E_0^{(i)}) \cdot \text{Ln} \left(\frac{I_T^{(i)}}{I_0^{(i)}} \right) \right]$ $+ \varepsilon_I$

Tabla 5 Laspeyres and LMDI factorial decomposition.

La mayor parte de los países que integran la OCDE han establecido objetivos de ahorro y eficiencia energética en su política energética y ambiental. Pero el reto se presenta en la identificación y avance de los mismos, sobre todo cuando se suman los efectos de variaciones económicas con las mejoras de eficiencia energética, el ejercicio de la identificación de dichos fenómenos y el seguimiento de la eficiencia se hace complejo.

En este capítulo desarrollamos una solución basada en los métodos de descomposición por índices, analizados por (Ang & Zhang, 2000) con el objetivo de medir los efectos contenidos en la variación de magnitudes. Los dos métodos más utilizados en la literatura han sido el de Laspeyres y la media aritmética del índice Divisia (en su doble versión) por las ventajas frente a otros (Fischer o Paasche) y facilidad en la exposición.

El índice de Laspeyres mide el porcentaje de variación temporal de un conjunto de elementos utilizando como ponderadores los valores del año base. Por su parte el índice de Divisia es una suma ponderada de tasas de crecimiento logarítmicos, utilizando como ponderación los porcentajes de participación de cada componente. Ambos pueden aparecer tanto en versiones aditivas como multiplicativas, ver Tabla 5.

Si observamos la evolución de la energía final del periodo 1990-2015 de la Figura 47, relacionada con la variación económica, Valor Añadido Bruto, de la Figura 46 tendremos:

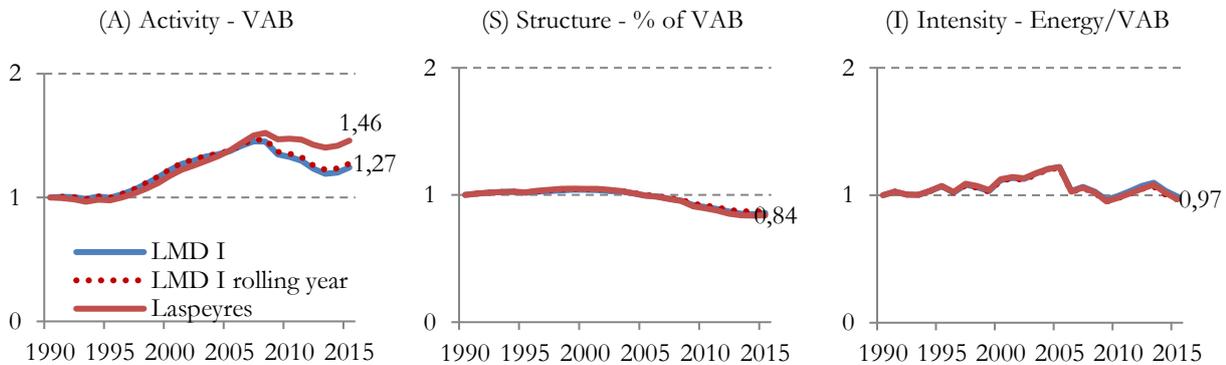


Figura 42: Laspeyres & Logarithmic Mean Divisia Index

Ante variaciones económicas, crisis vs recuperación, resulta indispensable aplicar herramientas de descomposición para identificar la mayor o menor eficiencia del sector. A partir de los índices obtenidos en la Figura 42 vamos a componer la variación de la demanda final observada en la Figura 47 logrando relacionar esta evolución energética a partir de la evolución económica, representada por el PIB o los agregado VABpb de los subsectores de la economía, Figura 46.

Aplicando la formulación de Laspeyres, Tabla 5, llegamos a la Figura 43. La variación de demanda energética viene justificada por un aumento en la actividad económica de los sectores (A) de 11,6 Mteps, compensado parcialmente por el cambio estructural de industrial a terciario (S) de -4,1 Mteps, y prácticamente sin haber obtenido mejora en la Intensidad o eficiencia energética (I). En rojo observamos los crecimientos de demanda y en gris las disminuciones.

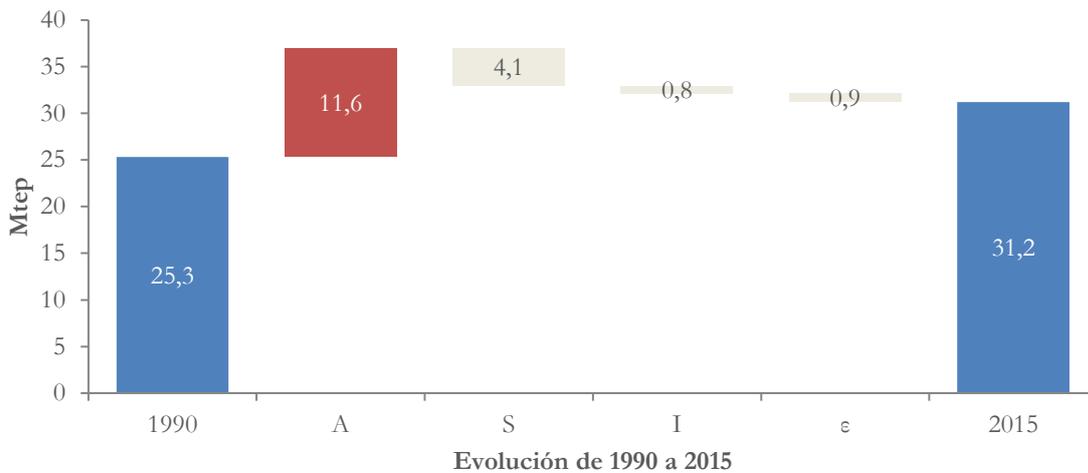


Figura 43: Laspeyres decomposition 1990-2015

En la medida que logramos desacoplar el crecimiento energético del ritmo económico de un país, el sistema energético se hace más eficiente, algo que aparentemente no se ha dado. Si aplicamos ahora la visión de números índice, como método sencillo para comparar en diferentes momentos temporales, tomando 1990= 1, llegamos a la Figura 44.

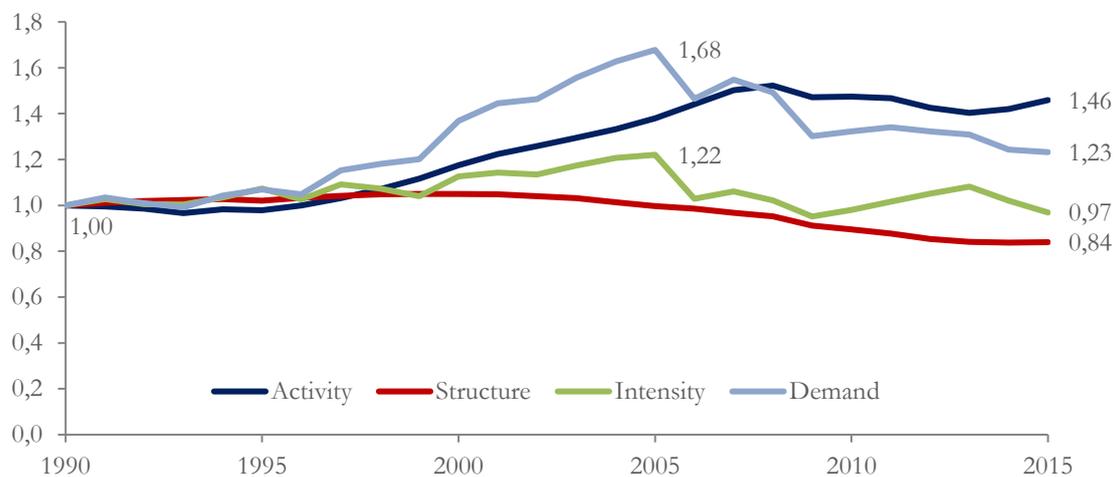


Figura 44 Demand decomposition index (1990=1)

Un crecimiento de demanda del 23%, sobre 1990, debido a un crecimiento del 46% en el VAB, una reducción del -16% por cambio de peso entre los sectores industria, servicios y agricultura, y una mejora del -3% en la eficiencia energética o uso de la energía por unidad

económica. En el año 2005, con la crisis, vemos un punto de inflexión que nos invita a analizar por tramos, 1990-2005 y 2005-2015. Con la Figura 45 vemos un primer tramo justificado fundamentalmente por la positiva evolución económica del país, y es en la segunda etapa, donde aparece una mejora intensidad energética, junto a una terciarización de la economía.

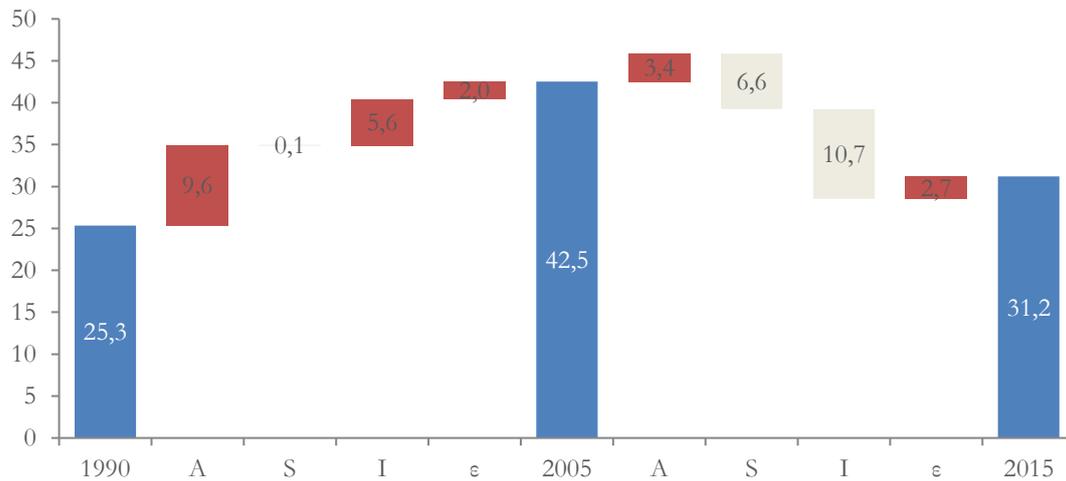


Figura 45: Factorial decomposition pre & post crisis (2005)

El proceso denominado de “terciarización de la economía” se caracteriza por que la industria tradicional pierde peso en favor del sector servicios. El tipo de industria que sustenta la economía, grado de terciarización, son claves a la hora de poder comparar cada país o en momentos históricos diferentes. El sector terciario, también denominado servicios, que es el que se dedica a aquellas actividades de distribución y venta de bienes. A diferencia de la agricultura o la industria, no producen bienes materiales de forma directa, su producto no resulta tangible. Incluye las actividades dedicadas al transporte, comunicaciones, turismo, comercio, sanidad, educación, cultura, ocio, finanzas, banca, seguros, administración y otros. Son actividades que impulsan el desarrollo económico de nuestras ciudades y el país.

Toda sociedad, comienza con un primer proceso de urbanización e industrialización, que es seguido por el desarrollo del turismo, los servicios públicos, así como la incorporación de la mujer al mercado laboral. Esta presencia del sector servicios en la economía se traduce en empleos, alcanzando un 76% de la población activa a mediados de 2017.

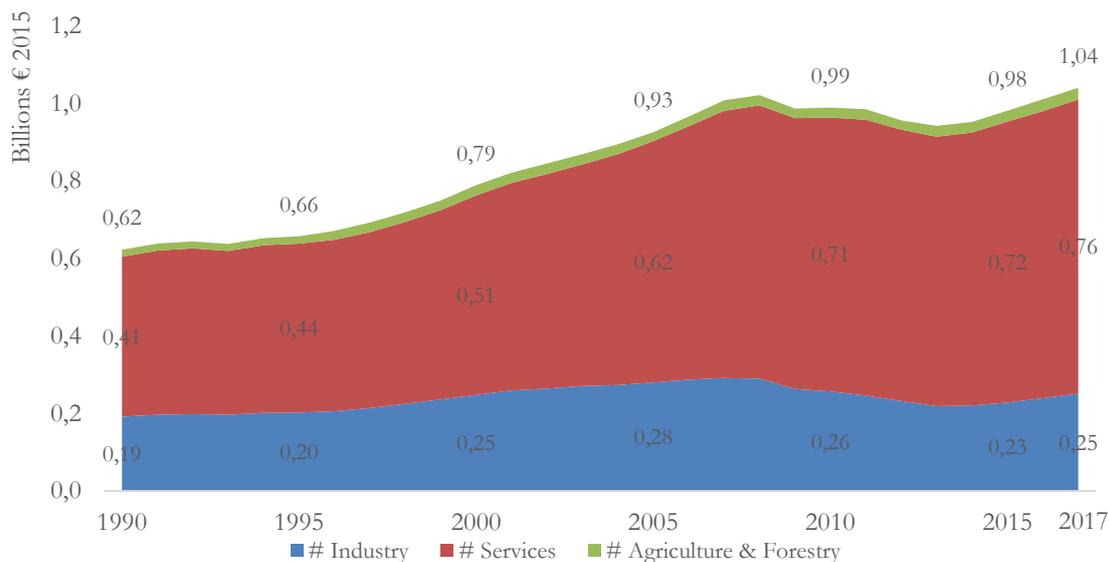


Figura 46: Value added, gross (billion € 2015 prices)

El peso relativo de este sector en el PIB, medido a través del Valor Añadido Bruto a precios básicos⁴, también alcanza una proporción similar como podemos ver en la Figura 46. A 2015 y a precios de este año el sector industrial representa el 23,6% del Valor Añadido Bruto a precios básicos, frente al 73,8% del sector servicios y 2,6% el de Agricultura.

Profundizar en los distintos sectores de energía final, industria y servicios, que se encuentran enormemente vinculados al avance de la economía en general o de su subsector en particular. También será necesario distinguir entre periodos de recesión.

⁴ Resultado final de la actividad de producción de unidades productoras residentes = Producción total de bienes y servicios de la economía - total de consumos intermedios utilizados en los procesos productivos. VABpm = VABcf + impuestos s/producción – subvenciones s/explotación. Según SEC 95. VABpb (a precios básicos) parte de VABpm pero no incluye los Impuestos netos sobre el producto excluido el IVA.

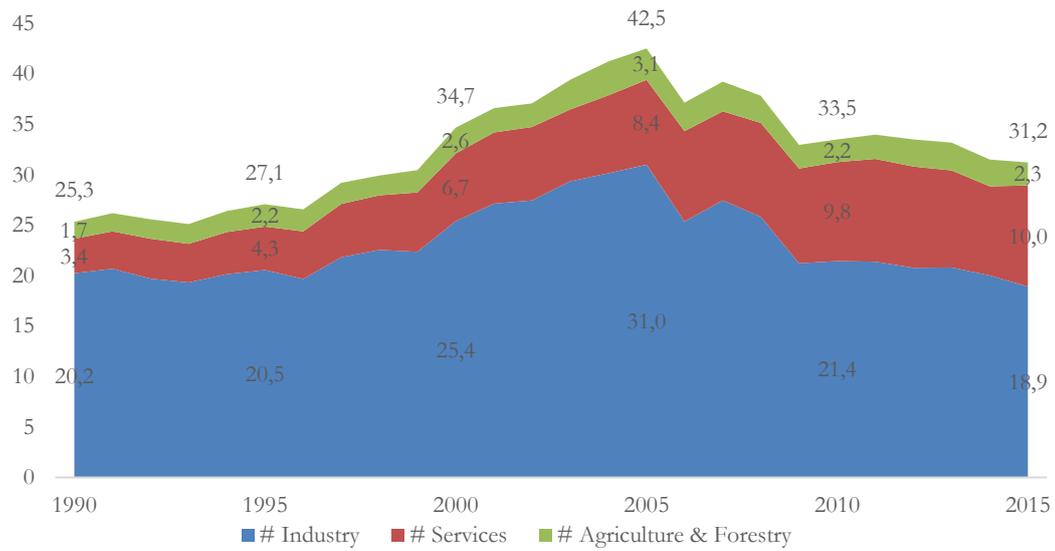


Figura 47: Energy Demand (Industry, Services, Agric & For.)

Asociando la energía consumida por sector, Figura 47, con su contribución económica, Figura 46, se ve como el sector terciario es menos intensivo en consumo energético por cada unidad de VAB, 0,4 a 2015, vs 2,7 sector industria y 3 sector agrícola y forestal.

LA CUARTA REVOLUCIÓN INDUSTRIAL

El nuevo escenario se presenta acompañado de un uso intensivo en las tecnologías de información y comunicaciones que apoyarán un consumo más eficiente de la energía, con sistemas de producción distribuida en los puntos de consumo y capacidad de almacenamiento y compartición de excedentes. Se afirma que estamos ante la cuarta revolución industrial, también conocida por la industria 4.0, marcada por la convergencia de tecnologías digitales, físicas y biológicas y que, tal como vaticina el economista Klaus Schwab (Schwab, 2016) en su libro “La Cuarta Revolución Industrial” en una escala, alcance y complejidad distintos a cualquier otro fenómeno que el género humano haya experimentado.

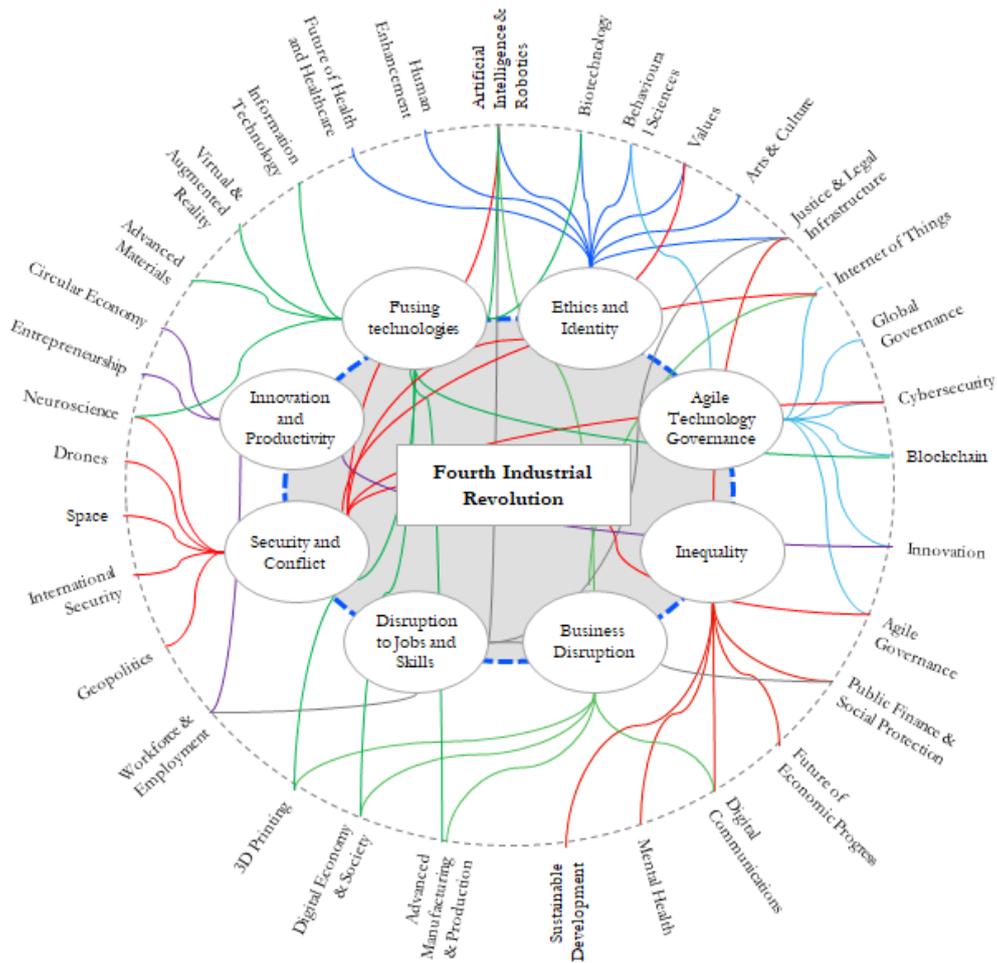


Figura 48 Fourth Industrial Revolution. World Economic Forum

En esta cuarta revolución industrial tendrá lugar un proceso de mejora de eficiencia energética continuo. El concepto de la “efemeralización” (Luke, 2010) acuñado por Buckminster Fuller (Gabel & Walker, 2006) (Gano, 2015) en el año 1938 en su libro “Nine Chains to the Moon” aplica un concepto de la eficiencia energética llevado hasta el límite, consistente en hacer mucho con menos, llegando incluso a la paradoja de no consumir prácticamente nada. El nuevo término "efemeralización" proviene del sustantivo "efímero", que se refiere a la idea de hacer progresivamente más con menos, también lo acompaña del término "dymaxion", mezcla entre "dinámico" y "máximo", algo que asociaría a la idea de máxima salida con mínima entrada.

En la iluminación hemos visto un proceso de mejora continua de las diferentes tecnologías, desde los orígenes cuando el aceite de ballena revolucionó la iluminación en calles, pero no fue hasta que el coronel Edwin Drake perforó un primer pozo de petróleo el 27 de agosto de 1859, cuando el queroseno destilado a partir del petróleo pudo desplazar el aceite de ballena como combustible, evitando el exterminio de esta especie. Posteriormente Thomas Edison el 27 de enero de 1880, hace unos 140 años, introdujo la bombilla incandescente, que se ha mantenido hasta nuestros días. Pese a su comodidad ha supuesto un sistema que para iluminar poco eficiente pues consumía el 95% de la electricidad transformado en calor y solamente el 5% en luz efectiva. Por ello cuando comparamos el estado del arte actual, homogeneizado a nivel de lúmenes, observamos cómo se ha iniciado el camino hacia la “efemeralización” en la iluminación. Véase la Figura 49:

Brightness (lumens)	450	800	1100	1600	Life (years)	Savings
Incandescent	40W	60W	75W	100W	1	-
Halogen	29W	42W	53W	72W	1-3	30%
Fluorescet	9W	14W	18W	23W	6-10	75%
LED	6W	9W	11W	14W	12-25	90%

Figura 49: Light technologies, life and savings (Westinghouse, 2019)

Este mismo fenómeno de consumo energético tendente a cero se va a repetir, en muchos otros usos finales, como el transporte, la calefacción, los motores etc... Por ello en la cuarta revolución industrial es preciso que la monitorización de la intensidad energética esté presente en los cálculos de demanda energética futura.

La composición por actividades ha variado enormemente, los grandes bancos habían tenido una presencia en las primeras posiciones, por volumen de activos, pero hoy en día la valoración de los mercados hacia estas compañías no refleja este parámetro. El protagonismo, por valoración en los mercados de capital ha pasado hacia el sector tecnológico. Se trata de empresas, véase la Figura 50, que desarrollan múltiples actividades alrededor de las tecnologías de información y las comunicaciones, acceso a internet, hardware y semiconductores, software y servicios informáticos. Se encuentran muy centradas en Estados Unidos seguidos de China, donde podemos hablar de un dominio de las plataformas del planeta.

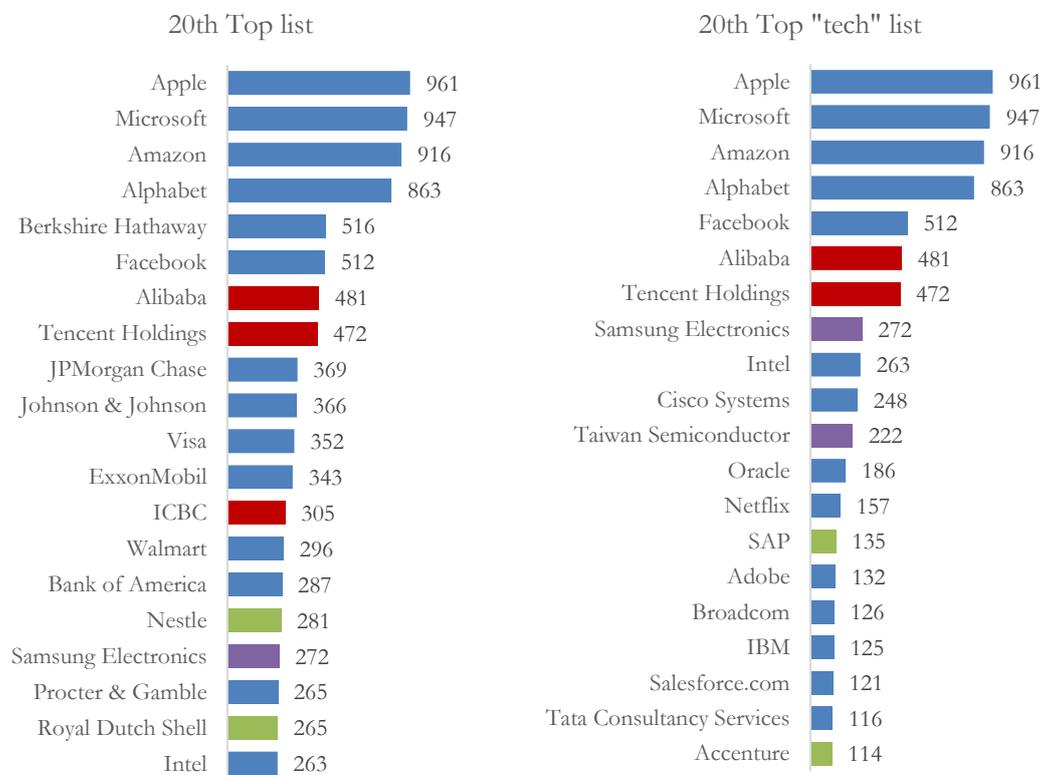


Figura 50 Top 20 largest companies by market value (B\$ 2019)

Capítulo V: LA DEMANDA ENERGÉTICA FUTURA

DESDE UNA ENERGÍA FÓSIL HACIA ELECTRICIDAD BASADA EN RENOVABLES

El mundo se abastece a partir de energía fósil, en un 85% (BP Energy Economics, 2018), cifra que representa el 74% en Europa. La mayor parte procede del petróleo en un 34% seguido de carbón y gas. La parte descarbonizada (hidráulica, nuclear y renovables) representa tan solo un 15%, valor que alcanza el 26% en Europa. El gran reto pasa por descarbonizar este mix.

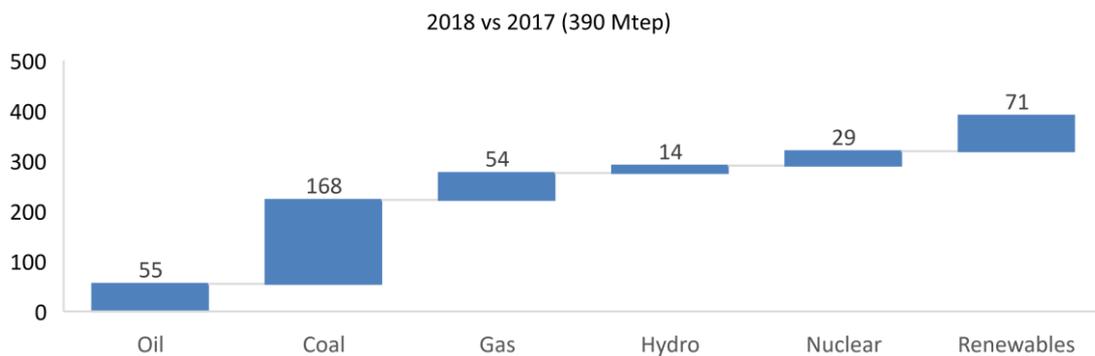
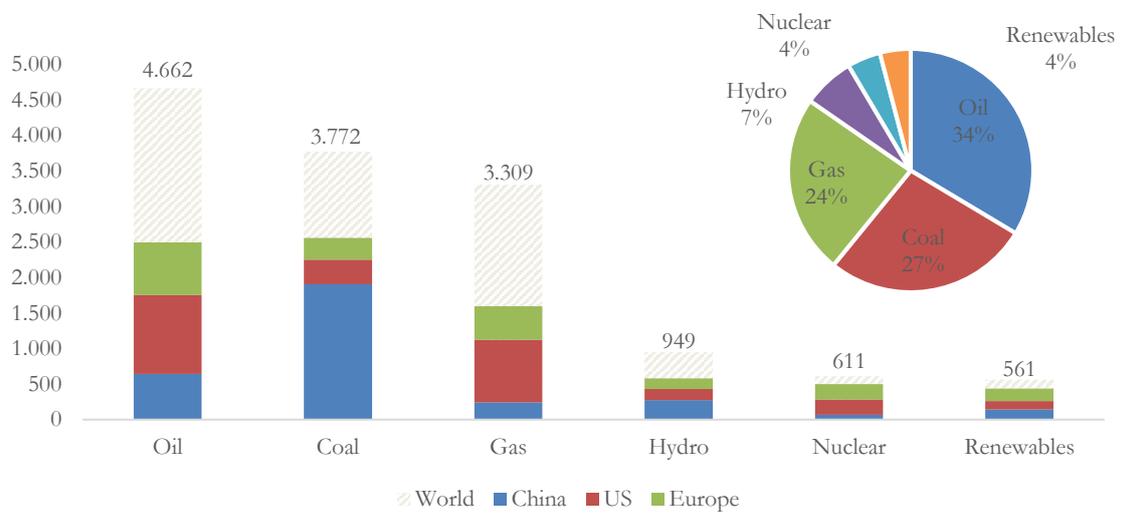


Figura 51 Primary Energy Supply by Source. (2018 World in Mtep)

La variación de 390 Mtep, suponen un crecimiento del 2,9% sobre el año anterior, en orden decreciente carbón, renovables, petróleo y gas se reparten la mayor parte de crecimiento,

destacando el valor de las renovables que superan en un 14,5% al ejercicio anterior, demostrando que el mundo ya ha comenzado a evolucionar hacia fuentes descarbonizadas de origen renovable. China es país clave en evolución hacia la descarbonización, con un peso equivalente a la cuarta parte de la energía primaria del planeta, tiene un mix energético fuertemente basado en carbón, un 58%, lo que dificultará los objetivos globales. El pasado 2018 China ha incrementado su demanda en 134 Mtep, un tercio del planeta que ha crecido en 390 Mtep.

Desde la década de los 70 la industria energética ha estado dominada por el petróleo, pero en estos momentos está evolucionando, de forma exponencial, hacia un modelo basado en mayor utilización de la electricidad y esta de origen renovable. Eurelectric, asociación del sector eléctrico anunciaba en junio de 2018 que para alcanzar los acuerdos de París se debiera llegar a un 60% de electrificación de la energía final en la Union Europea a 2050.

En su estudio “Intermediate steps towards the 2000-watt society in Switzerland: an energy-economic scenario analysis” (Schulz, Kypreos, Barreto, & Wokaun, 2008) se promueve una evolución hacia una Sociedad de un consumo de energía primaria por habitante inferior a 2000 W, basado en fuentes no emisoras.

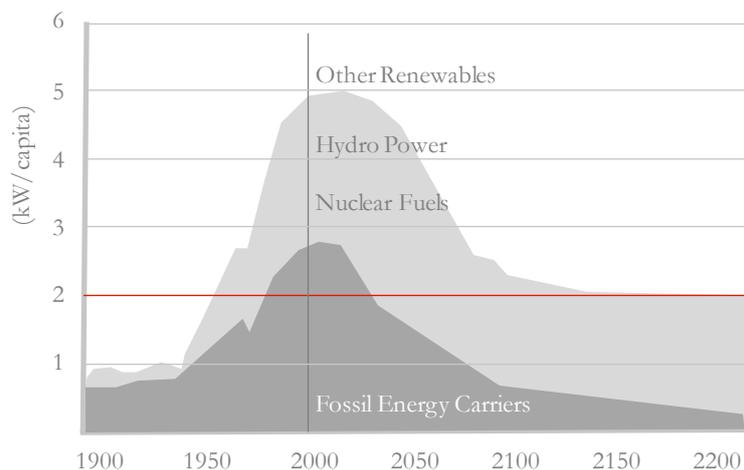


Figura 52 Primary energy consumption per inhabitant (1900-2200)

Nuestro objetivo debería seguir un camino equivalente de reducción de las necesidades energéticas de los consumos y evolución de estos hacia electricidad basada en fuentes renovables. La evolución necesitará, en primer lugar, de una entrada masiva de digitalización en las redes eléctricas, de haber alcanzado un grado de madurez en las tecnologías renovables, y el desarrollo del almacenamiento a unos costes razonables, que permitan incorporar electricidad renovable incluso al sector transporte, algo nunca antes imaginado.

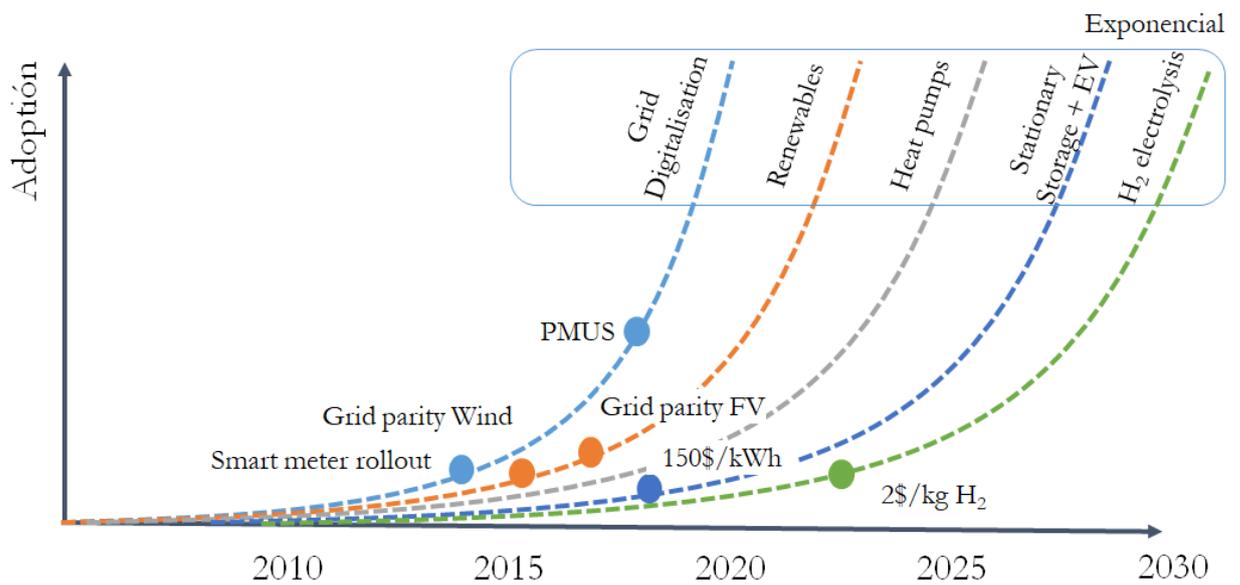


Figura 53 Disruptive trends towards electrification demand

El almacenamiento estacional, de una estación a otra, vendrá de alternativas como el hidrógeno. En la Figura 53 se muestran los elementos más relevantes que permiten un mayor ritmo de electrificación de la sociedad, y su estado de madurez. Su evolución, en forma de curva exponencial, viene determinada por hitos clave como despliegue de contadores inteligentes, la madurez de tecnologías, almacenamiento diario y estacional basado en hidrógeno.

El mundo se electrifica, con un incremento de 938 TWh en el año 2018, un 3,7%, se ha centrado fundamentalmente en el crecimiento de renovables seguido del carbón, han incrementado sobre el año 2016 un 16,6% y un 2,9% respectivamente.

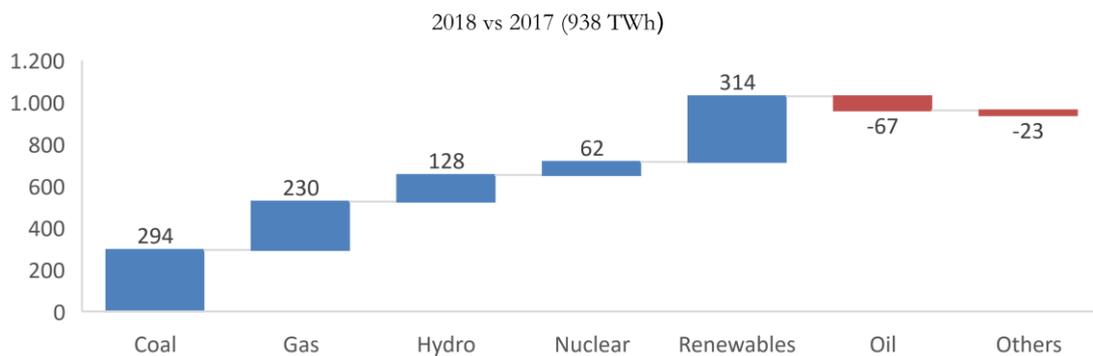
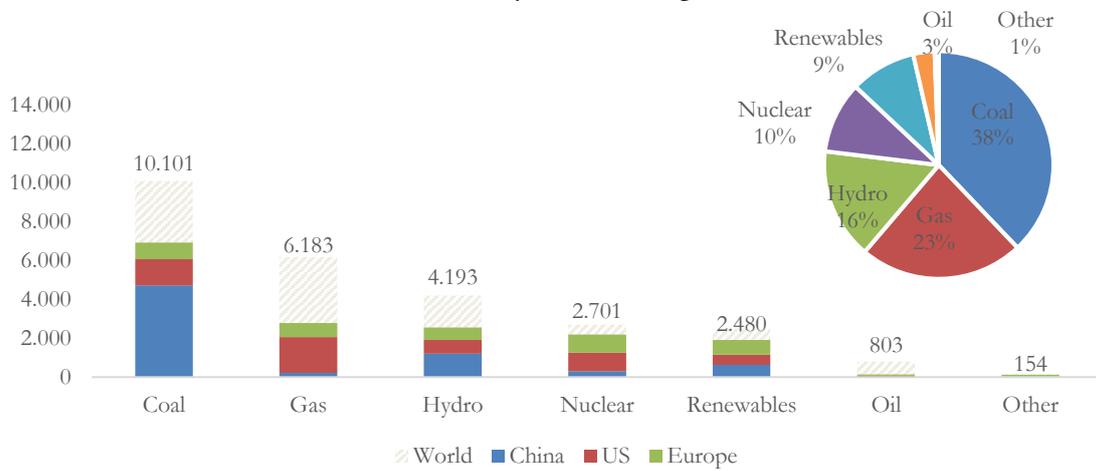


Figura 54 World Electricity Generation. (2017 World in TWh)

Siguiendo la Figura 54, el planeta ha llegado a un 35% de energía descarbonizada (hydro, nuclear y renovable), aumentando las nuevas necesidades por un lado en base a renovables, 314 TWh y un 33% del incremento de demanda, que compensa el efecto negativo de 294 TWh de carbón y 230 TWh de gas. El mix eléctrico global sigue teniendo un alto predominio de estas fuentes fósiles. China sigue manteniendo un peso desproporcionado de electricidad producida mediante carbón, con un 67%, comprometiendo la velocidad de descarbonización de la economía global.

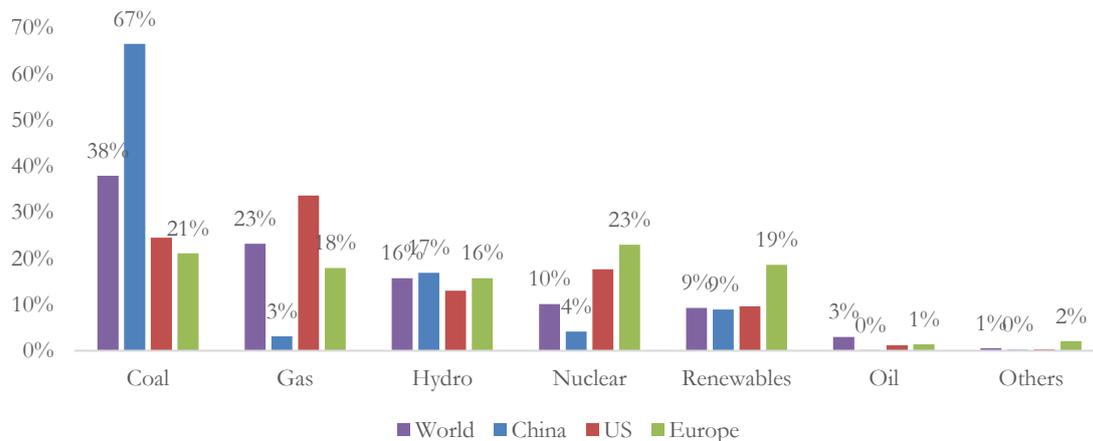


Figura 55 Electricity generation share by country& Source, 2018 (%)

A 2050 podríamos encontrarnos con un futuro afectado por el calentamiento global del planeta y ciudades afectadas por la contaminación local tras la quema de combustibles fósiles en su entorno, a no ser que realicemos un esfuerzo de transformación, sin precedentes, hacia tecnologías limpias. Nuestro reto comienza con la sustitución progresiva de tecnologías fósiles por renovables, seguido de evaluar el comportamiento del nuevo modelo basado en un alto porcentaje de estas. Incorporar bajos porcentajes de renovables no ha ocasionado problemas en la seguridad de suministro, pero por cada punto porcentual extra añadido aumenta de manera exponencial su estabilidad. La intermitencia diaria y estacionalidad, en determinadas épocas del año, hace que el esfuerzo de llegar a alcanzar el último 20% de energía renovable podría ser tan importante como el de haber alcanzado el primer 80%.

Ahora más que nunca faltan demostradores donde se pueda evaluar el equilibrio global del sistema con escenarios de alta penetración renovable, entender los problemas asociados a la seguridad y estabilidad, tecnologías necesarias de respaldo e impacto en los precios energéticos. En el Capítulo XI de este documento se trabajará en esta propuesta en un espacio delimitado como la Isla de la Cartuja en Sevilla.

ENCUADRE METODOLÓGICO Y FUENTES EMPLEADAS

En un entorno de evolución hacia modelo eléctrico y renovable, cobra especial importancia nuestra capacidad de anticipar los fenómenos que afectan a la demanda eléctrica y el suministro de misma a través de fuentes intermitentes como pueden ser sol, viento y lluvia. En el pasado la demanda eléctrica ha sido estudiada por diferentes autores mediante modelos basados en series temporales, econométricos y clima con ellos podemos predecir el factor de carga del sistema, donde predecimos el nivel de demanda a corto o largo plazo. Un resumen de trabajos relacionados con la demanda de electricidad puede sintetizarse en la Tabla 6:

<i>Autores de trabajos</i>	<i>Metodología y objetivos</i>
(Suganthi & Samuel, 2012), (Raza & Khosravi, 2015)	Técnicas de previsión de demanda electricidad para una gestión eficiente y de planificación del sistema energético. Conceptual, ventajas e inconvenientes de la previsión de la demanda en sistemas de energía eléctrica. Examina las técnicas de previsión de demanda: Series temporales y pronóstico con inteligencia artificial
(Alfares & Nazeeruddin, 2002), (Hady Soliman & Al-Kandari, 2010), (Almeshaieci & Soltan, 2011)	Las series temporales se utilizan mayoritariamente, pero en los últimos tiempos las técnicas de previsión han evolucionado hacia otras como la Regresión múltiple, Suavizado exponencial, Mínimos cuadrados, Móvil y Estocástica, Redes neuronales
(Yamagata, Murakami, & Seya, 2015), (Andersen, Larsen, & Boomsma, 2013), (Pessanha & Leon, 2013)	Previsiones a largo plazo. Escenarios macro, con modelos de demanda eléctrica a l/p centralizados y descentralizados. Proyecciones basadas en demografía y economía
(Bunnoon, Chalermyanont, & Limsakul, 2012), (Shao, Gao, Zhang, & Yang, 2015), (De Felice, Alessandri, & Catalano, 2015)	Previsiones a medio plazo. Minimizar el error en la previsión de demanda. Comprensión relación entre la temperatura y la demanda eléctrica. Modelos de descomposición y uso de estacionalidad climática
(J. Wu, Wang, Lu, Dong, & Lu, 2013), (Dudek, 2015) Part 2	Previsiones a corto plazo. El uso de modelos combinados proporciona una gran mejora en la precisión del pronóstico a corto plazo. Empleo de métodos con ajuste estacional y de regresión
(Phuangpornpitak, Prommee, Tia, & Phuangpornpitak, 2010), (Ünler, 2008), (El-Telbany & El-Karmi, 2008)	Construcción de escenarios ajustados. Basados en PIB, población y grandes volúmenes de datos

Tabla 6 Electricity demand forecasting models

El presente apartado se va a centrar en una nueva forma de modelización de la energía final y en particular la eléctrica, como receptora de los incrementos de demanda procedentes de las energías fósiles en el proceso de transición energética. Es un proceso clave para dimensionar los futuros sistemas eléctricos, las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización. Los métodos de previsión utilizan modelos matemáticos avanzados, modelos que resultan afectados en su precisión según se basen en, datos meteorológicos, series temporales, las clases de los clientes, así como otros factores económicos como pueden ser las crisis. Revisamos las técnicas estadísticas tradicionalmente empleadas, así como las últimas tendencias basadas en inteligencia artificial.

Nos encontramos ante el reto de avanzar hacia un nuevo modelo energético, fundamental para alcanzar los objetivos climáticos globales a la vez que se satisfacen las necesidades futuras. En este capítulo se realizará una proyección de demanda, basada en la metodología anterior. En la estimación a largo plazo aparecerán fenómenos asociados al crecimiento de la población y la relación respecto al crecimiento económico compensados por la mayor eficiencia energética que ofrecerán los equipos empleados.

Se ha realizado un trabajo preliminar de obtención y revisión de datos relacionados con cada apartado, abarcando toda la energía final agrupada por usos finales (industria, servicios, residencial y agricultura). Del análisis y validación mediante los modelos se presentarán tanto proyecciones como hipótesis para estimar la demanda energética futura, así como las principales fuentes de abastecimiento esperadas (petróleo, carbón, gas, electricidad...) en el denominado “proceso de transición energética” de nuestro país.

El estudio hace referencia a información y estadística oficial a partir de la base de datos de la Oficina Europea de Estadística, más conocida como EUROSTAT (European Commission, online statistical database). Procedente de la misma se estructura un amplio repositorio de magnitudes socio-económicas y energéticas de los 25 años comprendidos entre los años 1990 y 2015. Las magnitudes energéticas se han desagregado en $n=30$ sectores de actividad (nivel 1), como se detalla en la siguiente Tabla 7.

Sector	Level 1	Level 2	Level 3
1	Agriculture & Forestry	A: Agriculture & Forestry	A: Agriculture & Forestry
2	Chemical and Petrochemical		
3	Iron and Steel		
4	Non-Metallic Minerals		
5	Wood and Wood Products		
6	Construction		
7	Paper, Pulp and Print		
8	Food and Tobacco	I: Industry	I: Industry
9	Textile and Leather		
10	Machinery		
11	Transport Equipment		
12	Non-specified (Industry)		
13	Mining and Quarrying		
14	Others (Industry)		
15	Hotels, restaurants		
16	Health and social action sector		
17	Education, research	S: Services	S: Services
18	Trade (wholesale and retail)		
19	Public and private offices		
20	Others (Services)		
21	Cars		
22	Buses		
23	Rail transport of passenger	Tp: Passenger Transport	
24	Others in passenger transport		T: Transport
25	Trucks & light vehicles		
26	Inland waterways	Tf: Freight Transport	
27	Rail transport of goods		
28	Others (transport)	To: Others (transport)	
29	Occupied Dwellings	R: Residential	R: Residential
30	Others	O: Others	O: Others

Tabla 7 Sectors of activity considered for energy demand disaggregation

El modelo de simulación empleado es una combinación de módulos estáticos que describen el comportamiento del sector energético, con especial énfasis a la electrificación de servicios y dado que es la tendencia de sustitución de fuentes fósiles por electricidad con cada vez mayor componente de renovables. La agregación de módulos en un ejercicio bottom-up será

calibrado mediante un agregado de escenarios que presentan los escenarios alternativos bajo la filosofía de la intensidad de Kaya vista en el capítulo anterior.

La estructura de la desagregación de la demanda de energía se muestra en la Figura 2, empleándose en el presente capítulo desagregaciones a nivel 2 y 3 por simplicidad:

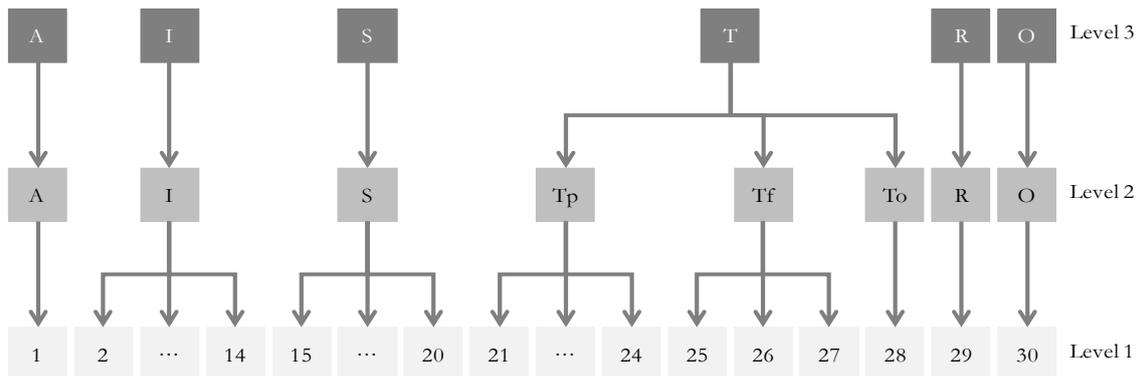


Figura 56 Structure of energy demand disaggregation

Proyecciones de Naciones Unidas (United Nations, 2019) estiman para el año 2030 un escenario bajo de 45,4 millones de habitantes (-0,1%) frente a un escenario alto de 47,0 millones de habitantes (+0,1%), en línea con el Instituto Nacional de Estadística (INE, 2016), que apunta a 45,9 millones de habitantes, y que pudiera tomarse como un valor central y plano para la evolución de demanda energética futura.

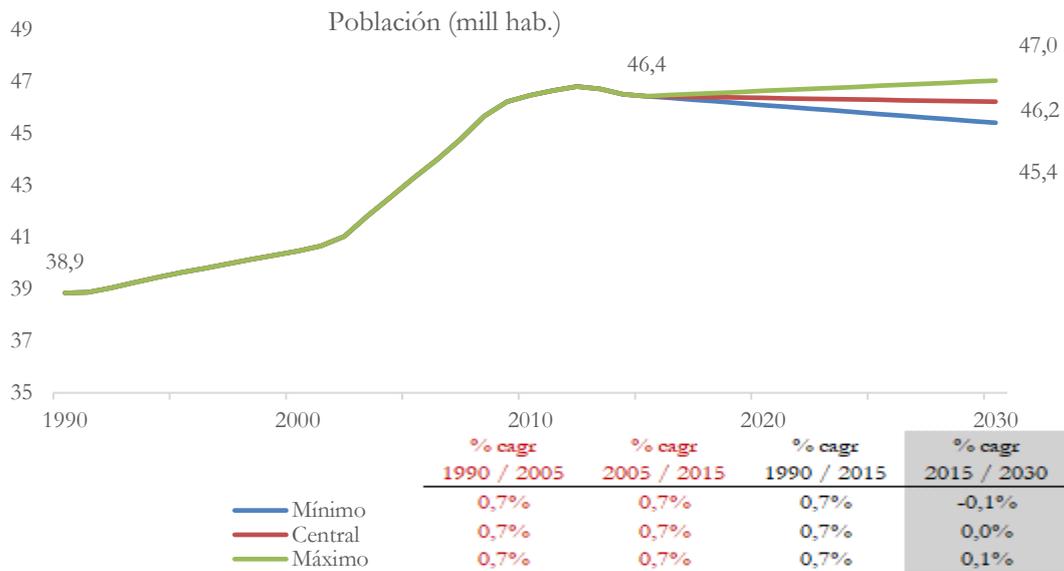


Figura 57 UN population scenario 2015-2030

El Instituto Nacional de Estadística (INE) publicó en noviembre de 2012 su metodología de estimación a largo plazo de la población siguiendo el método clásico de componentes. La aplicación de dicho método parte de la población residente en y con los datos observados para cada uno de los componentes demográficos básicos, la mortalidad, la fecundidad y la migración. Junto a las previsiones de población, para realizar una proyección de demanda energética a largo plazo, resulta imprescindible analizar el crecimiento de la economía, como hemos visto en la Figura 33, estas dos magnitudes han sido los factores determinantes en el crecimiento de las emisiones de CO₂ de nuestro país, teniendo que ser compensadas con la mejora de la intensidad energética y carbónica. Para la proyección de la economía, nos apoyaremos en los modelos de series temporales vistos en el capítulo anterior.

Un input relevante para la demanda energética es el crecimiento medio anual acumulado de PIB del 1,7%, algo más conservadora que la realizada por la OCDE, del 2,0%. Este crecimiento de PIB, se puede desagregar en el VAB de Industria, 1,2% Servicios 1,9%.

Respecto al crecimiento del PIB, proyecciones para la Comisión Europea a 2030 (Capros et al., 2016), junto a las predicciones de la OCDE (10.1787/d927bc18-en con fecha de 8/9/2017)

sitúan el crecimiento del PIB de España en el 1,9% de crecimiento anual compuesto (TCAC o CAGR en inglés, Compound Annual Growth Rate).

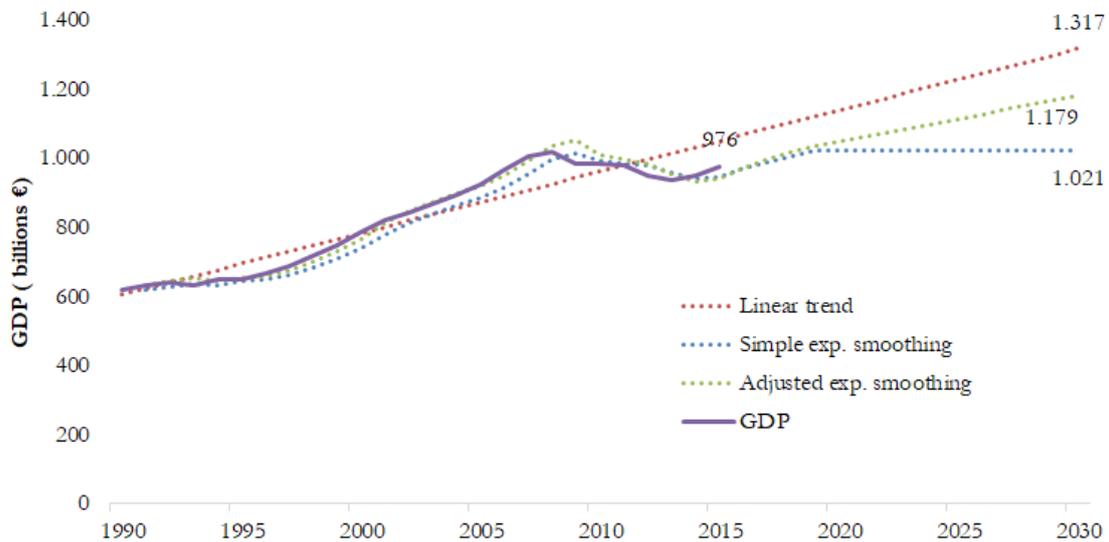


Figura 58 GDP escenario 2015-2030

En el informe sobre la transición energética de la Comisión de Expertos, se utiliza una hipótesis de crecimiento de PIB, en términos reales, del 2% anual hasta el 2030, muy en línea con la tendencia lineal. Pueden observarse las magnitudes económicas del país y su evolución en la Tabla 8.

GDP	% cagr	% cagr	% cagr	% cagr	% Δ	% Δ
	1990 / 2005	2005 / 2015	1990 / 2015	2015 / 2030	1990 / 2015	2015 / 2030
Tendencia Lineal	2,7%	0,5%	1,8%	2,0%	58,1%	34,9%
Alisado Exponencial Simple	2,7%	0,5%	1,8%	0,2%	58,1%	2,9%
Alisado Exponencial Ajustado	2,7%	0,5%	1,8%	1,1%	58,1%	17,9%
Error Absoluto y Cuadrático Medio	EAM	ECM		Coficiente	valor	
Tendencia Lineal	40,0	2.458,9		α	0,8	
Alisado Exponencial Simple	25,3	868,6		δ	0,3	
Alisado Exponencial Ajustado	16,2	471,9				

Tabla 8 GDP growth, lineal and exponencial models

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA FINAL DE ENERGÍA POR USOS

La demanda final de las actividades relacionadas con el transporte, representaban la mayor cuota a 2015, con un 42%, frente de la energía suministrada a Industria, Servicios y Agricultura, vistos en la Figura 45, que suponían un 39%. El residencial supuso un 18%.

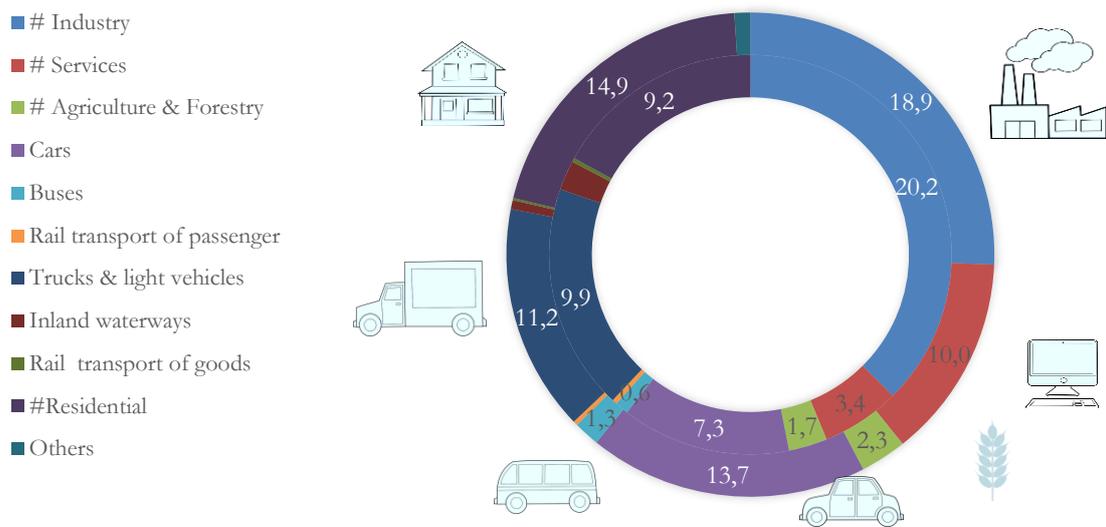


Figura 59 Final energy demand Mtep (center 1990, 2015 exterior)

Los retos del sector obligan a considerar un esfuerzo conjunto, los sectores deben aportar un esfuerzo conjunto: el transporte por carretera, la calefacción vs clima, el número de vehículos por habitante, la entrada de electricidad y combustibles alternativos en el sector transporte, el% de viviendas unifamiliares vs edificios. No pueden faltar en la intensidad energética del país, cada uno contribuyendo con su peso en energía final.

La lógica empleada para proyectar la demanda parte primero de descomposición de la variación por cada sector final de demanda para luego proyectar cada efecto por separado. La secuencia en la proyección sería:

1. Descomposición: Se ha desagregado cada sector de uso final (Industria, Servicios, Transporte y Residencial), en los efectos de actividad, estructura e intensidad, siguiendo la evolución de sus 25 años y con una descomposición factorial Laspeyres /LMDI

2. Tendencias: Se ha proyectado cada elemento de la descomposición (índices de actividad, estructura y eficiencia) empleando los modelos de proyección antes vistos y asociando los más adecuados a cada evolución.
3. Agregación: La suma desagregada de efectos nos lleva a tener la visión agregada de demanda energía final, partiendo de la evolución de los diferentes efectos

La proyección del consumo de energía final de un sector i , podría ser proyectada por la suma de efectos de nivel de actividad A_i , estructura sectorial S_i y evolución de la intensidad energética I_i , en su versión multiplicativa vista en el apartado anterior, y mediante una aproximación de tendencia lineal para la energía final:

$$E = \sum_{i=1}^n A \cdot \frac{A_i}{A} \cdot \frac{E_i}{A_i} = \sum_{i=1}^n A \cdot S_i \cdot I_i$$

Sobre la energía producto de efectos:

Responde a una variación, en su versión multiplicativa en forma de...

$$D_{\text{tot}} = E_t/E_0 = D_{\text{act}} \cdot D_{\text{str}} \cdot D_{\text{int}} \cdot \varepsilon$$

F_t : Pronóstico (periodo t o posterior)

b : Intersección eje Y

$$F_t = mt + b$$

m : Pendiente $D_{\text{act}}, D_{\text{str}}, D_{\text{int}}$

t : Periodo temporal del estudio

$$m = \frac{\sum(t - \bar{t})(A - \bar{A})}{\sum(t - \bar{t})^2}$$

\bar{t} : Promedio de periodos actuales

$$b = \bar{A} - mt$$

A : Observación actual $A \cdot S_i \cdot I_i$

\bar{A} : Promedio de parámetros actuales

Resultado del proceso vemos la variación prevista de los sectores finales en la Figura 60.

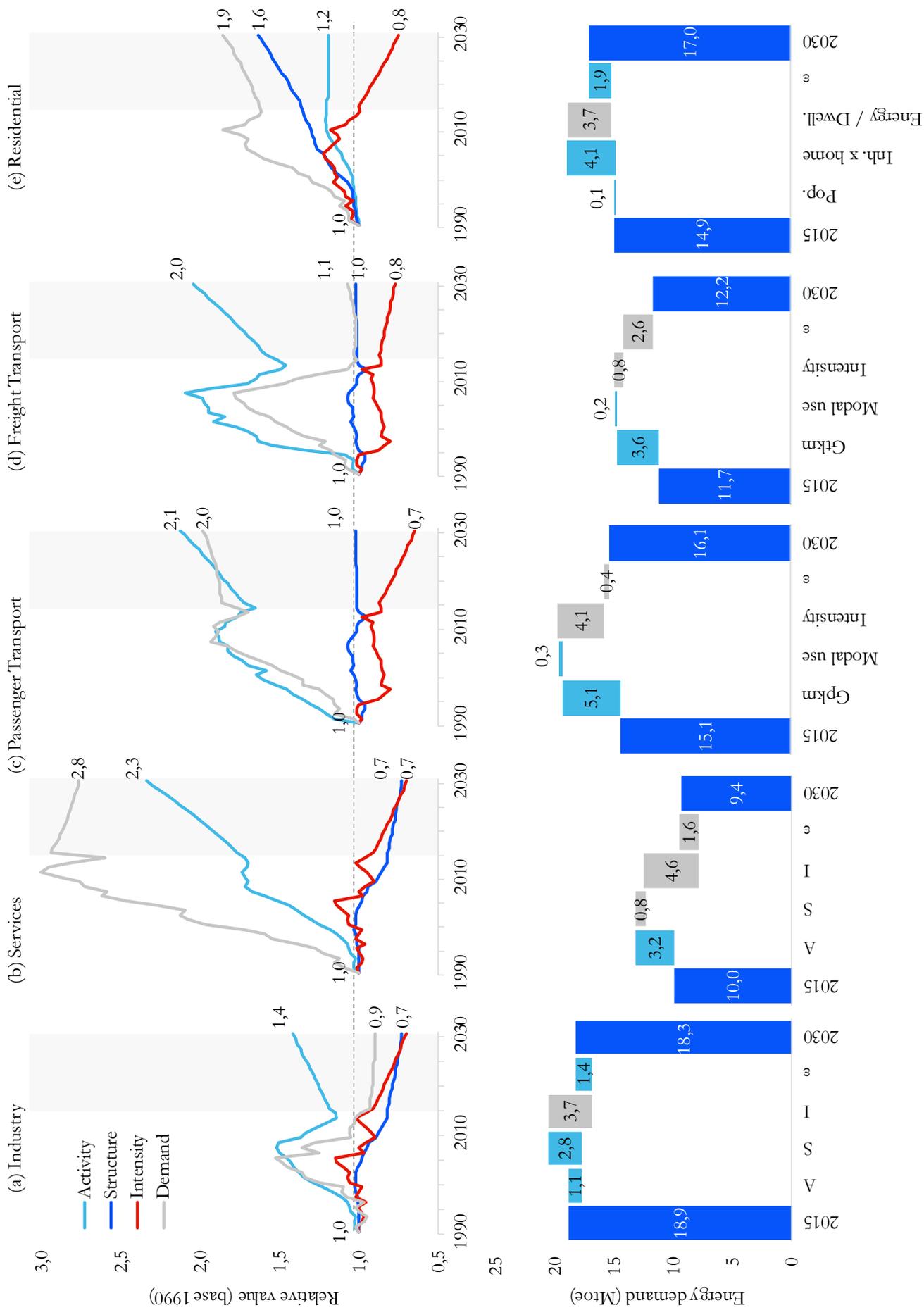


Figura 60: Index forecast and decomposition demand 2015-2030

ESCENARIO DE DEMANDA A LARGO PLAZO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Para obtener un escenario central de demanda se ha empleado un proceso final como el expresado en la Figura 61. En un proceso de conocimiento de cada subsector dentro de la serie temporal 1990-2015 desagregado por cada uno de los factores (actividad, estructura e intensidad energética), definirán las tendencias de cada uno por separado en un modelo de proyección a 2030. En una fase de agregación final de cada subsector podemos obtener el escenario central de demanda a 2030, a partir de los efectos identificados en cada subsector.

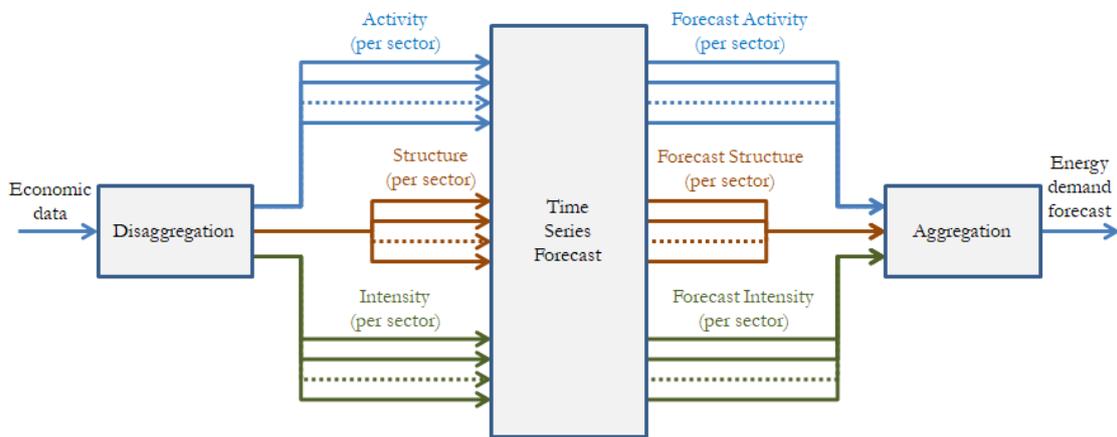


Figura 61 Procedure to obtain the energy demand forecast

El escenario final, según esta metodología, presenta la siguiente proyección, en la siguiente Figura 62, basada en la agregación del comportamiento de unos 90 subsectores. La proyección aparece bastante aplanada, debido a las mejoras en la eficiencia energética en el período posterior a la crisis. Los resultados pronostican para el año 2030 una demanda energética en España de 82 millones de toneladas equivalentes de petróleo desagregada.

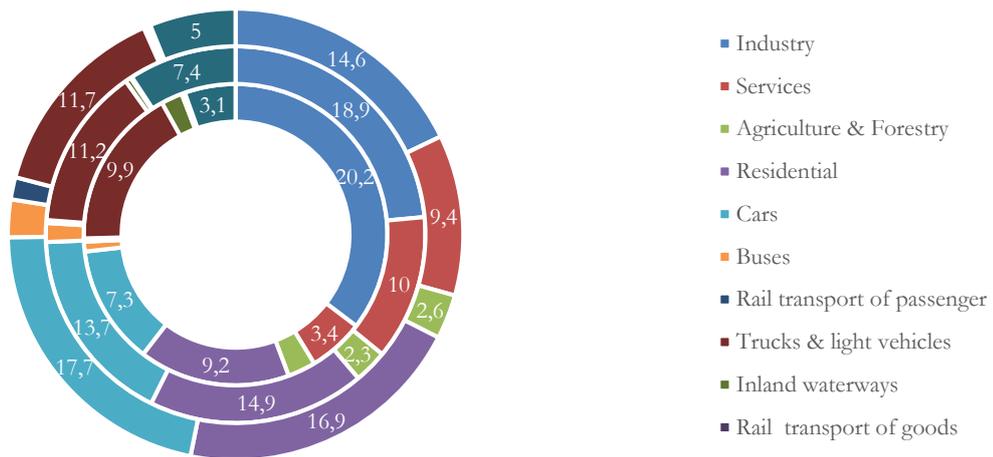
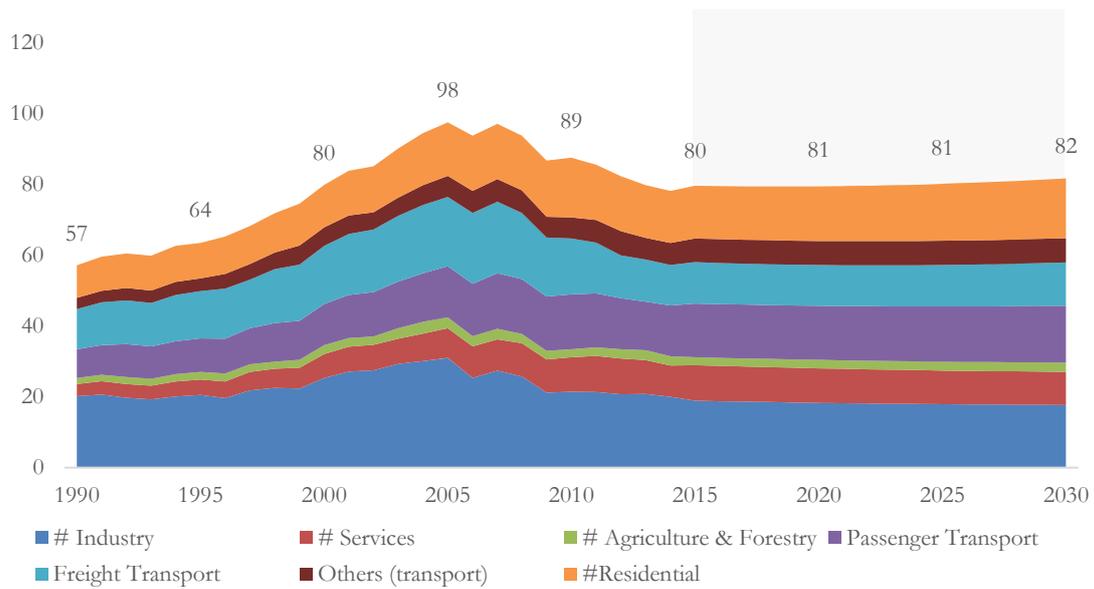
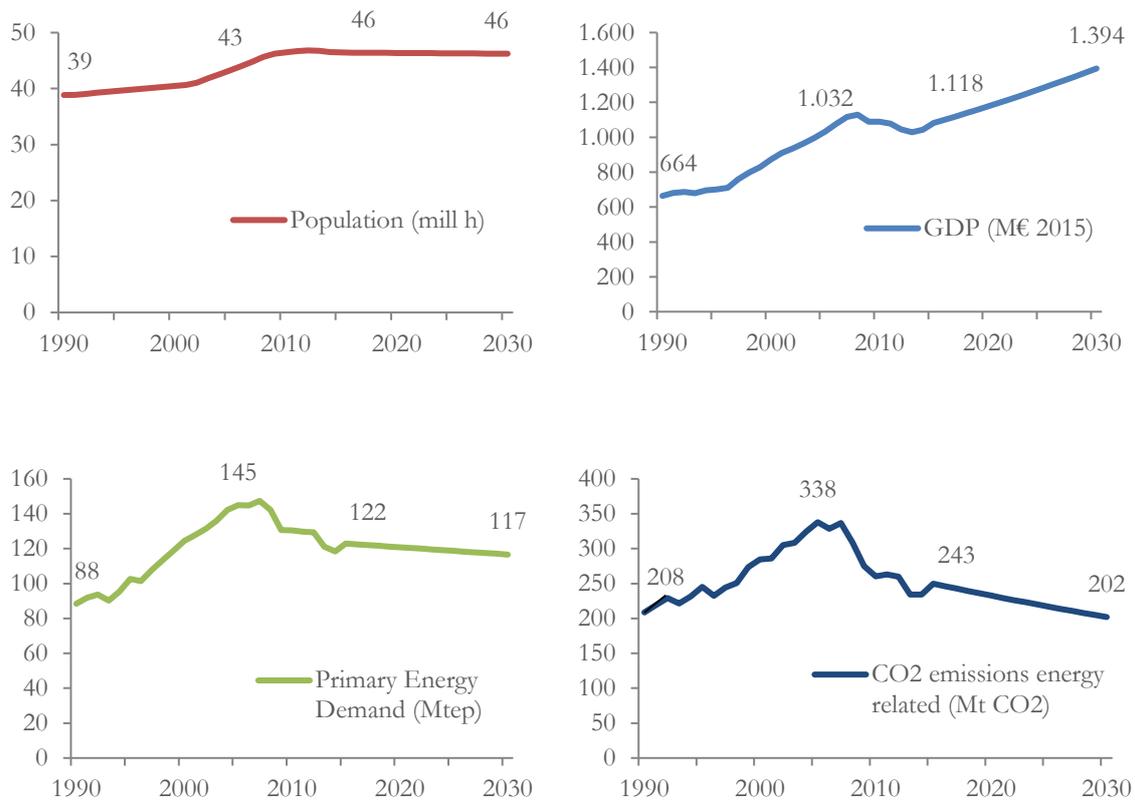


Figura 62 Final Energy Demand Forecast

En síntesis, nos encontramos en un escenario de demanda energética que viene marcado por un escenario para la misma población existente, o lo que es lo mismo sin crecimiento, con un entorno económico que crece a un valor central de 1,7% y que por la mayor eficiencia energética se ha reducido en un -0,3% anual la energía primaria y en un -1,4% promedio anual las emisiones. En la Figura 63 vemos la variación de estas magnitudes empleadas en la identidad de Kaya con vistas a obtener el valor de emisiones de CO₂ en 2030.



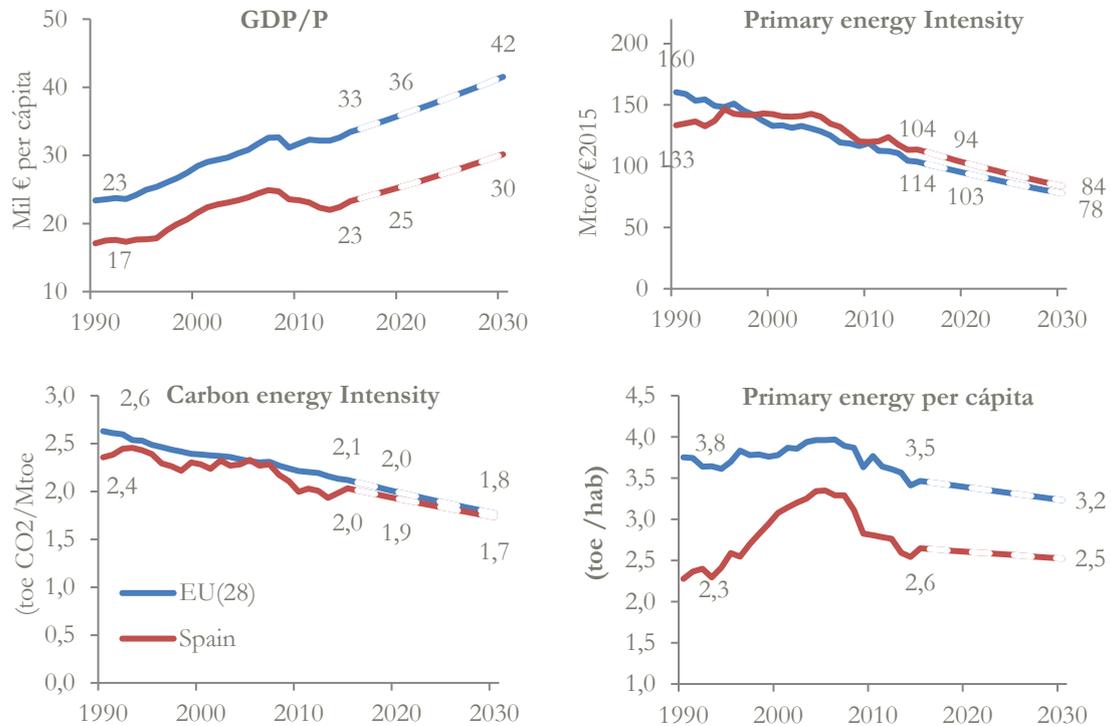
% cagr,% Δ	1990/2005	2005/2015	2015/2030	% Δ
Population	0,7%	0,7%	0,0%	19,0%
GDP	3,0%	0,5%	1,7%	110,0%
Primary Energy	3,3%	-1,6%	-0,3%	31,9%
CO ₂ emissions	3,3%	-3,0%	-1,4%	-3,1%

Figura 63: Kaya identity, key elements (1990-2030)

En España la eficiencia energética viene marcada por la Directiva (UE) 2012/27 de Eficiencia Energética y su transposición al ordenamiento jurídico español (Ley 18/2014, de 15 de octubre, y RD 56/2016, de 12 de febrero). La intensidad energética primaria se ha reducido en España un 20% entre 2000 y 2015, fundamentalmente a partir de la crisis, alcanzando unas reducciones recientes de -1,8%, en 2016 y -0,7%, en 2017.

En la Figura 64 podemos ver la evolución de factores de la identidad de Kaya junto a la energía primaria per cápita, a modo de referencia, comparando el escenario simulado para España y teniendo como referencia la estimación de la UE del escenario de referencia 2016 (Capros et

al., 2016), para las mismas magnitudes calculadas, apreciando una tendencia muy similar a futuro convergiendo en los objetivos y retos climáticos.



Spain (Kaya Identity)	1990	2000	2010	2020	2030	% Δ Spain	% Δ EU(28)
Population (mill hab)	38,9	40,5	46,5	46,4	46,2	19,0	8,3
GDP/P (mil €2015)	17,1	21,6	23,4	25,4	30,1	76,5	77,6
Energy Intensity (Mtoe/M€2015)	133,3	142,5	119,8	102,7	83,7	-37,2	-51,5
Carbon Intensity (t CO ₂ /Mtoe)	2,4	2,3	2,0	1,9	1,7	-26,5	-32,6
CO ₂ emissions (mill t)	208,4	284,4	260,3	232,7	202,0	-3,1	-37,1
Energy per cápita (tep/hab)	2,3	3,1	2,8	2,6	2,5	10,8	-13,8

Figura 64: Kaya identity, main factors (1990-2030)

La energía es esencial para el funcionamiento de las actividades de cualquier sociedad en desarrollo, sin embargo, un consumo desmesurado puede acabar convirtiéndose en un problema importante. Los recursos energéticos del planeta han de ser consumidos de manera

racional, planificadores y responsable de política energética necesitan de herramientas para la predicción.

Comparando la demanda de energía final con la variación económica, podemos observar que se produce un desacoplamiento, ver la Figura 65, derivado de la eficiencia energética aparecida a raíz de la crisis de 2007 y 2008. se ha conseguido una disociación de la economía y la demanda de energía con una disminución del 30% en la intensidad energética para el período 2005-2030. Una senda de mejora de intensidad energética seguirá en la proyección 2015-2030, hasta alcanzar los 58 tep/Mill € de 2015 (en 1990 partía un valor de 86 y en 2015 de 74).

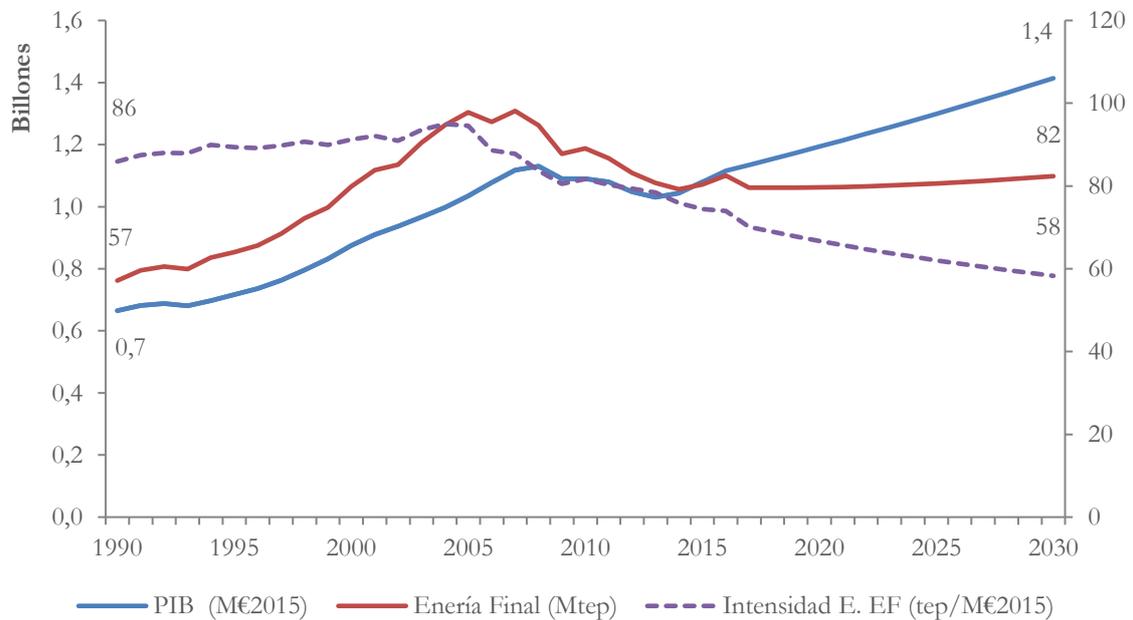


Figura 65 Final Demand, GDP (M€ 2015) & Final Intensity

Para el mismo escenario, de demanda de energía final prácticamente plana, la evolución de la demanda eléctrica peninsular podría tener un importante ritmo basado en el mayor grado de electrificación de la sociedad. Comparando tres escenarios alternativos podríamos obtener un comportamiento en escenario eficiente central como el siguiente.

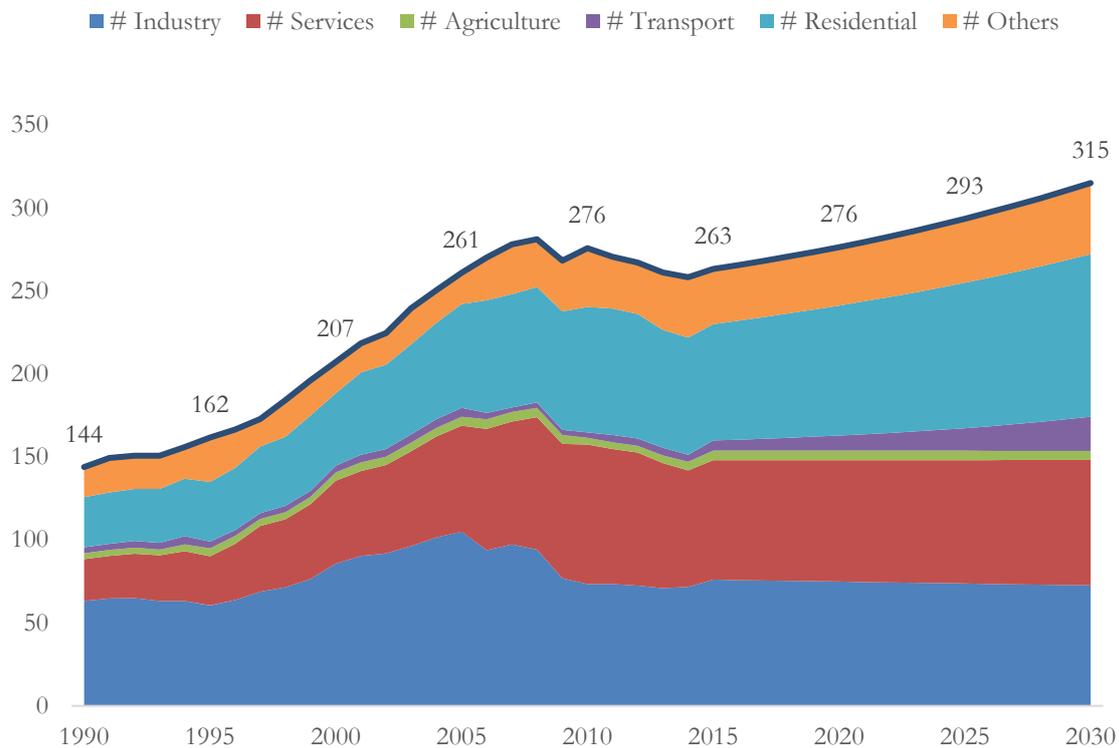


Figura 66 Electrification degree and peninsular demand forecast

En un pronóstico realizado durante 2018 en la asociación Eurelectric, 2018, se espera alcanzar un grado de electrificación del 60% a 2050 para poder alcanzar a dicha fecha un 95% de descarbonización de la economía europea

	2015	2050 E1	2050 E2	2050 E3
EU decarbonisation vs 1990	22%	80%	90%	95%
Electrification rate	22%	38%	48%	60%
Transport	1%	29%	43%	63%
Building	34%	45%	54%	63%
Industries	33%	38%	44%	50%

Figura 67: Direct electrification results by scenario (Eurelectric Decarbonisation Pathways 2018)

Existe una gran diferencia en la situación de partida. En un extremo se encuentran los países nórdicos que ya han alcanzado un 32% de electrificación, frente a un 25% en España, impulsado por la electrificación de la industria y de los edificios y el sector del transporte, en el

que un tercio de la población, de los vehículos privados nuevos adquiridos son eléctricos. En el extremo opuesto de la escala están los países de Europa del Este como Polonia con un nivel de electrificación del 18%. España se sitúa en valores por encima de la media, pero aun con un enorme recorrido pendiente en la electrificación en el transporte.

El fomento de las energías renovables es una de las metas de la política energética de la Unión Europea, para cumplir con el acuerdo de París de 2015 (Nations, 2015) sobre el cambio climático. La Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, incorpora un objetivo vinculante para Europa del 32% a 2030, como mínimo. También la regulación del autoconsumo, capacidad del consumidor de producir su propia energía, establece un marco conjunto de normas que cada Estado Miembro deberá incorporar con carácter de rango de ley a más tardar en junio de 2021.

Si consideramos este contexto energético futuro, en mayor medida dependiente de la variabilidad climática, pues aparecerán fenómenos cíclicos, como la temperatura o la fluctuación del recurso de origen renovable, lo que aportará puntas y valles diarios y horarios junto a la intermitencia de fuentes de abastecimiento. Estas marcarán la clave de la futura demanda, y serán analizados en capítulo posterior, pues estos ciclos cobran peso los modelos con tendencia y estacionalidad.

Capítulo VI: MODELOS DE PREDICCIÓN ESTACIONAL

SERIES TEMPORALES

El estudio de series temporales concentra el interés de muchos investigadores (Agrawal, Adhikari, & Agrawal, 2013). Las series temporales, tras el proceso de captura de datos, necesitan de modelos que permitan predecir con rigor su comportamiento, tendencia, y patrón futuro con el fin de generar acertadas predicciones medidas por un bajo error de estimación.

Muchas series temporales, presentan comportamientos estacionales, como aquellas vinculadas con el ciclo económico, o fenómeno climático o de temperatura, como pudieran ser la venta de helados, el turismo, la venta de juguetes, e incluso la propia demanda de electricidad a lo largo de un año, en gran medida influenciada por el efecto de las temperaturas visto en el apartado anterior junto a la laboralidad y evolución económica.

El objetivo de este apartado se centra en estimar la demanda de energía en un momento futuro a partir de lo experimentado en el pasado. Sin perder la referencia vista en apartados anteriores, visión tendencial junto a los efectos de economía y eficiencia energética, en este capítulo se pretende descender al detalle de lo que puede acontecer dentro de los ciclos que componen las diferentes series mensuales del año.

El clima presenta una serie de modelos estocásticos relacionados entre sí, que reflejan las evoluciones a lo largo de los meses del año y afectados en gran medida por las diferentes zonas climáticas analizadas anteriormente. La producción intermitente de origen renovable, en escenarios con alta producción en el mix, supondrá un reto para la seguridad de suministro al no tener resuelta, de forma plena, capacidad suficiente de almacenamiento para amortiguar las intermitencias de una producción poco flexible.

La observación del pasado arroja una primera conclusión de que España varía su demanda eléctrica, dependiendo de las temperaturas, con diferentes patrones a lo largo del año. En la Figura 68 se recoge una serie temporal, basada en la observación de la demanda mensual peninsular en barras de central desde el año 1990 hasta 2018. Apreciamos cómo la serie de demanda, podría haberse asociado a un modelo univariante, con dependencia exclusiva de la

variación temporal, pero cuando se han obtenido suficientes observaciones temporales, incorporando además valores a nivel con detalle mensual, se observa la presencia o ausencia de comportamientos estacionales y cíclicos dentro de la tendencia.

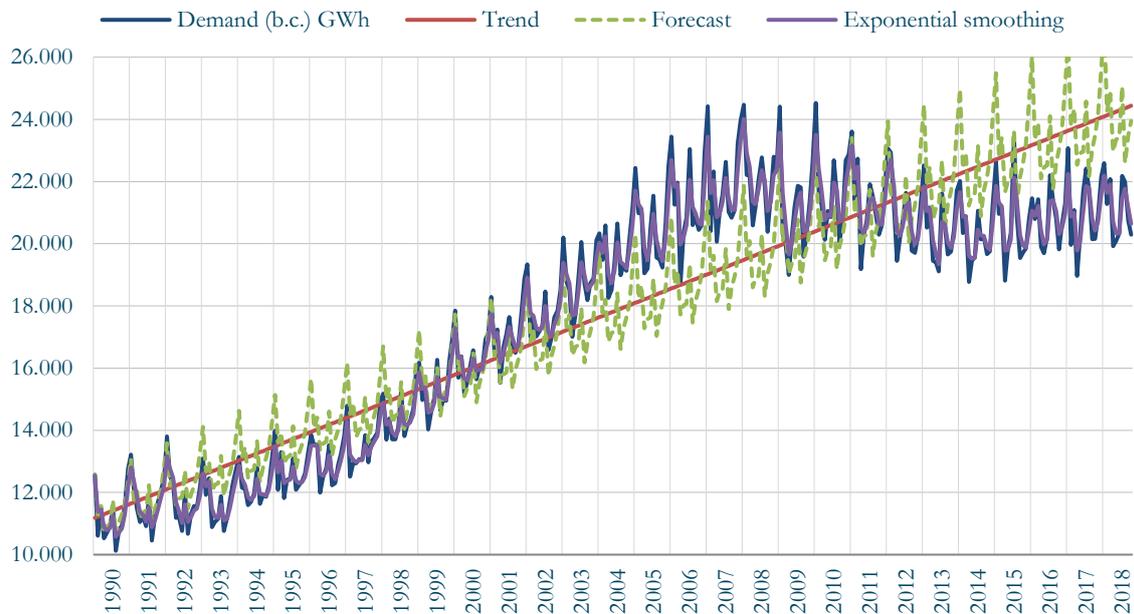


Figura 68 Spanish demand, trend and exponential smoothing (25 years to date)

Podemos inferir que la serie temporal anterior presenta al menos 3 efectos: uno de tendencia, con el que fijamos la evolución a largo plazo, otro de estacionalidad, con variaciones a lo largo de un periodo que en nuestro ejemplo será el año y por último el ciclo referido este término a las oscilaciones de medio plazo sobre los valores de la tendencia. A partir de ellas aparecerá la curva de previsión de demanda a largo plazo representada en la imagen anterior en color verde discontinuo y bajo la denominación de Forecast.

La tendencia lineal creciente de dicha serie, mostrada en la línea roja, presenta una evolución a largo plazo, con pendiente creciente en base a la ecuación de pronostico siguiente vista, extraída a partir de los 348 valores correspondientes vistos en la Figura 68.

MODELOS CON TENDENCIA, ESTACIONALIDAD Y CICLO: HOLT-WINTERS

Para construir un modelo predictivo partiremos de las observaciones del pasado, considerando el horizonte de predicción, esfuerzo y complejidad cumpla con los requerimientos de precisión esperados. El modelo tendrá que ser entrenado, con el fin de arrojar un pronóstico satisfactorio, cumpliendo el intervalo de predicción especificado, con mínimo error en la fase de entrenamiento. Podemos sintetizar este proceso siguiendo el siguiente diagrama de flujo:

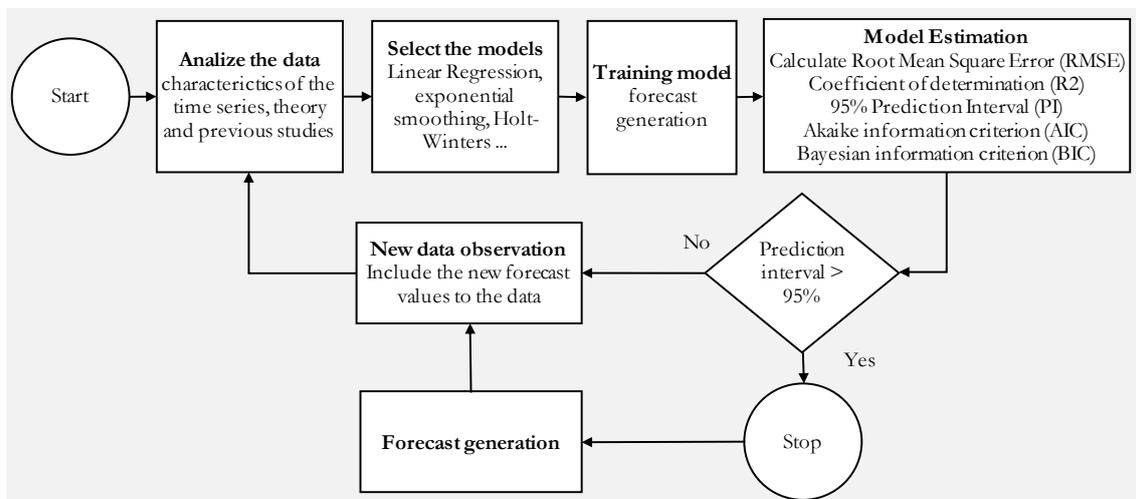


Figura 69 Conceptual framework of a forecasting system

En el periodo 2010-2108 podemos apreciar que se repite una componente estacional. Mediante la técnica del alisado exponencial podemos realizar una predicción que estacionaliza dicha demanda con mejor aproximación. Podemos observar en la Figura 70, el comportamiento mensual dentro del cada año identificando los efectos de temperatura y actividad laboral.

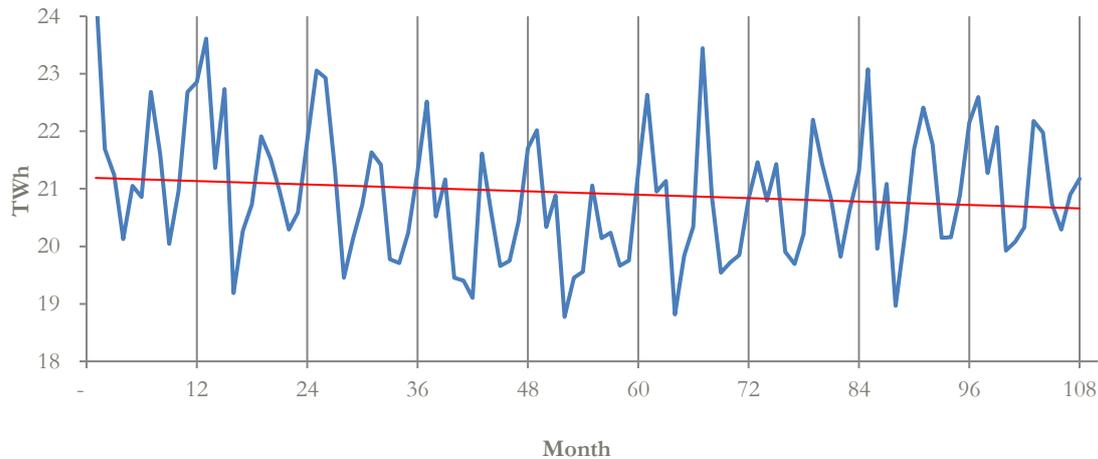


Figura 70 Spanish peninsular demand (2010-2018)

Al ejercicio de proyección de series a largo plazo, visto en apartados anteriores, podemos añadir proyecciones más cercanas como por ejemplo el pronóstico de la demanda eléctrica mensual en el año 2019 y utilizando como referencia lo acontecido entre los años 2010 y 2018. Para ello la literatura apunta un modelo de previsión Holt-Winters (Chatfield, 2006), idóneo para series que presentan una marcada estacionalidad, vinculado a la variación de actividad económica y clima. Se trata de un modelo de suavizado o alisado exponencial, que llega a utilizar hasta tres variables de suavizado, (α Alpha, δ Delta y γ Gamma, todas con valores comprendidos entre 0 y 1), en sus versiones aditiva y multiplicativa, siendo esta última la formulada a continuación.

Para un momento determinado t , utilizaremos las siguientes definiciones:

- F_t : Pronóstico (periodo t o posterior).
- L_t : Observación del nivel de la serie actual (periodo t)
- L_{t-1} : Observación del nivel de la serie anterior (periodo $t - 1$)
- T_t : Observación de tendencia actual (periodo t)
- T_{t-1} : Observación de tendencia anterior (periodo $t - 1$)

- S_t : Observación de estacionalidad actual (periodo t)
- S_{t-1} : Observación de estacionalidad anterior (periodo $t - 1$)
- S_{t-s} : Observación de estacionalidad estación anterior (periodo $t - s$) siendo s el número de periodos que componen un ciclo
- A_t : Observación actual (periodo t)

La ecuación (15) describe el modelo (F_t , previsión del período t o posterior).

$$F_t = (L_{t-1} + T_{t-1})S_{t-s} \quad (16)$$

Considerando los parámetros de alisado:

- α : Alpha es un coeficiente de alisado
- δ : Delta es un coeficiente de alisado
- γ : Gamma es un coeficiente de alisado

Con unos valores comprendidos entre 0 y 1

- $0 < \alpha < 1$
- $0 < \delta < 1$
- $0 < \gamma < 1$

Como L_{t-1} representa la observación de nivel de la serie temporal anterior (período $t - 1$). entonces, L_t representa la observación del nivel de la serie temporal actual (período t):

$$L_t = \frac{\alpha A_t}{S_{t-4}} + (1 - \alpha)(L_{t-1} + T_{t-1}) \quad (17)$$

T_{t-1} describe la observación de tendencias de series temporales anteriores (período $t-1$) y T_t describe ecuación de tendencia o pendiente::

$$T_t = \delta(L_t - L_{t-1}) + (1 - \delta)T_{t-1} \quad (18)$$

S_{t-s} representa la observación de la estacionalidad de la serie anterior (período $t - s$), siendo s el número de períodos considerados en un ciclo, y S_t equivale a la ecuación de factor estacionalidad de la serie actual:

$$S_t = \gamma \frac{A_t}{L_t} + (1 - \gamma) S_{t-1} \quad (4)$$

Sobre los datos históricos de la Figura 70, observamos sobre una tendencia decreciente, en línea roja, una componente estacional, acorde a los meses del año. El método Holt-Winters lo emplearemos para series con una marcada estacionalidad.

Comenzamos por desestacionalizar la demanda, dividiendo su valor mensual por el factor de estacionalidad. Este factor lo obtendremos como cociente de la demanda media centrada sobre la demanda mensual y normalizado de tal forma que la sumatoria de factores sea igual a 12. El factor de estacionalidad superior a uno muestra comportamientos esperados superiores al promedio y viceversa. Como resultado la tabla normalizada, a la derecha de la Figura 71, permite pasar la demanda histórica a la no estacionalizada que marcará la tendencia.

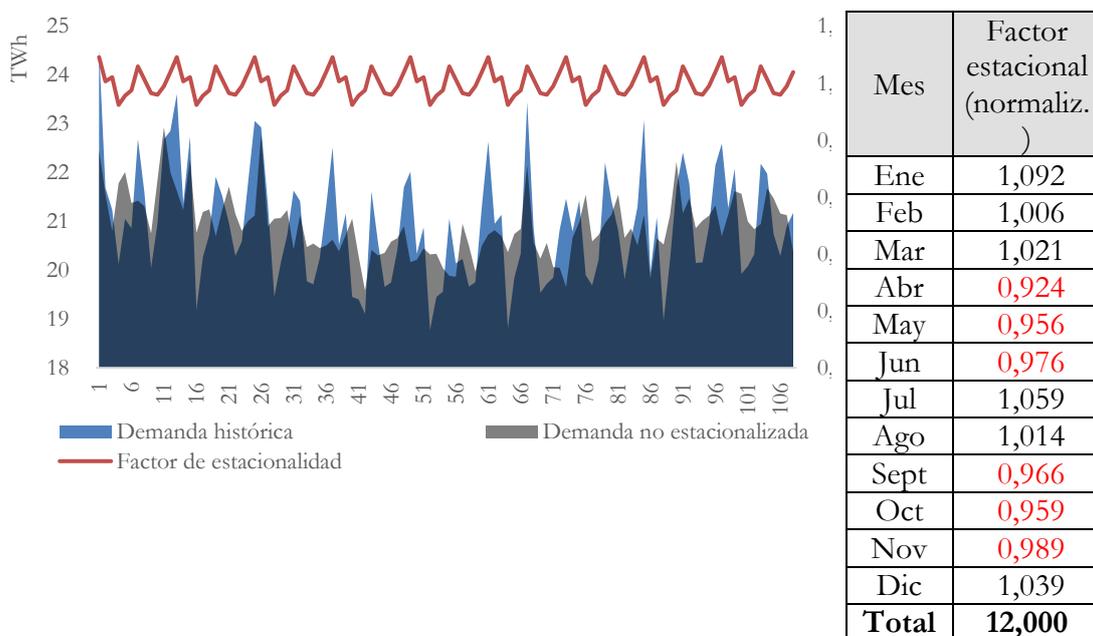


Figura 71 Historic demand & seasonality

El método trata de encontrar los valores óptimos para α , δ y γ por minimización del error cuadrático. Empleando la técnica de mínimo cuadrado de la demanda sin estacionalidad obtenemos los parámetros a y b. El modelo ha utilizado como coeficientes de alisado $\alpha=0,6$, $\delta=0,5$ y $\gamma=0,2$ de nivel, tendencia y estacionalidad respectivamente y la ecuación de tendencia de los valores mensuales no estacionalizados del pasado $y=-7,841x+21.279$.

El alisado por estaciones arroja una observación, los meses de verano julio y agosto y de invierno entre diciembre y marzo, reciben correcciones al alza, mientras que el resto aparecen minorados, al aplicar un factor de alisado por debajo de la unidad.

Siendo $y = ax + b$, las fórmulas empleadas para obtener los parámetros $a = -7,841$ y $b = 21.279$, basados en la fórmula de mínimos cuadrados y que sirvan para entrenar el modelo.

$$a = \frac{\sum_{i=1}^N x^2 \sum_{i=1}^N y - \sum_{i=1}^N x \sum_{i=1}^N xy}{N \sum_{i=1}^N x^2 - (\sum_{i=1}^N x)^2} \quad b = \frac{N \sum_{i=1}^N xy - \sum_{i=1}^N x \sum_{i=1}^N y}{N \sum_{i=1}^N x^2 - (\sum_{i=1}^N x)^2} \quad (19)$$

Nº	Mes	Demanda (GWh)	Nivel	Tendencia	Factor de estacionalidad	Forecast 2018
97	ene	22.596	20.626	45,8	1,09	22.401
98	feb	21.275	20.955	187,4	1,01	20.800
99	mar	22.076	21.428	330,4	1,02	21.589
100	abr	19.926	21.646	274,1	0,92	20.099
101	may	20.084	21.369	(1,4)	0,95	20.962
102	jun	20.332	21.051	(160,0)	0,97	20.848
103	jul	22.182	20.926	(142,4)	1,06	22.119
104	ago	21.981	21.323	127,3	1,02	21.070
105	sep	20.738	21.467	135,5	0,97	20.712
106	oct	20.294	21.337	2,9	0,96	20.718
107	nov	20.905	21.215	(59,5)	0,99	21.111
108	dic	21.175	20.694	(290,4)	1,04	21.975
		253.563			12,00	254.404
	Forecast vs Demanda	(841)			% error	-0,33%

Tabla 9 Training the Holt-Winters model (error < - 0,33%)

Siguiendo el flujo de la Figura 81, el modelo necesita un proceso de entrenamiento, en la Tabla 9 obtenemos un valor mensual de demanda de 2018 con el periodo 2010-2017. Vemos un

pequeño error tanto en término absoluto como relativo, para comprobar que se ajustan razonablemente al año 2018, permitiendo dar paso a la proyección de 2019. Utilizaremos el modelo entrenado para pronosticar valores futuros de la serie temporal.

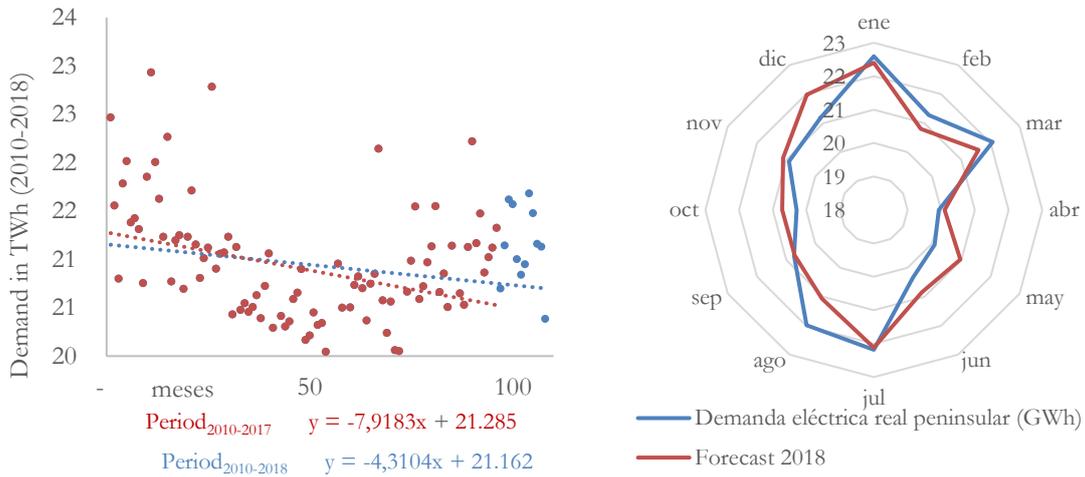
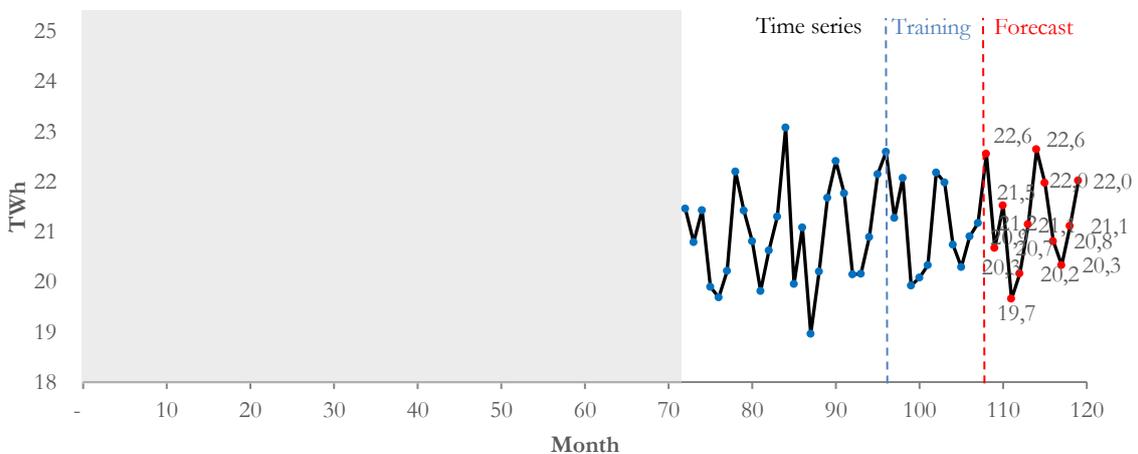


Figura 72: Trend, forecast and 2018 demand comparison

Para la estimación de la demanda mensual de 2019 seguiremos empleando la técnica de mínimos cuadrado proyectando el nivel y luego de agregando la tendencia y volver a estacionalizar por período. Tras este proceso podemos ver los resultados en la Figura 73 y donde se compara la proyección aplicando dos escenarios de series históricas, uno tomando los 3 últimos años, recomendado para series a corto plazo y el segundo el que venimos analizando de 10 años con mayor robustez para previsiones a medio.



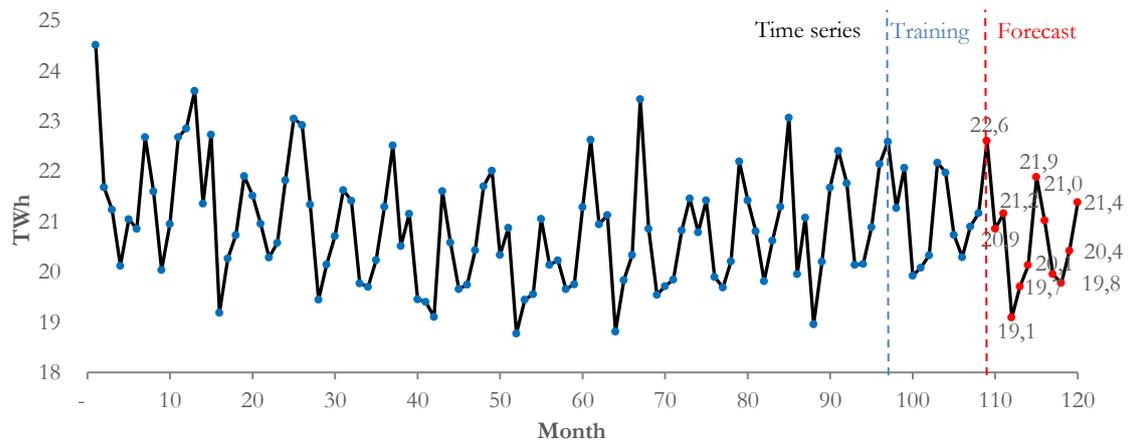


Figura 73 Demand forecast 2019 using 3 vs 10 years

Si nos quedamos en el análisis de 2019 exclusivamente, el error aportado por el primero es ligeramente inferior $-0,04\%$ para el entrenamiento realizado en 2018, vs $-0,33\%$ visto. En este ejercicio se ha mantenido constante los factores de ajuste alfa, beta y gama, pero podríamos haber realizado un proceso de mayor ajuste, modificando hasta obtener una variación menor al 4% ó 5% , valores para los que se puede considerar que nuestros parámetros se encuentran debidamente calibrados, en nuestro caso ambos se sitúan por debajo del $0,5\%$.

Otra de las ventajas del modelo de Holt-Winters es que permite ajustar el pronóstico a medida que van apareciendo los datos reales, los mismos corregirán como dato de entrada las series haciendo de este método un proceso dinámico de actualización del pronóstico.

Las series temporales presentan comportamientos diferenciados dentro la tendencia, a modo de variaciones dentro del año. En este apartado nos vamos a centrar en la estacionalidad, entendemos estas como la fluctuación dentro de un año o temporada de factores climáticos.

Tal y como vimos en capítulos anteriores la relación entre los cuatro componentes de una serie temporal podrá venir de la mano de modelos multiplicativo y aditivos, reflejando los primeros la independencia entre ellos frente a los segundos cuya resulta depende.

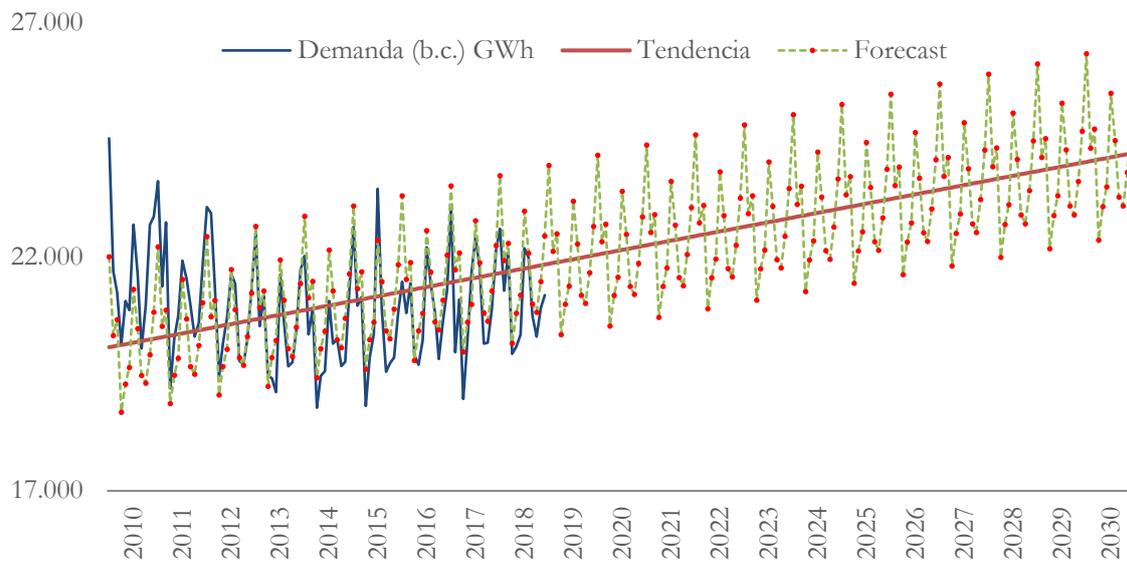


Figura 74 Demand Forecast 2019-2030

La estacionalidad, o movimientos de corto plazo, aparece reflejada por los dientes de sierra observados al visualizar el periodo mensual, mientras los ciclos, aparecen observados en al menos tres ocasiones, en periodos de carácter plurianual: entre 1990 y 2000 de crecimiento, entre 2000 y 2008 de contracción derivado de la crisis financiera en el periodo y la última década de recuperación a menor ritmo condicionado por la aparición de la eficiencia energética, véase Figura 45 como apoyo a esta justificación. Estas variaciones cíclicas presentan alteración respecto a lo esperado en la tendencia.

Cuanto mayor es la serie temporal de observaciones, mayor es la probabilidad de que se muestren series de comportamiento no estacionario (Straškraba, 2007). Si comparamos diferentes métodos de proyección podemos apreciar resultados similares.

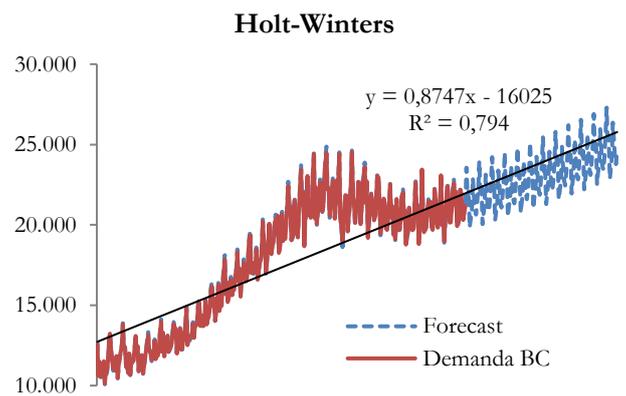
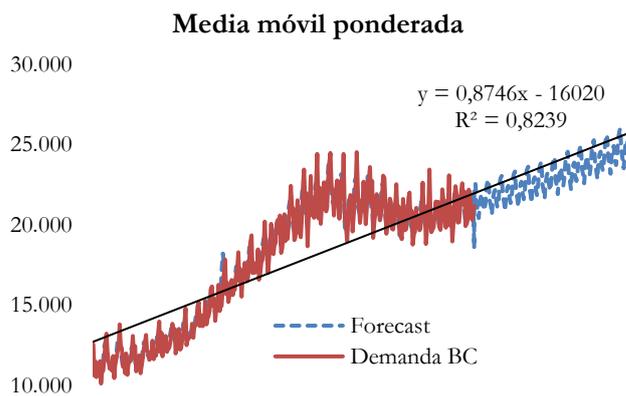
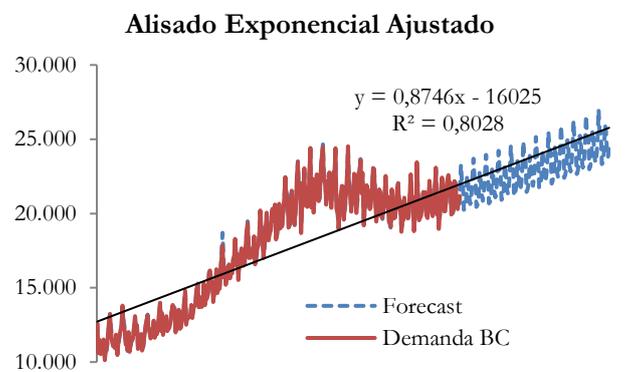
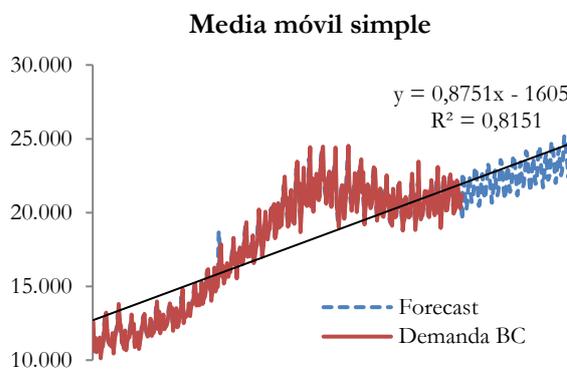
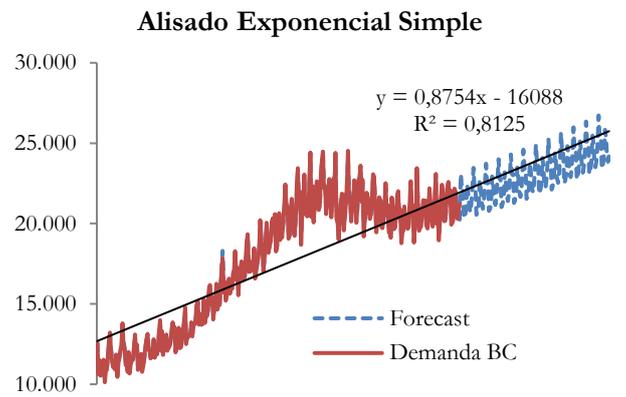
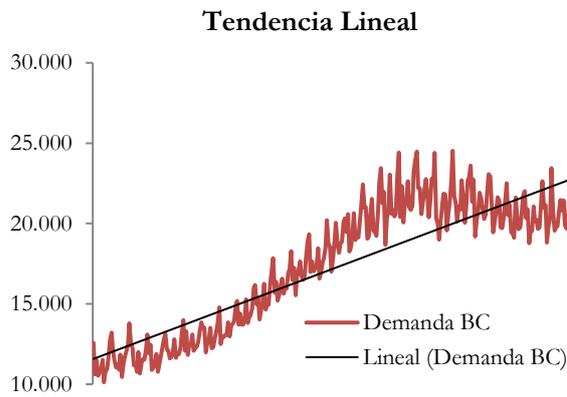


Figura 75 Forecast Models Demand GWh 1990-2030 ($\alpha = 0,8$, $\delta = 0,1$ y $\gamma = 0,2$)

En este capítulo podremos entender como el nuevo modelo energético futuro, una vez identificada la demanda proyectada por meses. Al igual que se producen mayores ventas de productos como el helado en verano la demanda eléctrica sufrirá variaciones estacionales por el calor y el frío. Éstas variaciones cíclicas a lo largo del tiempo podrán tener un carácter predecible que en la Figura 74 aparece recogido bajo el concepto de forecast.

Existe una relación clara entre la variación mensual y el efecto de temperaturas, como mencionamos anteriormente, por ello vamos a tratar de identificar las pautas climáticas de España en sus diferentes zonas climáticas y evaluando los impactos derivados de la climatización y la calefacción, lo veremos en el apartado siguiente.

EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda de energía de una sociedad tiene una clara dependencia respecto a su evolución económica y del mayor o menor grado de eficiencia energética de las tecnologías que intervienen en su uso. Pero existen otras causas que provocan variaciones ocasionales sobre la demanda energética, como son las relacionadas con el clima y dentro de ellas destacaremos las variaciones de temperatura. Para autores como Henry Dryar el consumo depende de la actividad económica y condiciones climáticas (Dryar, 1944), ameritando ser el primero en introducir el concepto de demanda base, como aquella parte de la demanda que no se debe, entre otras causas, a las variables atmosféricas.

La relación entre temperatura y demanda energética es no lineal, como puede apreciarse en la siguiente Figura 76. En dicha relación se compara la evolución histórica mensual de los 10 últimos años (2007-2017) de demanda eléctrica peninsular y las temperaturas medias por mes.

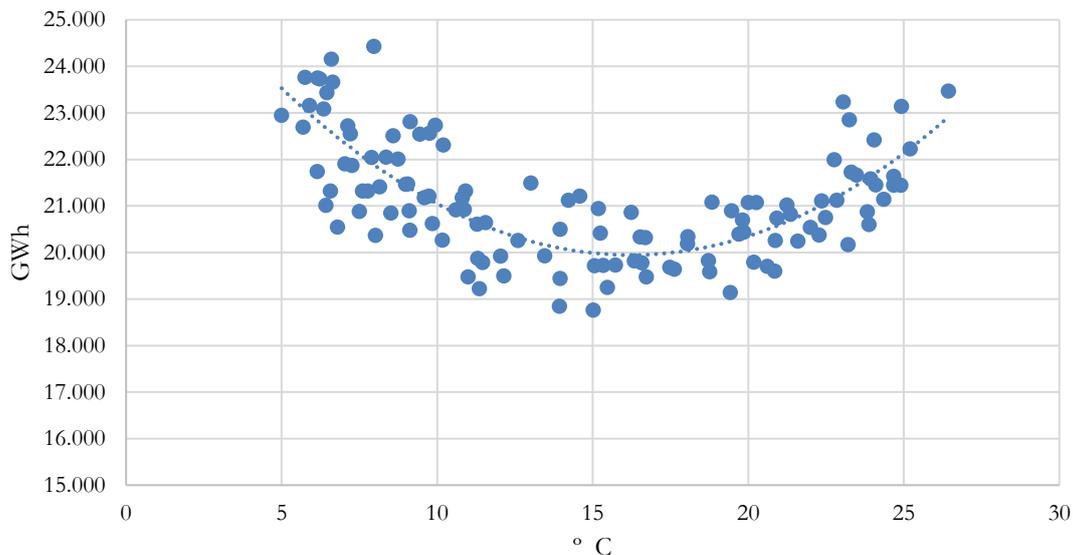


Figura 76 Electric peninsular demand, (Spain 2007-2016) vs average air temperature

Respecto a un valor central de 15° C, existe un comportamiento diferenciado en los meses de frío respecto a los del calor, efecto de reacción frente a la denominada “temperatura de confort” que observamos en la zona central.

La calefacción y refrigeración en los edificios es responsable de una gran parte del uso de la energía, aproximadamente un 48% del consumo energético residencial, (IDAE & Ministerio de Industria, 2011) alcanzando casi un 65% en unifamiliares frente a un 33% en viviendas ubicadas en edificios, como puede verse en la Figura 77.

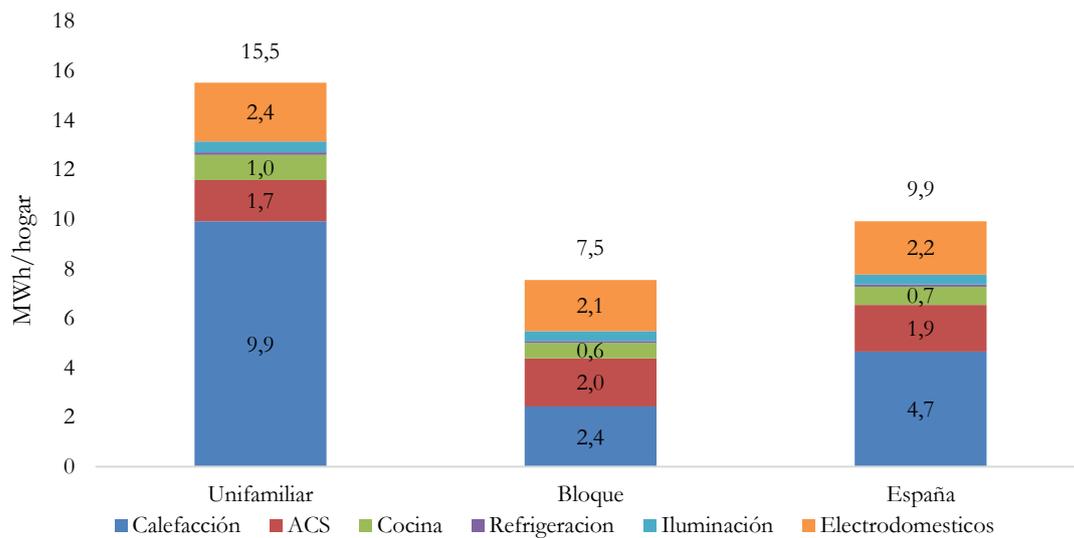


Figura 77 SPAHOUSEC. Analysis of the Energy Consumption in the Spanish Households

En 2015, con casi un 44% de energía empleada para la climatización, tenemos que considerar las diferencias de temperatura como variable clave. Por un lado, los días fríos del año, también denominados HDD (del inglés Heating Degree Days) caracterizados por un uso intensivo de calefacción y por otro, aunque en menor proporción, días de calor denominados CDD (Cooling Degree Days), con un uso intensivo de aire acondicionado.

En la Figura 78 podemos observar el número de días donde se han superado las temperaturas de línea base para HDD y CDD, se sitúa en 15.5 ° C y 24 ° C, respectivamente, según la metodología empleada por EUROSTAT, y un enfoque desarrollado por el UK Met Office.

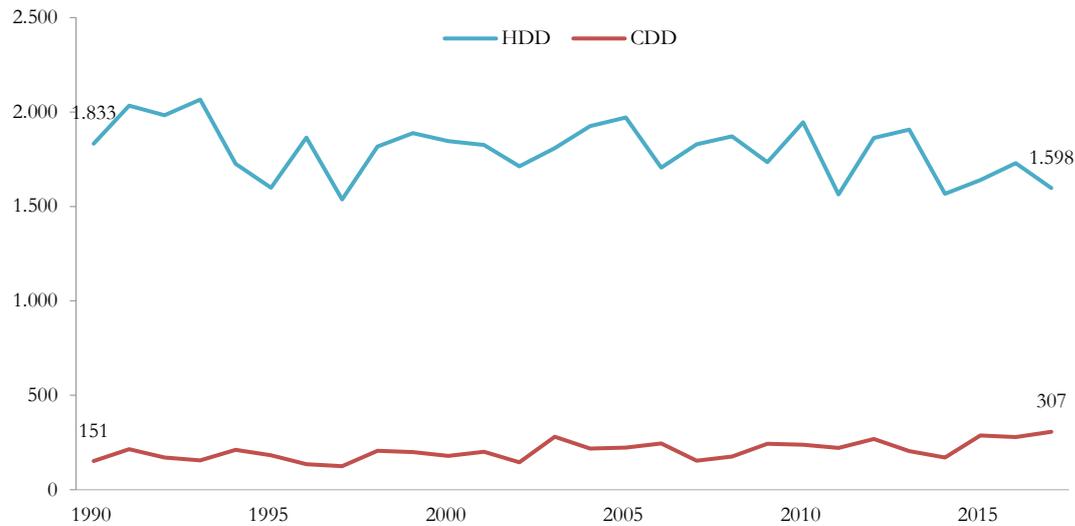


Figura 78 HDD vs CDD days in Spain (1990-2016)

Este enfoque no solo emplea las temperaturas medias (T_m), sino además las mínimas (T_n) y máximas (T_x), lo que permite una mayor precisión. Las temperaturas mínimas son más relevantes que las medias a la hora de medir las necesidades de calefacción, al igual que las temperaturas máximas respecto a la climatización.

Recientes trabajos (Wenz, Levermann, & Auffhammer, 2017) miden los impactos del aumento de temperaturas debido al cambio climático, hecho que cambiará los patrones de consumo energético. El principal mecanismo de adaptación de los humanos para combatir las altas temperaturas es refrigerar el interior de los edificios, lo que requiere consumir mayor cantidad de electricidad. Se trata de un fenómeno que tendrá mucha vinculación a la latitud, y en países de la zona sur de Europa como España, verán como a finales de siglo aumentan en algo más de un 5,6% dichas necesidades por aumento de CDD. Por otro lado los consumos energéticos vinculados a la calefacción, y comenzando por las zonas del norte de Europa verán como reducen su necesidad energética, fundamentalmente basada en gas y biomasa, debido a la reducción de días donde se cae por debajo de la temperatura media que delimita los días tipo HDD, tal y como observamos en la tendencia de España de la Figura 78. Los datos de HDD y CDD se presentan como sumas de temperatura en $^{\circ}\text{C}$ x días.

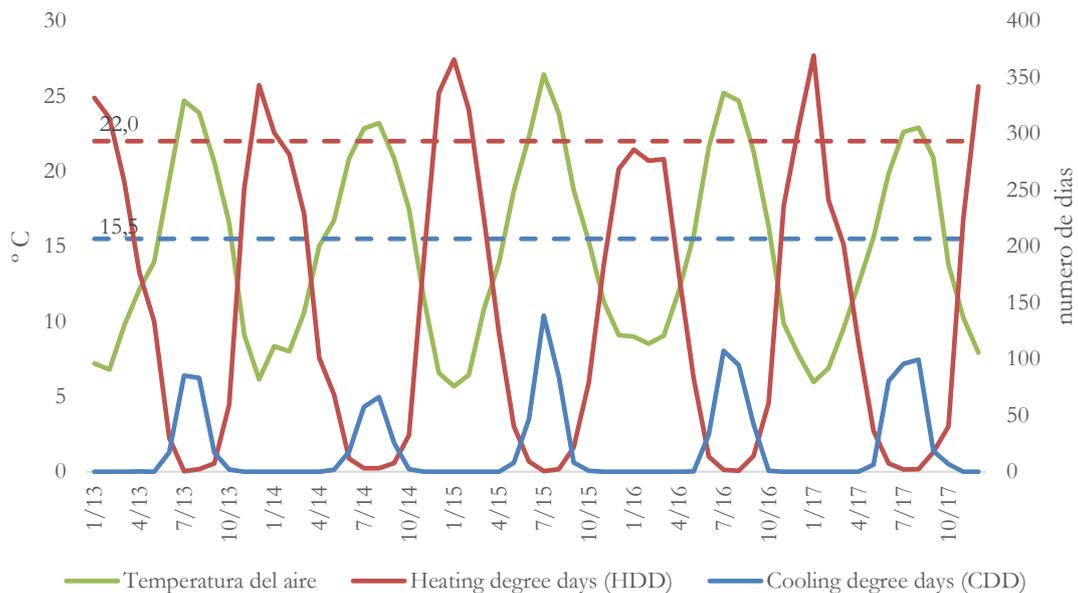


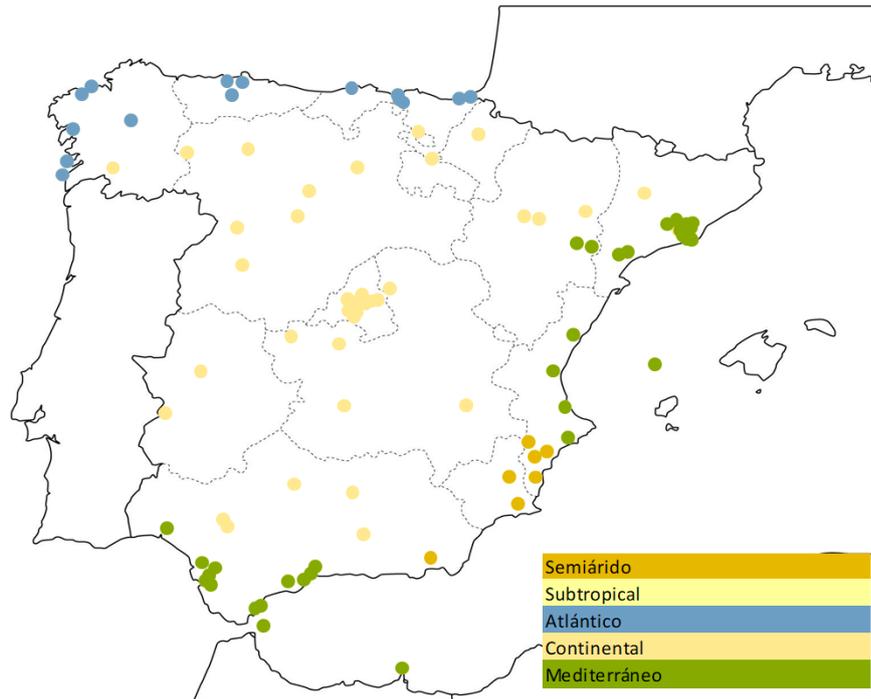
Figura 79 HDD y CDD vs air temperature (5 years)

El estudio del clima es clave por su impacto en la de confortabilidad de viviendas y espacios de trabajo, sin embargo, el consumo energético no reaccionará de la misma forma pues también depende de una gran cantidad de factores, en particular el diseño del edificio, los precios de la energía, el nivel de ingresos por habitante y aspectos de comportamiento.

EL CLIMA EN LAS CIUDADES ESPAÑOLAS

El clima de España se encuentra dividido por zonas predominando el clima continental seguido del oceánico (Mediterráneo y Atlántico).

En las últimas décadas se está produciendo un avance considerable en el conocimiento científico del sistema climático. La Agencia Estatal de Meteorología, AEMET, ofrece información climática relativa al pasado (AEMet, 2012), de observación y predicción. En un reciente estudio “Energía y ciudades” de ENERCLUB, el autor refleja el comportamiento climático de las 109 ciudades mayores de 50.000 habitantes, como podemos ver en la figura.



Tipo	Climas	Ciudades (ordenadas por población)
S	Semiárido	Murcia, Alicante/Alacant, Elche/Elx, Cartagena, Almería, Torrevieja, Elda.
T	Subtropical	Las Palmas, Santa Cruz de Tenerife, San Cristóbal de la Laguna, Telde, Santa Lucía de Tirajana, Arrecife.
A	Atlántico	Bilbao, Vigo, Gijón, A Coruña, Oviedo, San Sebastián/Donostia, Santander, Barakaldo, Lugo, Santiago de Compostela, Pontevedra, Avilés, Getxo, Ferrol, Irún.
C	Continental	Madrid, Sevilla, Zaragoza, Córdoba, Valladolid, Vitoria/Gasteiz, Granada, Badalona, Móstoles, Alcalá de Henares, Pamplona/Iruña, Fuenlabrada, Leganés, Burgos, Getafe, Albacete, Alcorcón, Logroño, Badajoz, Salamanca, Lleida, Dos Hermanas, León, Torrejón de Ardoz, Parla, Jaén, Alcobendas, Ourense, Girona, Cáceres, Las Rozas de Madrid, Coslada, Talavera de la Reina, Cornellà de Llobregat, Pozuelo de Alarcón, Guadalajara, Toledo, San Sebastián de los Reyes, Palencia, Manresa, Ciudad Real, Majadahonda, Ponferrada, Zamora, Cerdanyola del Vallès
M	Mediterráneo	Barcelona, Valencia, Málaga, Palma de Mallorca, L'Hospitalet de Llobregat, Terrassa, Jerez de la Frontera, Sabadell, Castellón de la Plana/Castelló de la Plana, Huelva, Marbella, Tarragona, Mataró, Cádiz, Santa Coloma de Gramenet, Algeciras, Reus, San Fernando, El Puerto de Santa María, Sant Cugat del Vallès, Ceuta, Melilla, Sant Boi de Llobregat, Gandia, Fuengirola, Rubí, Benidorm, Sanlúcar de Barrameda, Torremolinos, Vilanova i la Geltrú, Viladecans, Castelldefels, La Línea de la Concepción, El Prat de Llobregat, Granollers, Mollet del Vallès.

Tabla 10 109 spanish cities based on clima

Podemos clasificar las ciudades bajo la siguiente comparativa que presenta el consumo energético anual por hogar y agrupaciones de clima. El consumo eléctrico de las ciudades presenta un comportamiento más rígido y homogéneo (menos elástico) ante las variaciones de

los 5 tipos de clima. La climatización se realiza actualmente y casi exclusivamente a través de la electricidad, pero como vimos en la Figura 77 no representa más de un 1% del consumo energético total del hogar y un 10% del consumo eléctrico.

En el ámbito de los electrodomésticos, la utilización de equipos de mayor eficiencia (A +++) en lugar de baja eficiencia (Clase D) producen ahorros que oscilan entre el 50% y el 75% de energía consumida, por lo que, pese al comportamiento desacoplado del clima, siempre aparecerán oportunidades importantes de reducción de consumo eléctrico.

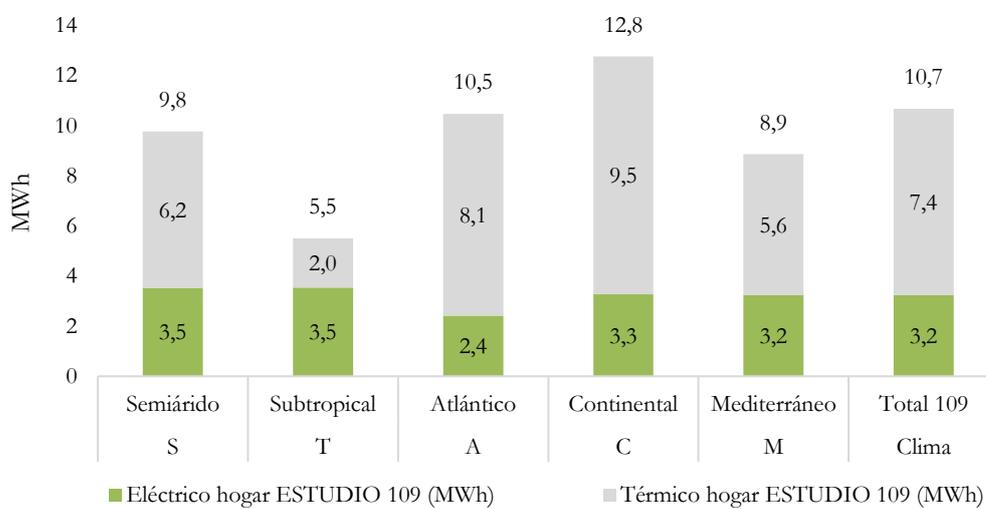


Figura 80 Summary energy consumption & clima

Los usos térmicos, calefacción de espacios y agua caliente sanitaria, son responsables del 70% de la energía de las 109 ciudades analizadas. Se entrega a los usuarios finales de diferentes maneras, bien sea por calderas individuales (alimentadas por petróleo, gas, carbón y electricidad) o calefacción urbana, menos extendida en nuestro país. Los edificios diseñados hacia la eficiencia energética en calefacción, podrían conseguir entre el 50% al 80% de ahorro energético sobre el consumo de edificios convencionales.

Para la distribución de ciudades en la clasificación por climas de la Tabla 10, se ha efectuado una distribución atendiendo a los aspectos térmicos y de pluviometría. De esta forma

conseguimos clasificar las poblaciones en base a 5 Índices que aparecen analizados en su formulación y significado en la siguiente Tabla 11.

Fórmula	Descripción	Valor
$I_l = \frac{R}{T}$	Índice de Lang (pluviosidad), índice de aridez que consideran las precipitaciones R = Precipitación total anual (mm), como fuente de agua y las temperaturas T = temperatura media anual (°C), indicando la capacidad de evaporación del clima). Los valores representan: 0 – 20 Desiertos, 20 - 40 Árida, 40 - 60 Húmedas de estepa y sabana, 60 - 100 Húmedas de bosques claros, 100 - 160 Húmedas de grandes bosques y > 160 Per húmedas con prados y tundras	S=15,3 T=21,1 A=88,5 C=32,3 M=34,1 MED=38,9 Árida
$I_m = R/(T + 10)$	Índice de Martonne (aridez), de naturaleza similar al índice anterior y expresado con las mismas variables El rango representa: 0 - 5 Desiertos (Hiperárido), de 5 - 10 Semidesierto (Árido), 10 - 20 Semiárido de tipo mediterráneo, 20 - 30 Subhúmeda, 30 - 60 Húmeda y > 60 Perhúmeda	S=9,9 T=11,2 A=51,0 C=19,1 M=21,4 MED=23,2 Sub húmeda
$I_{dr} = \frac{100 \times T}{R}$	Índice Dantin-Revenge (termopluviométrico) Siendo < 2 Vegetación Forestal Húmeda, de 2 a 3 Vegetación Forestal Sub-Húmeda, de 3 a 5 Vegetación adaptada a la aridez, Bosque y matorral esclerófilos, de 5 a 6 Vegetación adaptada a la aridez, Estepas y matorral árido o sub-desértico	S=6,7 T=9,5 A= 1,2 C=3,4 M=3,1 MED=3,5 aridez
$I_c = \frac{A}{1} + \frac{1}{3L}$	Índice Currey (continentalidad). Dependiente de la Amplitud térmica y Latitud. A = Amplitud térmica (diferencia entre mes más cálido y el más frío de las temperaturas medias, en °C), L = Latitud (grados). Los valores de referencia: entre 0 y 0,6 Hiperocéánicos, entre 0,6 y 1,1 Oceánicos entre 1,1 y 1,7 Subcontinentales, entre 1,7 y 2,3 Continentales 2,3 y 5 Hipercontinentales	S=1,2 T=0,7 A=0,7 C=1,3 M=1,1 MED=1,1 Oceánico
$I_k = (T_{10} - T_4) \times \frac{100}{A}$	Índice Kerner Siendo T ₁₀ = Temperatura media de octubre, T ₄ = Temperatura media de abril, A = Amplitud térmica. Si k es mayor a 30 el clima es oceánico, si es menor no será oceánico.	S=20,9 T=36,2 A=30,6 C=15,3 M=24,5 MED=22,0 No Oceánico

Tabla 11 Climate Index formulation

Capítulo VII: ENERGÍA Y CLIMA

NUEVOS COMBUSTIBLES: SOL, VIENTO Y LLUVIA

La mayor parte de las fuentes de energía renovable (excepto mareomotriz y geotérmica), provienen, en último término, del sol. Nuestro sol irradia hacia la Tierra 174 Peta vatios ($1,74 \times 10^{17}$ vatios) de energía por hora. Esta energía procede de un proceso de fusión nuclear a más de 15 millones de °C dentro del núcleo solar transformando hidrógeno en helio. Una enorme cantidad de energía, recibida durante millones de años, que también ha provocado la transformación de la biomasa en reservas subterráneas de combustibles fósiles.

La Tierra recibe energía del sol en forma de radiación a través del espacio interestelar y la atmósfera. La constante solar, 1.361 W/m^2 , o también $1,95 \text{ cal/ (cm}^2 \cdot \text{min)}$ es la recepción de energía solar por unidad de tiempo y superficie, aunque diferirá según la estación y posición del captador solar.

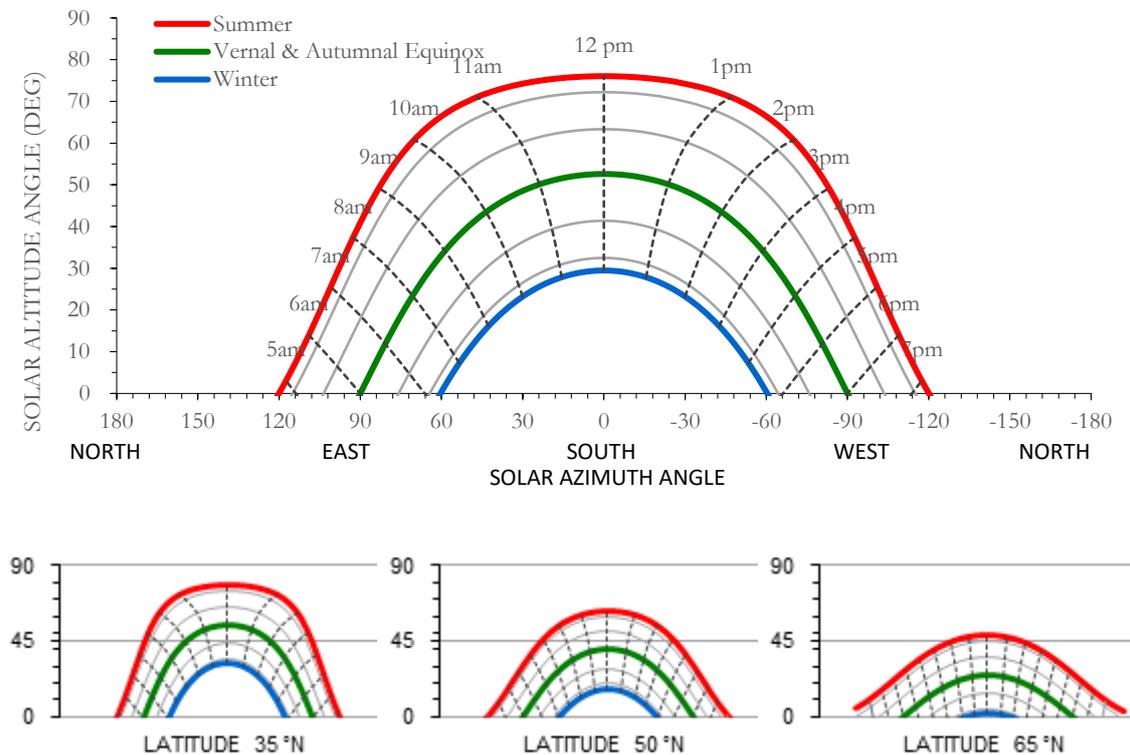


Figura 81 Solar radiation monitoring by latitude (Oregon Lab.2007)

El ciclo diario solar acompaña perfectamente a los hábitos del hombre, en las horas diurnas, dejando sin resolver la punta de consumo al atardecer, ver Figura 81.

Las distintas latitudes de la Tierra reciben, por su posición respecto al sol, diferente irradiación de energía por metro cuadrado. La mayor intensidad se concentra en las zonas que se sitúan en el ecuador, a latitud 0°, que son calentadas por encima de las zonas del resto del globo.

El sol en una hora produce más energía que las necesidades actuales de la tierra en un año. La Tierra recibe 23.000 TW/año, unas mil veces superior a las necesidades previstas del planeta para 2050 (Perez & Perez, 2009). El sol se convierte en la gran apuesta para abastecer la demanda energética, sin emisiones de gases efecto invernadero y con un coste variable mínimo.

Probablemente el avance más significativo en el uso de la energía solar haya sido el descubrimiento del efecto fotovoltaico. Las células fotovoltaicas (a menudo denominadas solares) pueden absorber fotones de luz emitiendo electrones o lo que es lo mismo directamente en electricidad (Lynn, 2010), a partir del efecto fotovoltaico, cuya observación fuera realizada en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891).

El material empleado, el silicio (Si), representa más de la cuarta parte de la corteza terrestre y el segundo elemento, en abundancia, tras el oxígeno. Una placa tiene una vida útil que puede superar los 25 años sin pérdida de potencia, produciendo en dicho periodo entre 10 y 20 veces la energía empleada en su fabricación. A la abundancia y sostenibilidad de esta tecnología, se añaden las innovaciones que han dado lugar a la reducción de costes y mejora de eficiencia. Durante la pasada década los precios unitarios de los paneles fotovoltaicos por vatio han seguido descendiendo a un ritmo del -16% siguiendo una curva de aprendizaje (Nemet, 2006).

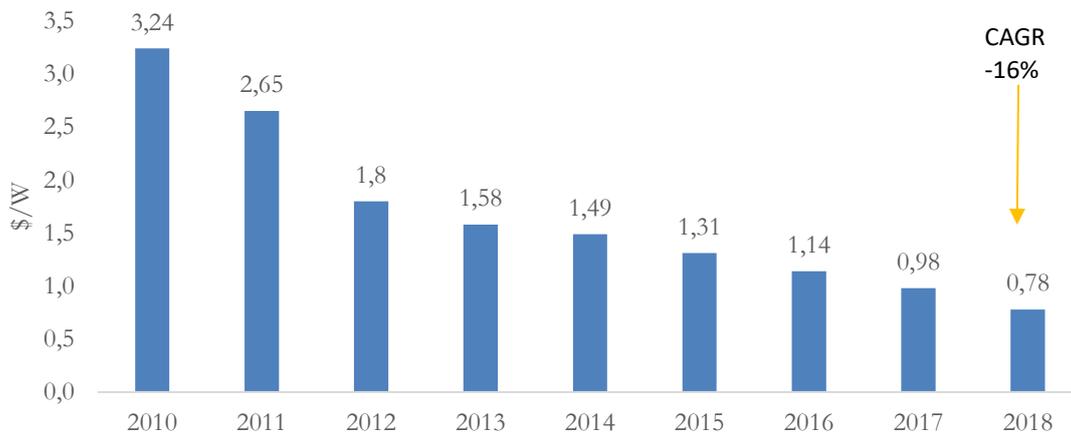


Figura 82 Fotovoltaics utility cost (\$/W)

De esta observación podemos extraer una ley similar a la Ley de Moore, la denominada Ley de Swanson (Swanson, 2006) por la que el precio se ha ido reduciendo un 20% cada vez que se ha duplicado el volumen de ventas mundiales. Los sistemas fotovoltaicos están logrando en el último año precios un 25% más baratos que los dos anteriores, véase Figura 82 siguiente, y una ratio de aprendizaje medio del 16% desde 2010 a 2017. La energía solar ha alcanzado una inversión global de 161 mil millones de \$, con un crecimiento del 18% interanual.

Por otra parte la mejora de la eficiencia viene limitada por una referencia en torno al 33,7% (Shockley & Queisser, 1961). Las células fotovoltaicas logran transformar energía lumínica utilizando como semiconductor el silicio (Si), necesitando un grado de pureza muy elevado para realizar este proceso con una eficiencia entre el 16% del silicio amorfo hasta un 24% del silicio monocristalino, Figura 83.

Las células solares de primera generación, basadas en silicio cristalino, son las que predominan en el mercado con eficiencias entre el 15% y el 25%; precios económicos y muy fiables, pues han sido probadas durante décadas. Las tecnologías solares de segunda generación, o solares de película fina, utilizan materiales diferentes como el cadmio y telurio. Su precio es superior, pero con una mayor eficiencia en laboratorio, de un 22% al 25%, en condiciones de poca luz.

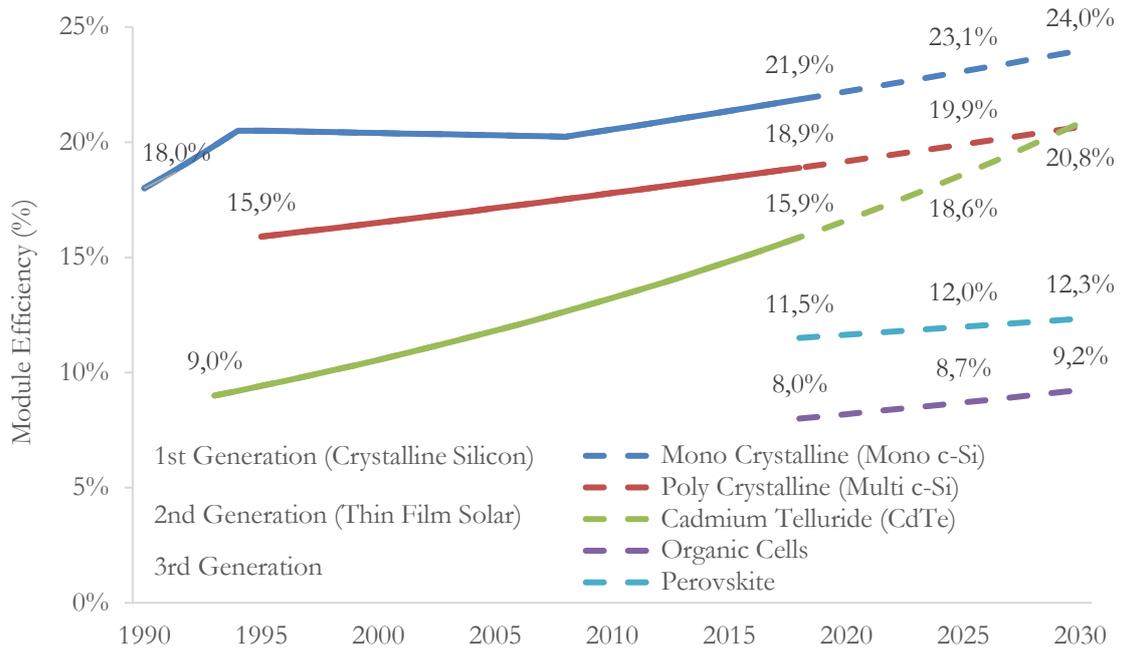


Figura 83 Best PV module efficiencies (NREL 2018)

En 2018 el mundo superaba los 488 GW de potencia fotovoltaica, cada vez podemos ver de forma más frecuente las instalaciones fotovoltaicas. Un proceso exponencial, centrado en la presente década, instalando cada año casi un tercio más que el anterior. El 83% de esta nueva capacidad solar fotovoltaica se concentra en 10 países, destacando China por tamaño.

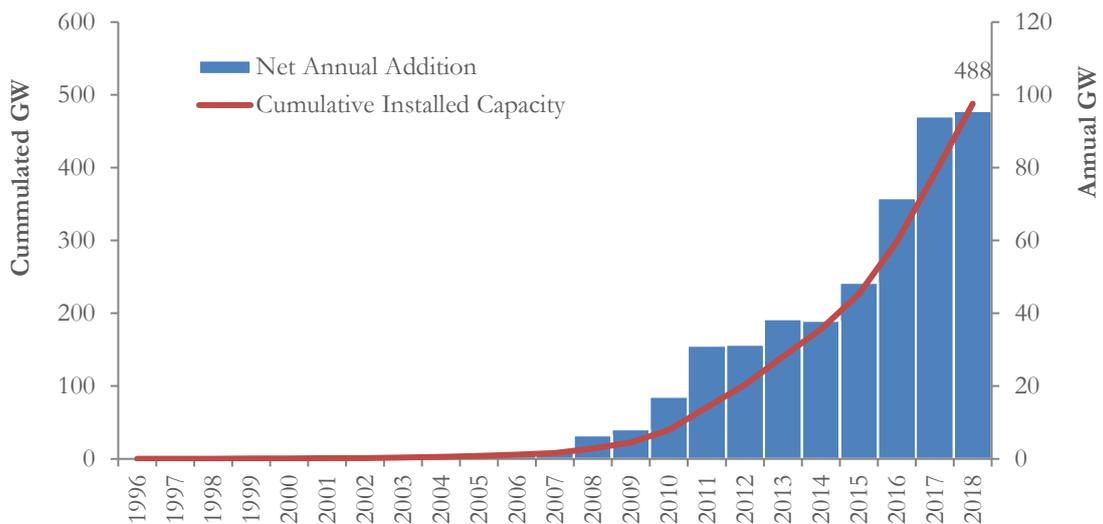


Figura 84 Worldwide Solar Photovoltaics installations (MW)

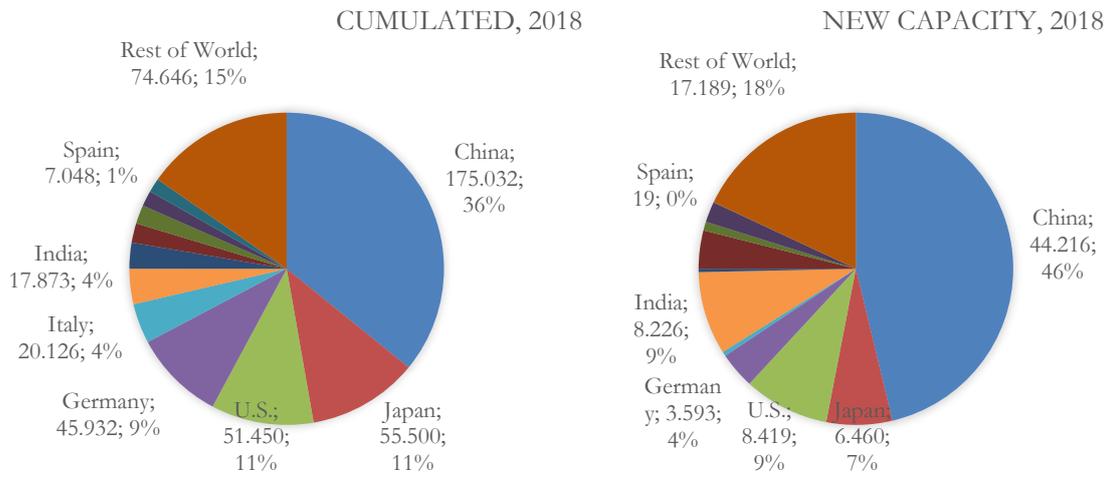


Figura 85 Solar Photovoltaics Top10 countries (MW &% share)

La fuerte predominancia de China, con 175 GW acumulados y sumando casi de la mitad de las de las nuevas adiciones de 2018, Figura 85. China representó casi un 30% de las inversiones en energía limpia con 100 mil millones de \$ liderando con casi la suma de los tres siguientes países.

Los 488 GW fotovoltaicos instalados han dado a nivel mundial una producción eléctrica de 585 MWh como se puede comprobar, en su evolución, en la siguiente Figura 86:

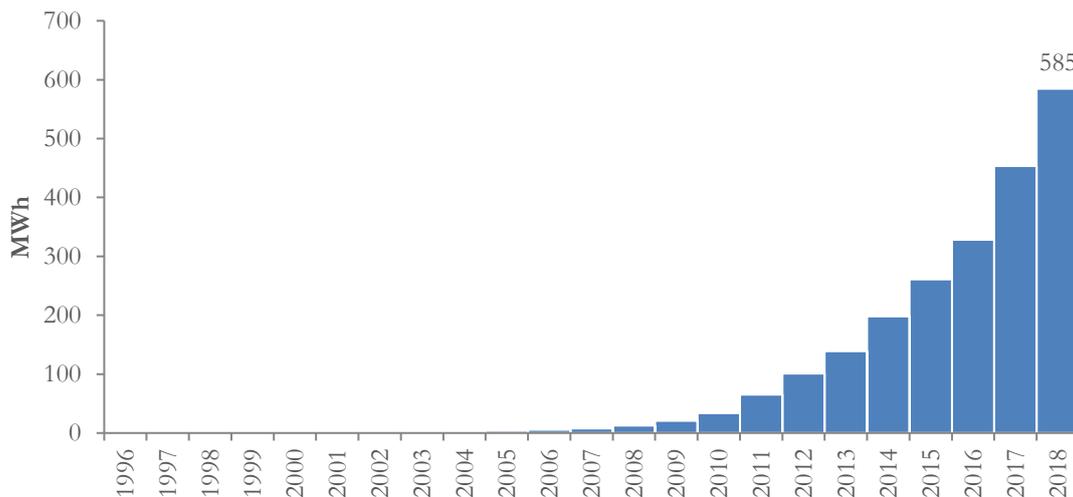


Figura 86 World Annual SPV Generated Electricity (MWh)

La energía recibida en la Tierra desde el Sol es abundante y renovable. El hombre viene utilizándola desde hace miles de años y a futuro podemos aprovechar esta energía para la demanda eléctrica, de forma pasiva o fotovoltaica junto con la solar de concentración. También para las necesidades térmicas o de agua caliente sanitaria.

La innovación va a provocar una generalización de su uso, en formas novedosas como tejas, pinturas, integradas en los edificios, y con un descenso continuado de precios que la pueden llevar a que cada edificio, farola o elemento que pueda estar expuesto al sol reciba una parte significativa de su consumo por esta fuente.

En el informe de seguimiento de los objetivos de renovables a 2017 de la Unión Europea, España alcanzó un 17,5% respecto al objetivo fijado del 20% en el año 2020 por la Directiva 2009/28 CE. España se encuentra bien encaminada hacia el cumplimiento de los objetivos de energías renovables en el año 2020. A esto añadimos el resultado de las subastas que van a añadir en el año 2019 aproximadamente 7.387 MW de Solar fotovoltaica y eólica. Pero no siempre ha seguido un camino fácil, podemos seguir la trayectoria en la Figura 87.

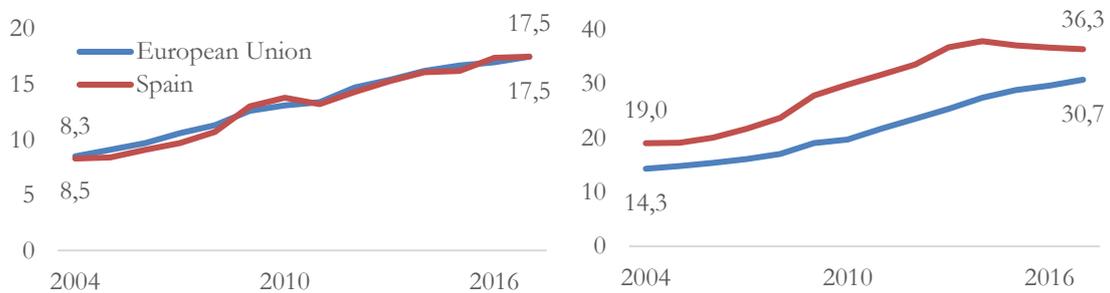


Figura 87 Share of renewable energy in gross final energy consumption (%) & Share of renewable energy in electricity (%)

En sus intensos comienzos tras el Real Decreto 661/2007 que regulaba la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial creando unos incentivos al despliegue de renovables en un momento inicial de estas tecnologías, generando un sobrecoste al conjunto del sistema que aún sigue suponiendo un importe pagado por la tarifa eléctrica. En la actualidad las perspectivas de ser alcanzado son altas gracias a las subastas de renovables realizadas Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre alcanzando un total de 700 MW (200 MW biomasa y 500

MW eólico), por la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril con 3.000 MW eólicos y Real Decreto 650/2017, de 16 de junio con 5.000 MW (3.900 MW fotovoltaicos y 1.100 MW eólicos).

En energía solar España ocupa la décima posición a nivel mundial y hasta la fecha hemos sufrido la ralentización de este sector fundamentalmente por el vaivén regulatorio que ha generado incertidumbre inversora. Nuestra latitud tiene un valor de irradiación de 1.800 kWh/m² horizontal, alcanzando en las mejores condiciones de inclinación 2.300 kWh/m². Utilizando una de las herramientas puestas a disposición por la Comisión europea JRC (simulador <https://goo.gl/3kuaax>) para la posición geográfica de Sevilla, latitud 37.429 y longitud -6.004, podríamos llegar a producir anualmente por megavatio fotovoltaico instalado hasta 1.660 kWh, con una recepción anual de 2.141 kWh/m² y MW con máximo de 235 kWh/m² de media en julio, y mínima en diciembre de 122 kWh/m², casi la mitad del valor máximo, véase Figura 88.

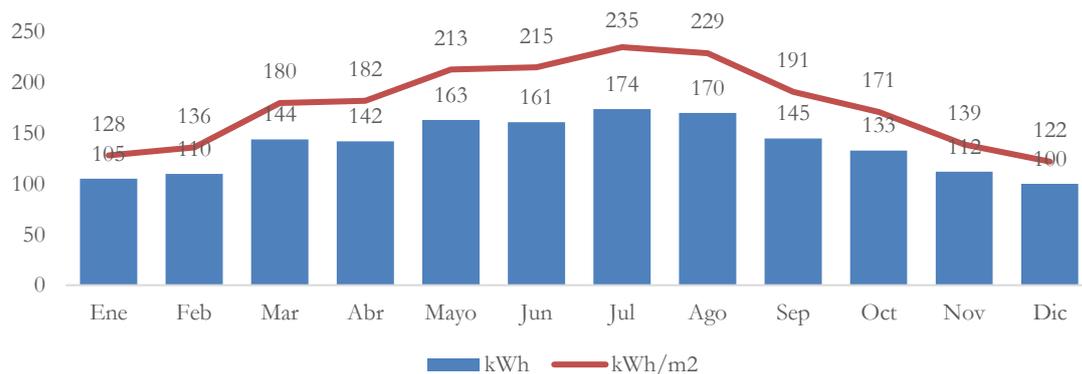


Figura 88: PV energy output (kWh) & in-plane irradiation (kWh/m²) PVGIS-CMSAF DB (LAT 37.429, LON -6.004)

La irradiación solar puede ser considerada la base fundamental de las futuras energías sostenibles. Nuestra ubicación, latitud 37, presenta una situación privilegiada en relación al sol, y que permitirá aprovechar esta fuente con mayor rendimiento que cualquier otro país de la Unión Europea, (Latitudes de París 49, Berlín 53, Oslo 60). En España más del 80% de la capacidad instalada son plantas de gran tamaño (conocidas en inglés por “utility scale”), que cuentan con ventajas de fiabilidad y eficacia a un menor coste.

La fase inicial de integración de generación solar en nuestro mix se ha movido por maximizar la integración de la energía de plantas individuales, respecto a la demanda. La baja penetración de esta tecnología no aporta aun flexibilidad de manera coordinada ofreciendo al sistema regulación de frecuencias o servicios. En España podríamos decir que estamos en la versión más básica de la integración de energía solar en el sistema

Podemos ver la distribución por comunidades autónomas, junto a diferentes parámetros de producción y cobertura de sus respectivas demandas. Su evolución presenta diferentes visiones, pudiendo destacar el liderazgo en cuanto a potencia y producción la comunidad de Castilla-La Mancha, seguida de Andalucía. El mayor grado de cobertura de su demanda se alcanza en Aragón, con un 18%, tal y como podemos ver en la Tabla 12.

Fotovoltaica	GWh	%	MW	%	horas medias	Factor utiliz	% Dem
Castilla-La Mancha	1.745	21%	925	20%	1.887	22%	12%
Andalucía	1.584	19%	879	19%	1.803	21%	14%
Extremadura	1.120	13%	564	12%	1.985	23%	3%
Castilla y León	900	11%	495	11%	1.816	21%	5%
Murcia	775	9%	437	9%	1.772	20%	7%
C. Valenciana	544	6%	349	7%	1.560	18%	1%
Cataluña	421	5%	267	6%	1.579	18%	8%
Navarra	316	4%	161	3%	1.966	22%	1%
Aragón	311	4%	169	4%	1.844	21%	18%
Canarias	274	3%	167	4%	1.635	19%	3%
La Rioja	140	2%	86	2%	1.630	19%	1%
Baleares	123	1%	80	2%	1.540	18%	1%
Madrid	92	1%	64	1%	1.445	16%	1%
País Vasco	31	0%	27	1%	1.163	13%	1%
Galicia	21	0%	17	0%	1.251	14%	0%
Cantabria	2	0%	2	0%	887	10%	1%
Asturias	1	0%	1	0%	823	9%	0%
Total nacional	8.398	100%	4.688	100%	1.791	20%	3%

Horas medias = MW x 8.760 horas/GWh

Factor de utilización= horas medias/8.760 horas

% Demanda= Demanda en b.c. cubierta por la tecnología

Valor cero para Melilla y Ceuta

Tabla 12 PV capacity installed and energy 2018 in peninsular electrical system by region. CNMC 2018

La potencia solar instalada tiene un factor de utilización (o capacity factor) del 20% de las horas.

$$CF \text{ (Capacity factor)} = \frac{\text{anual energy production} \left[\frac{MWh}{\text{year}} \right]}{\text{Capacity} [MW] \times \text{Time} \left[8760 \left[\frac{\text{hours}}{\text{year}} \right] \right]}$$

Su porcentaje de cobertura de la demanda es bajo, salvo en algunas comunidades, pero aun con valores muy lejanos a valores que puedan dar problemas de integración con la demanda.

España necesita desarrollar desde ahora hasta 2030 aproximadamente la décima parte de la potencia desplegada a nivel mundial, unos 42 GW y en este momento estamos en 5 GW.

Si comparamos la planta instalada vs irradiación solar podemos apreciar un grado de estacionalidad elevado y predecible. Su variabilidad recomienda el seguimiento de sistemas meteorológicos aprovechando las capacidades Big Data tipo MERRA (Schnase et al., 2017) y MERRA-2 (Gelaro et al., 2017) sobre datos captados por satélites que nos van a permitir realizar las simulaciones futuras aprovechando los resultados del proyecto European Climatic Energy Mixes (ECEM) y el demostrador C3S Project (Troccoli et al., 2018). Este demostrador crea una herramienta de visualización para las variaciones de clima y energía en Europa, cubriendo tanto la evolución histórica, como para pronósticos estacionales y de largo plazo basados en simulaciones EURO-CORDEX (Jacob et al., 2014) y diferentes versiones de temperatura global del planeta (RCP4.5 y RCP8.5).

Partiendo de los datos climáticos recopilados para España: temperatura, precipitaciones, radiación solar, velocidad del viento y la presión del nivel del mar, se podrán comenzar a combinar con datos de energía: solar, eólica, hidroeléctrica, y demanda de electricidad. Si comenzamos con la correlación de la entrada de potencia en España desde el año 2007 hasta 2018, y comparamos el resultado de la producción procedente de la misma con la irradiación global horizontal, obtenemos un claro acoplamiento de curvas que de manera cíclica y con puntas en verano de cada año, permiten establecer un horizonte de pronóstico con exactitud.

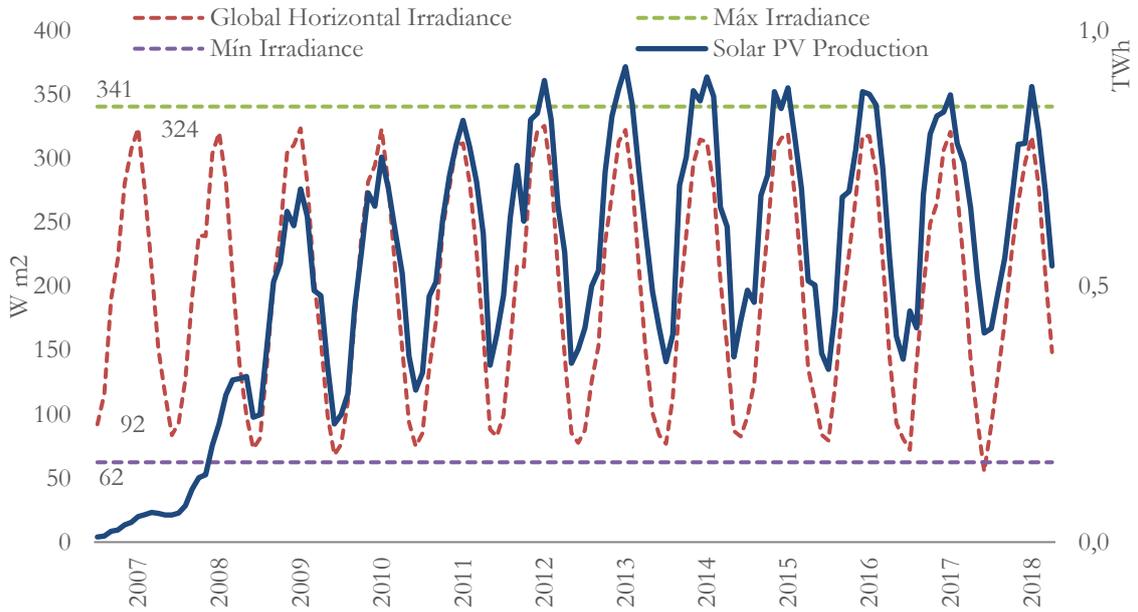


Figura 89 Solar Production vs Global Irradiation (2007-2018)

Haciendo un zoom sobre esta tecnología en los diferentes meses del año, con la producción de los tres últimos, muestra un ritmo constante de producción, que de forma cíclica se mueve entre la máxima irradiación en los meses de verano y la mínima en los meses de invierno.

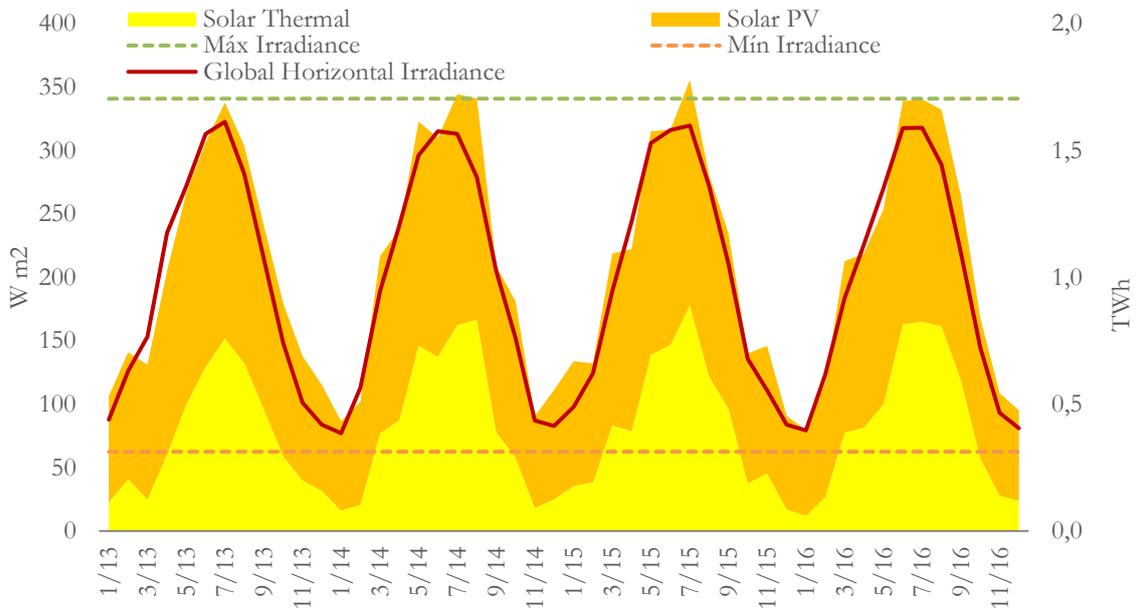


Figura 90 Production vs solar radiation by month (2013-2016)

La energía aportada al sistema aun presenta un bajo porcentaje, del 3,3% de solar fotovoltaica y un 2,2% de solar térmica, esta última presenta aun un grado de madurez económica bajo, pues los costes nivelados (en inglés LCOE o Levelized Cost of Energy) ofrecen un valor último de entre \$98-\$181 (Astruc & Ruiz, 2011) muy por encima de la fotovoltaica actual \$40-\$46.

En un siguiente apartado (Metodología para predecir la variabilidad climática) veremos la modelización del ritmo solar, pero anticipamos el efecto de la entrada de potencia fotovoltaica para obtener de manera precisa la producción disponible por meses y años futuros. Con una potencia fotovoltaica de 5 a 42 GW en 2030 estaremos produciendo 81 TWh, pero con unas oscilaciones de 3 - 11 TWh en meses de menor a mayor irradiación solar a lo largo del año.

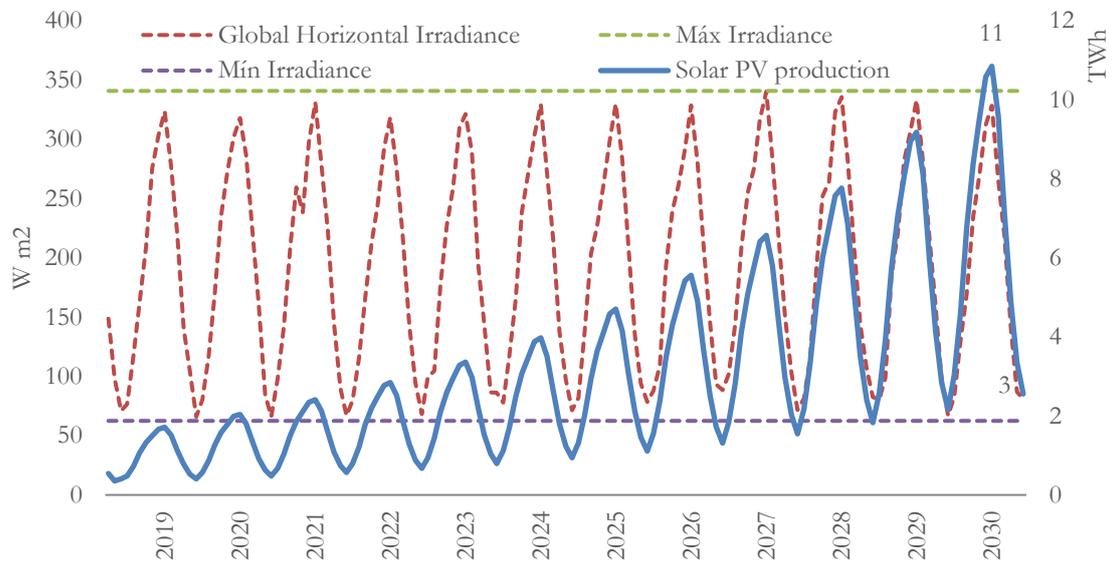


Figura 91 Fotovoltaics Energy Forecast (2019-2030)

El sol influye también en la formación del viento, el aire caliente siendo más ligero que el aire frío, subirá hasta alcanzar unos 10 km de altura, alejándose hacia el norte y hacia el sur y rebotando en los polos y regresando de nuevo hacia el ecuador. A esto se añade el efecto de la rotación del planeta, lo que genera nuevos fenómenos cíclicos, pero con pautas predecibles.

El hombre utiliza la fuerza del viento desde hace miles de años, posiblemente desde el periodo predinástico o arcaico del antiguo Egipto entre los años 3.200 al 2700 a. c. Las primeras

imágenes de barcos sobre el Nilo mostraban como el hombre dominaba la fuerza del viento para lograr mayor velocidad en sus desplazamientos.

La energía eólica, a diferencia de la solar presenta una mayor distancia de la demanda en términos diarios, sin embargo y como veremos se suele dar mayor producción en los meses de invierno, donde la predicción tendrá que realizarse con una anticipación de más corto plazo para evitar los vertidos que provoque una producción intermitente sin una demanda que absorba dicha energía. También en momentos de tormentas y fuertes vientos podremos tener interrupciones debido a la protección por velocidad que las turbinas utilizan para proteger el aerogenerador. La generación eólica suele estar más alejada de la distribución, se encuentra conectada a la alta tensión dependiendo directamente de la red de transporte.

Los costes de las energías solar fotovoltaica y eólica siguen bajando, frente a los precios del petróleo que a finales de 2018 alcanzaron los 80 \$/barril. A la energía eólica, aún le queda recorrido para seguir reduciendo sus costes, sobre todo en la tecnología offshore, con oportunidades derivadas del ahorro en la cimentación. No obstante, la energía eólica será la tecnología de menor coste en la presente década por debajo de otras.

La tecnología eólica presenta aun diferentes retos, por un lado, el aumento de potencia por generador, hemos visto como de forma continuada aumenta la potencia y diámetro de rotores logrando mayor producción de energía por cada emplazamiento. El tamaño y el tipo de turbinas eólicas instaladas en Europa variaron significativamente entre países. En promedio, los más potentes aerogeneradores onshore que se instalaron en Noruega, con una potencia promedio de 3,6 MW, mientras las turbinas mayores alcanzaron los 8,8 MW.

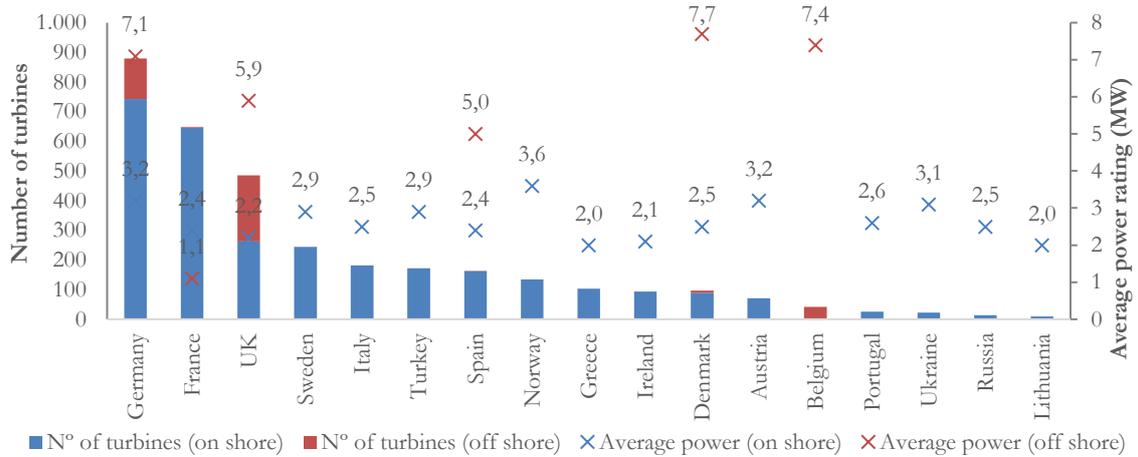


Figura 92 2018 Wind power installations 2018 by country, number of turbines and average power rating (Wind Europe)

Por término medio las turbinas onshore instaladas tuvieron una potencia media de 2,7 MW y las offshore de 6,5MW. La evolución de rotores, Figura 93, ha seguido una escalada continua.

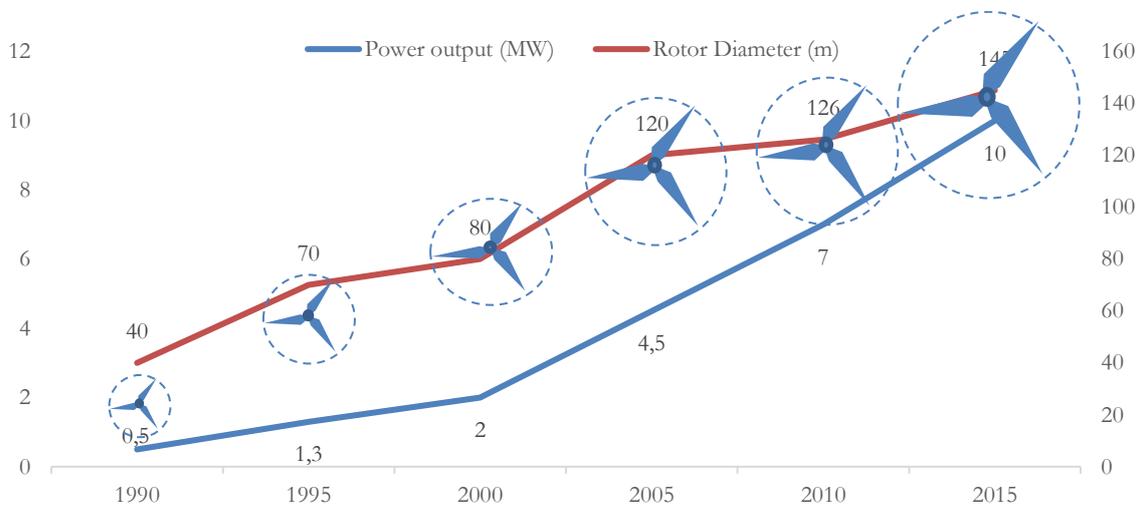


Figura 93 Turbine evolution, power (MW) & rotor diameter (m).

Un segundo reto está en la bajada de costes unitarios, que vienen bajando a un ritmo del 3% interanual hasta los valores actuales.

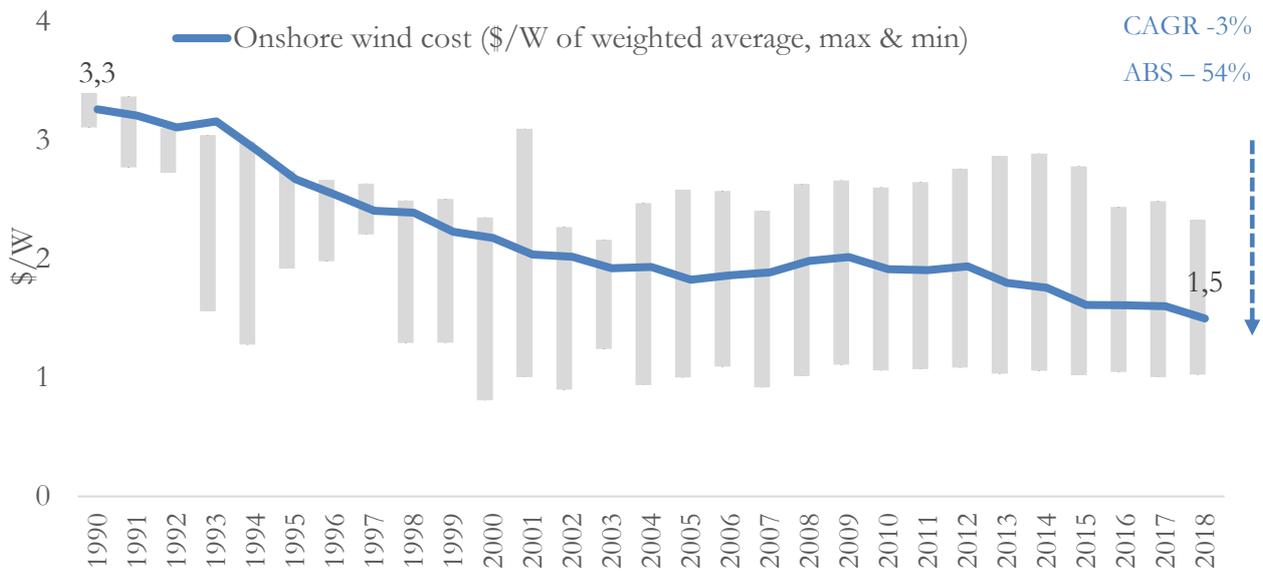


Figura 94 Total installed costs of onshore wind projects and global weighted average, 1990-2018 (\$/W)

El mundo ha alcanzado en 2018 un volumen de 564 GW de parque eólico instalando cada año casi un tercio por encima del anterior. El 84% de esta nueva capacidad solar fotovoltaica se concentra en 10 países, España ocupa la quinta posición con 23 GW en tecnologías onshore.

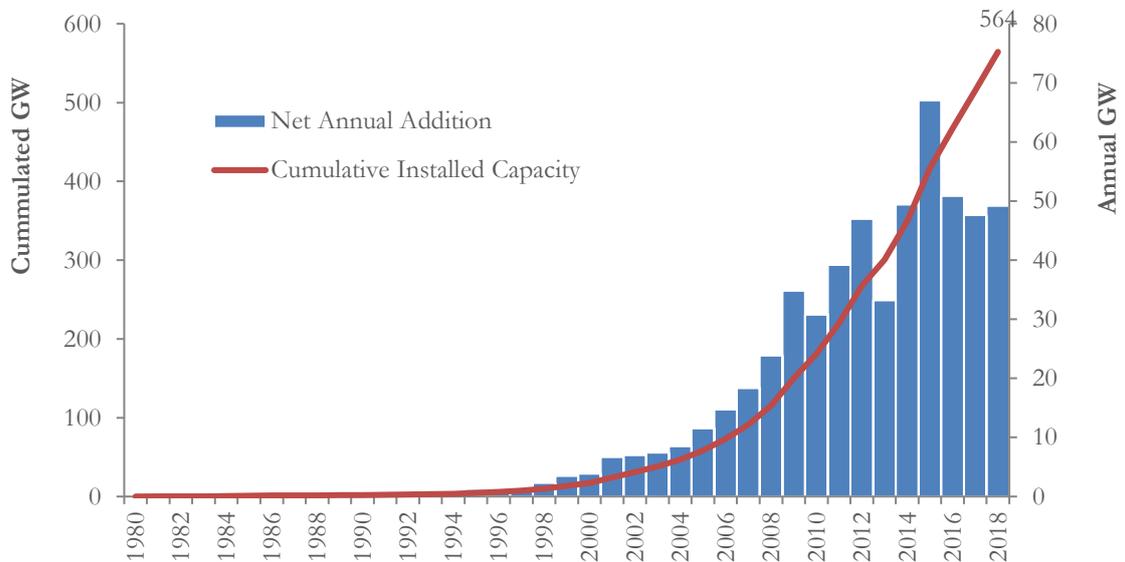


Figura 95 Worldwide Wind Power Plants installations (MW)

La nueva capacidad añadida en 2018 también mantiene una estructura similar al parque instalado, China mantiene el liderazgo con una tercera parte de la nueva potencia añadida. El año 2018 ha sido bajo en instalaciones respecto a la serie anterior.

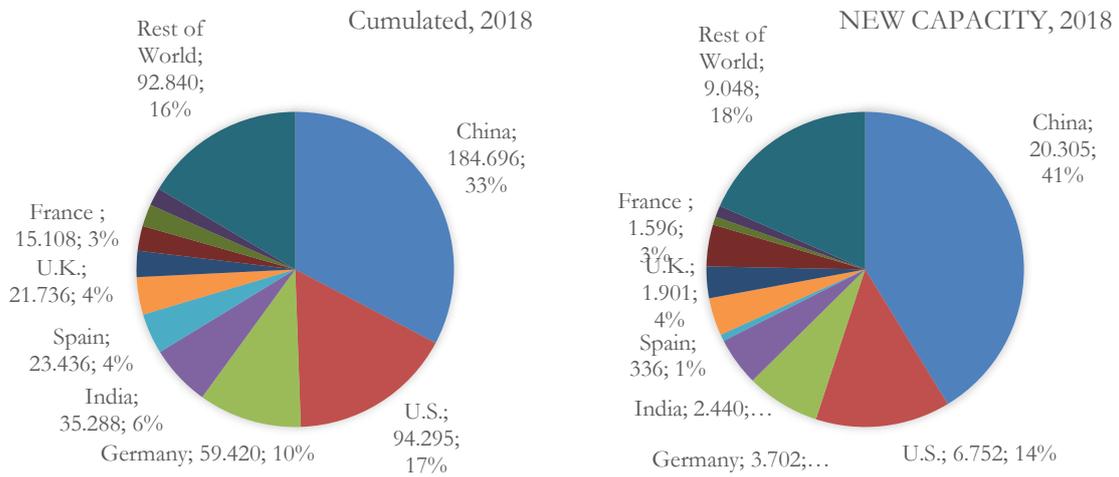


Figura 96 Worldwide Wind installations and Top10 countries (MW & % share)

España dispone de una potencia eólica instalada de 23 GW, cifra que representa el 18% de la demanda de 2018, situándonos en Europa en la segunda posición, detrás de Alemania, con 59 GW. Las adiciones de esta última, 3,4GW han sido muy superiores a las nuestras 0,4 GW.

Los 564 GW eólicos instalados han dado a nivel mundial una producción eléctrica de 1.270 MWh como se puede comprobar en la siguiente Figura 97:

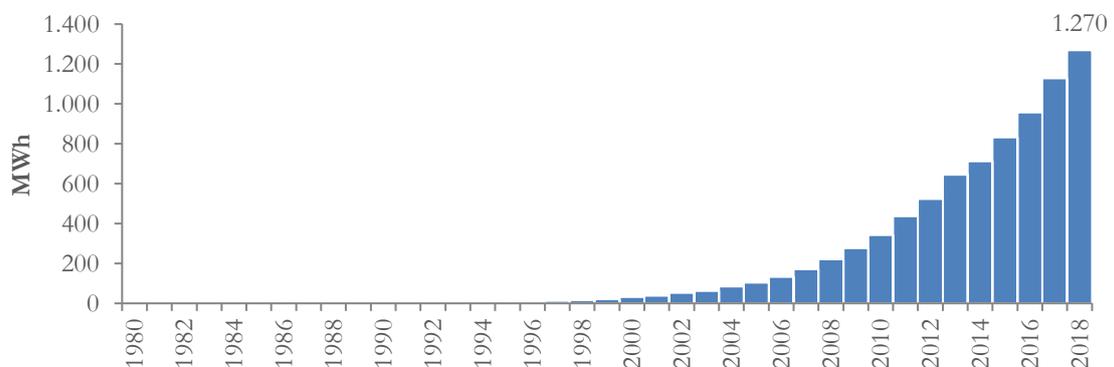


Figura 97 World Annual Wind Generated Electricity (MWh)

Eólica	GWh	%	MW	%	horas medias	Factor utiliz	% Dem
Castilla y León	10.993	23%	5.591	24%	1.966	22%	78%
Castilla-La Mancha	7.507	16%	3.847	17%	1.951	22%	64%
Andalucía	7.192	15%	3.327	14%	2.162	25%	18%
Galicia	6.904	14%	3.343	14%	2.065	24%	35%
Aragón	4.597	10%	1.924	8%	2.389	27%	43%
Cataluña	2.825	6%	1.269	5%	2.227	25%	6%
Navarra	2.585	5%	995	4%	2.598	30%	51%
C. Valenciana	2.176	5%	1.205	5%	1.805	21%	8%
La Rioja	977	2%	448	2%	2.179	25%	57%
Asturias	925	2%	518	2%	1.784	20%	9%
Murcia	435	1%	263	1%	1.654	19%	5%
Canarias	396	1%	207	1%	1.914	22%	4%
País Vasco	328	1%	153	1%	2.136	24%	2%
Cantabria	66	0%	35	0%	1.866	21%	2%
Baleares	3	0%	4	0%	802	9%	0%
Total nacional	47.897	100%	23.132	100%	2.071	24%	18%

Horas medias = MW x 8.760 horas/GWh, Factor de utilización= horas medias/8.760 horas,% Demanda= Demanda en

b.c. cubierta por la tecnología, Valor cero para Madrid, Extremadura, Melilla y Ceuta

Tabla 13 Wind capacity installed by region. CNMC 2018

La eólica es la primera tecnología en capacidad instalada y volumen de generación, le sigue la hidráulica de momento, debido al despegue de la solar que podría superar a ambas.

Hidráulica	GWh	%	MW	%	horas medias	Factor utiliz	% Dem
Castilla y León	4.175	23%	4.399	26%	949	11%	30%
Cataluña	3.698	20%	1.913	11%	1.933	22%	32%
Galicia	3.264	18%	3.702	22%	882	10%	8%
Aragón	2.497	14%	1.334	8%	1.872	21%	13%
Extremadura	1.354	7%	2.278	13%	595	7%	13%
Asturias	978	5%	805	5%	1.215	14%	2%
Andalucía	550	3%	590	3%	933	11%	11%
Castilla-La Mancha	410	2%	650	4%	631	7%	2%
C. Valenciana	374	2%	640	4%	585	7%	22%
Navarra	378	2%	255	1%	1.485	17%	4%
País Vasco	295	2%	170	1%	1.735	20%	3%
Cantabria	174	1%	99	1%	1.758	20%	2%
Madrid	139	1%	109	1%	1.282	15%	1%
La Rioja	86	0%	52	0%	1.642	19%	2%
Murcia	75	0%	34	0%	2.219	25%	1%
Canarias	3	0%	2	0%	1.620	18%	2%
Total nacional	18.451	100%	17.030	100%	1.083	12%	7%

Tabla 14 Hydro capacity installed by region. CNMC 2018

En los últimos años esta potencia instalada casi no ha crecido, a pesar de ello, la energía procedente del viento, supondrá un 30% en 2020, llegando hasta unos 30 GW si incorporamos las últimas subastas, pero aún estaríamos lejos de los 50 GW esperados a 2030 por el PNIEC. En las subastas realizadas en España en los años 2016 y 2017 se han alcanzado unos precios inferiores a los 40€/MWh, incluyendo la recuperación de la inversión junto a los costes de explotación, esto significa que la tecnología se sitúa por debajo de cualquier otra.

La entrada progresiva de la planta eólica ha supuesto un ritmo de producción ascendente y en base a la velocidad media del viento como se puede comprobar en la siguiente figura.

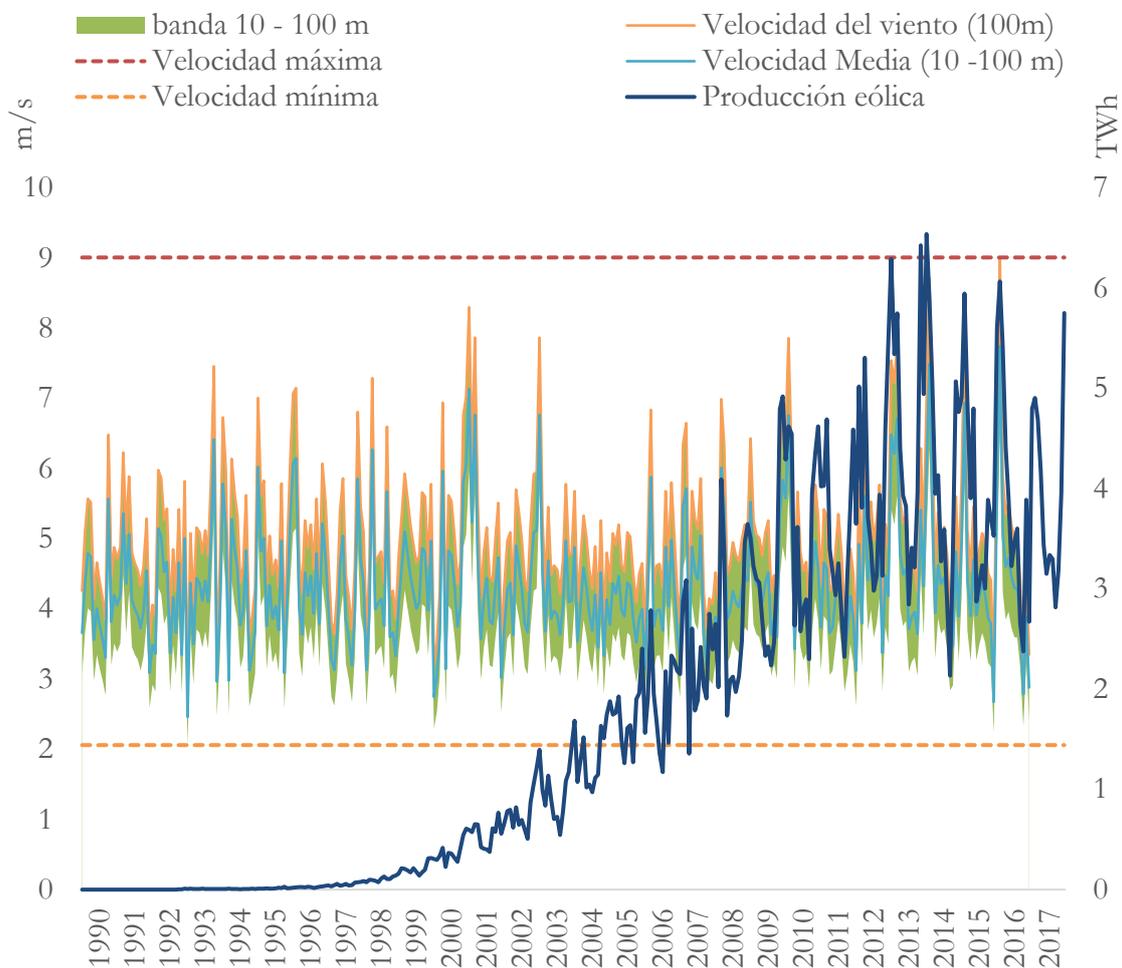


Figura 98 Wind power vs speed & power capacity (1990-2018)

Nuestra región geográfica se encuentra influenciada por el anticiclón de las Azores. El viento en el hemisferio norte girando en sentido contrario a las agujas del reloj en las áreas de bajas presiones. Esto determina que el ritmo de vientos de los meses de invierno (diciembre, enero y febrero) ofrezcan mayor velocidad y por ende capacidad de producción eólica dentro del año, como puede apreciarse en la Figura 99 entre los años 2013 y 2016, donde la potencia instalada se situaba en un valor estable de 23 GW y la producción eólica viene directamente relacionada con la banda de velocidad de viento.

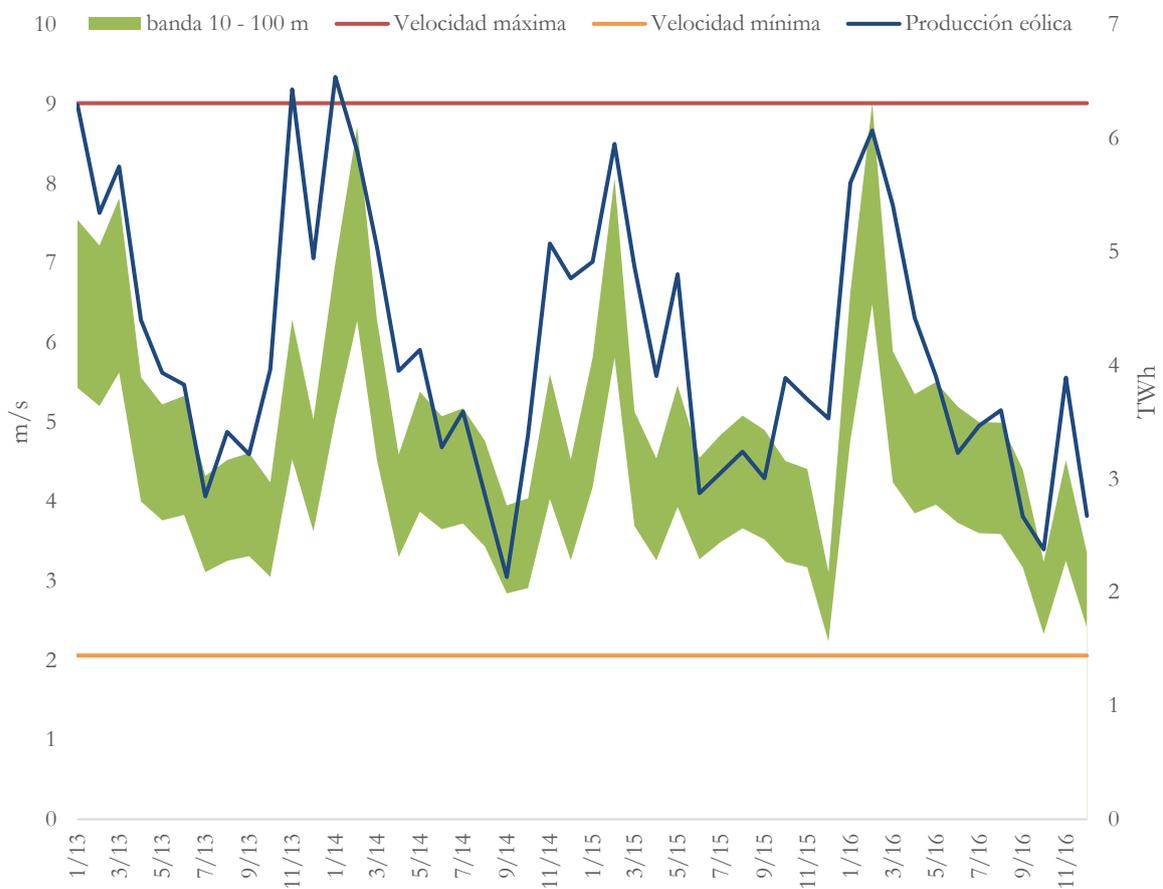


Figura 99 Wind speed (m/s) & wind power generation (TWh)

METODOLOGÍA PARA PREDECIR LA VARIABILIDAD CLIMÁTICA

El reto hacia la sostenibilidad no solo se basa en un uso eficiente de la energía, sino también lograr que el suministro provenga de energía libre de CO₂, respuesta desde el sector energético al reto de calentamiento global y desafíos planteados en el protocolo de Kioto. La energía eléctrica además de existir de forma natural en la naturaleza, se puede obtener a partir de fuentes de origen renovable, e inagotables. Estas fuentes dependen del clima, sometido a la variabilidad de viento, sol o lluvia, lo que provoca una disponibilidad inferior a las no renovables.

Una serie temporal es una sucesión de observaciones de una determinada variable realizadas a intervalos regulares de tiempo. Las variables climáticas, como la velocidad del viento, irradiación solar y pluviometría, presentan un modelo determinista, en base a un esquema o patrón de comportamiento cíclico y tendencia constante en el tiempo que nos servirá para predecir el futuro. A pesar de ello pueden aparecer movimientos irregulares.

La información representada en la Figura 100 procede de los proyectos europeos C3S European Climatic Energy Mixes (ECEM) y Copernicus Climate Change Service (C3S). El registro de la última década, entre los años 2007 y 2016, con $t=120$ meses, nos muestra los ciclos climáticos permiten predecir estas series temporales, en nuestro análisis realizaremos la predicción en el periodo $t + 1$ con la información de t periodos anteriores. Véase la fórmula (21) a continuación:

$$\hat{Y}_{t+1/t} \tag{20}$$

La tendencia calculada tanto por alisado exponencial como lineal, $X_t = \alpha + \beta t$ partiendo de una media móvil centrada, se mantiene constante en nuestro análisis. El clima se determina por variaciones estacionales alrededor de esta tendencia, se trata de variaciones que se repiten a lo largo del tiempo, aunque en determinados casos podamos apreciar movimientos irregulares, e impredecibles que formarán la base del error.



Figura 100 Wind, rain & sun observations

Las variables climáticas como temperatura, humedad, velocidad de viento e irradiación solar están íntimamente relacionadas con la variación de demanda y de capacidad de producción de las tecnologías renovables. La temperatura, al igual que la irradiación solar, tienen un claro componente estacional con máximos alrededor del verano, cuando la temperatura aumenta el mayor uso de refrigeración y electrodomésticos provocan un aumento de la demanda eléctrica.

Por contra en invierno son los sistemas de calefacción basados en gas y biomasa los que mayor uso energético tendrá.

La humedad afecta a la demanda inmediata, aumenta la sensación térmica en veranos e inviernos influyendo en un mayor consumo energético. También la nubosidad limita el índice de irradiación solar respecto a la capacidad de producción de placas fotovoltaicas. En la medida que todos estos fenómenos puedan ser anticipados la predicción estacional estará más cerca de la realidad. Nos centramos en modelos de predicción univariante, ARMA y ARIMA, el valor futuro se obtendrá a partir de la serie histórica de cada variable.

El comportamiento, con variación cíclica interanual nos va a permitir medir el grado de cobertura de la demanda futura en base a la capacidad instalada.

Para la proyección de la economía, nos podemos apoyar en diversos modelos basados en series temporales, seguramente los más sencillos de aplicar, pues aplican tendencias de series temporales para proyectar la demanda de energía futura. Algunos autores (Xue & Geng, 2012) clasifican estos modelos en función al plazo de estimación: corto, medio y largo plazo.

En la medida que nos centremos en horizontes de tiempo desde corto hacia el largo plazo, tendremos que incorporar los fenómenos estacionales que puedan aparecer derivados de la laboralidad o las temperaturas.

Tendencia Lineal: uno de los modelos de mayor aplicación por su simplicidad. Mediante una expresión matemática relaciona dos variables, una explicativa o independiente que en nuestro caso será el periodo temporal, representado en el eje X y una segunda de respuesta dependiente cuya representación aparecerá en el eje Y. Una vez conocidos los valores de intersección y pendiente, podemos predecir la variable observada en un período posterior.

Para un momento determinado t , utilizaremos las siguientes definiciones:

- F_t : Pronóstico (periodo t o posterior)
- b : Intersección eje Y
- m : Pendiente
- t_i : Periodo temporal del estudio
- \bar{t} : Promedio de periodos actuales
- A_i : Observación actual
- \bar{A} : Promedio de parámetros actuales

La ecuación (21) describe el modelo (F_t , previsión del período t o posterior).

$$F_t = mt + b \quad (21)$$

Siendo:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^N (t_i - \bar{t})(A_i - \bar{A})}{\sum_{i=1}^N (t_i - \bar{t})^2} \quad (22)$$

$$b = \bar{A} - mt$$

Las relaciones deterministas eje X Y, podrán resultar más o menos perfectas en función del error de predicción obtenido. Siendo $e_{\frac{t}{t-1}} = Y_T - Y_{\frac{t}{t-1}}$ el error de predicción en base a la información basada en ejercicios anteriores t-1, podremos cuantificar el error cuadrático medio (ECM) y error absoluto medio (EAM) a partir de las fórmulas:

$$EAM = \frac{\sum_{t=1}^n |A_t - F_t|}{n} \qquad ECM = \frac{\sum_{t=1}^n (A_t - F_t)^2}{n} \qquad (23)$$

Media móvil simple o ponderada: se trata de otro procedimiento sencillo d series temporales, utiliza la información histórica de la variable observada, para generar un pronóstico de la misma a futuro, bajo la premisa de que el pasado es clave para predecir el futuro. Es adecuado para series sin una marcada tendencia o variaciones estacionales.

Para un momento determinado t , utilizaremos las siguientes definiciones:

- F_t : Pronóstico (periodo t o posterior)
- p : Número de periodos a promediar
- t : Periodo temporal del estudio
- \bar{t} : Promedio de periodos actuales
- A : Observación actual
- A_{t-1} : Observación actual (periodo $t-n$)
- n : Número total de periodos
- w : peso

La ecuación (24) describe el modelo de previsión (F_t , previsión del período t o posterior) basado en la media simple y la ecuación (24) describe la media móvil ponderada.

$$F_t = \frac{A_{t-1} + A_{t-2} + A_{t-3} + \dots + A_{t-p}}{p} \qquad (24)$$

$$F_t = w_1 A_{t-1} + w_2 A_{t-2} + w_3 A_{t-3} \qquad (25)$$

$$1 = w_1 + w_2 + w_3$$

Con el objetivo de identificar el error de predicción volvemos a contar con el error absoluto medio y cuadrático medio vistos anteriormente. El error absoluto medio puede ser contrastado mediante una señal de rastreo (TS), para medir la de desviación normal, en lugar de absoluta, mediante la fórmula:

$$TS = \frac{\sum_{t=1}^n (A_t - F_t)}{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |A_t - F_t|} \quad (26)$$

Alisado exponencial simple o ajustado (exponencial doble o método de Holt):

El modelo alisado exponencial simple es el método de previsión más utilizado por su simpleza y ventajas. No necesita un gran volumen de datos históricos, dado que las observaciones se van actualizando con los cambios más recientes. De formulación sencilla se trata de un modelo exponencial, con mayor precisión respecto a lineal. También, entre sus ventajas, permite dar más importancia a las observaciones recientes contiguas mediante unos coeficientes de suavización Alpha (α). Dichos valores estarán comprendidos entre 0 y 1, cuando el valor $\alpha = 1$ el pronóstico de demanda será igual al valor actual. Si damos por tanto un valor elevado a este coeficiente, estaremos dando mayor importancia a las observaciones más recientes, frente a valores de alpha más bajos si queremos ponderar el valor de los más antiguos. Podemos entender su funcionamiento con el desarrollo de la siguiente formulación:

Para un momento determinado t , utilizaremos las siguientes definiciones:

- F_t :Pronóstico (periodo t o posterior)
- F_{t-n} : Pronostico anterior (periodo $t - n$)
- A_{t-n} : Observación actual (periodo $t - n$)
- α : Alpha es un coeficiente de alisado

La ecuación (27) describe el modelo de alisado exponencial simple (F_t , previsión del período t o posterior).

$$F_t = \alpha A_{t-1} + (1 - \alpha)F_{t-1}$$

$$F_{t-1} = \alpha A_{t-2} + (1 - \alpha)F_{t-2}$$

$$F_t = \alpha A_{t-1} + (1 - \alpha) [\alpha A_{t-2} + (1 - \alpha)F_{t-2}] \quad (27)$$

$$F_t = \alpha A_{t-1} + (1 - \alpha) [\alpha A_{t-2} + (1 - \alpha)\{\alpha A_{t-3} + (1 - \alpha)F_{t-3}\}]$$

$$F_t = \alpha A_{t-1} + [(1 - \alpha)\alpha] A_{t-2} + [(1 - \alpha)(1 - \alpha)\alpha] A_{t-3} + (1 - \alpha)^3 F_{t-3}$$

Siendo:

- T_t : Tendencia con alisado exponencial (período t o posterior)
- FIT_t : Pronóstico incluida tendencia (período t o posterior)
- FIT_{t-n} : Pronostico anterior incluida tendencia (período $t - n$)
- δ : Delta es un coeficiente de alisado

La ecuación (28) describe el modelo de alisado exponencial doble o ajustado (de Holt) (F_t , previsión del período t o posterior).

$$FIT_t = F_t + T_t$$

$$F_t = FIT_{t-1} + \alpha(A_{t-1} - FIT_{t-1}) \quad (28)$$

$$T_t = T_{t-1} + \delta(F_{t-1} - FIT_{t-1})$$

El método exponencial con ajuste a la tendencia requiere de un parámetro adicional de suavización, nos referimos a delta (δ), con valor esperado entre 0 y 1. Un Delta elevado responde con mayor amplitud a los cambios de tendencia, en caso de ser menor estaremos ante la suavización de la misma.

Comparando los 4 modelos aplicados a la irradiación solar, tenemos en la Figura 101:

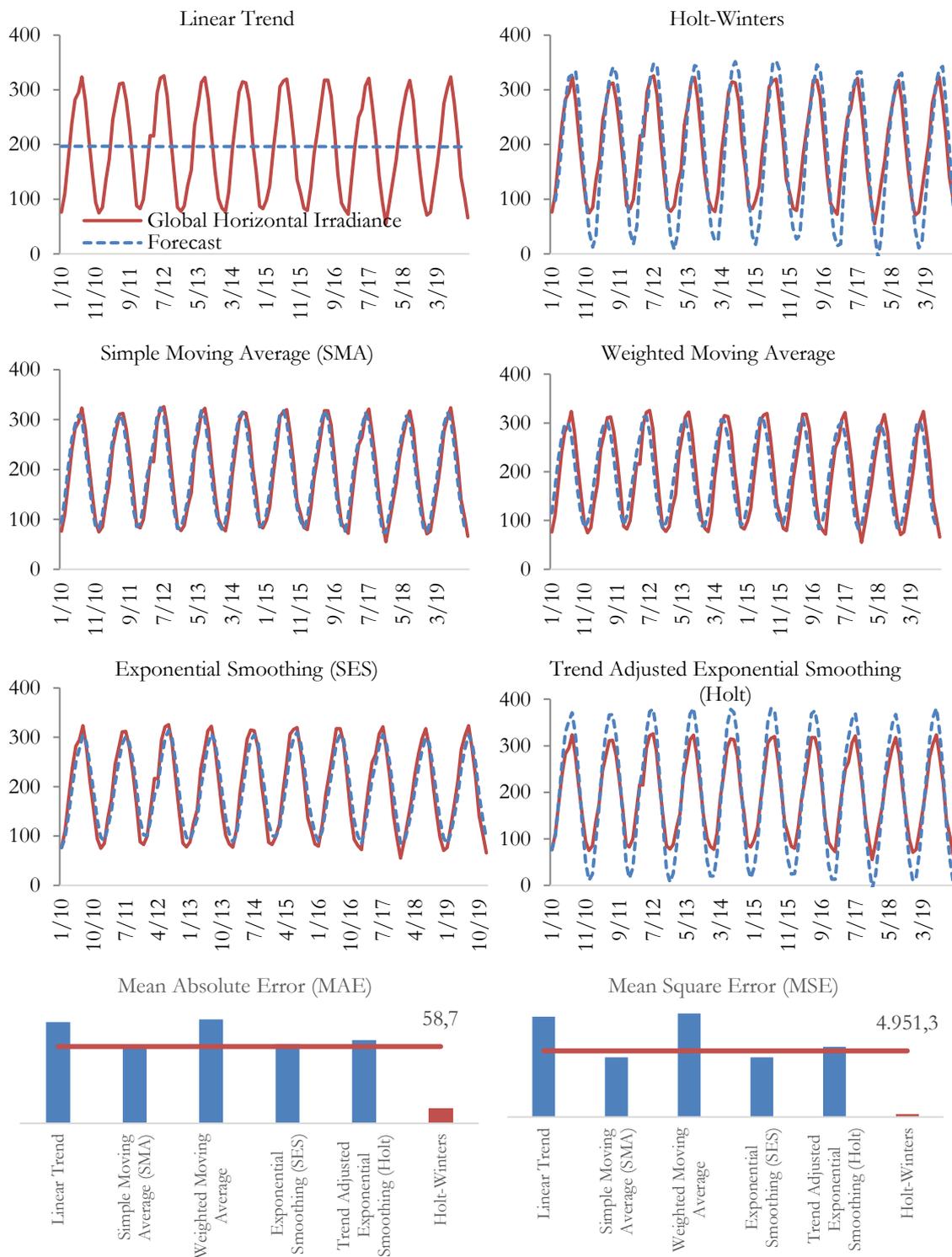


Figura 101 Comparison of different forecast applied to sun irradiation (W/m2).

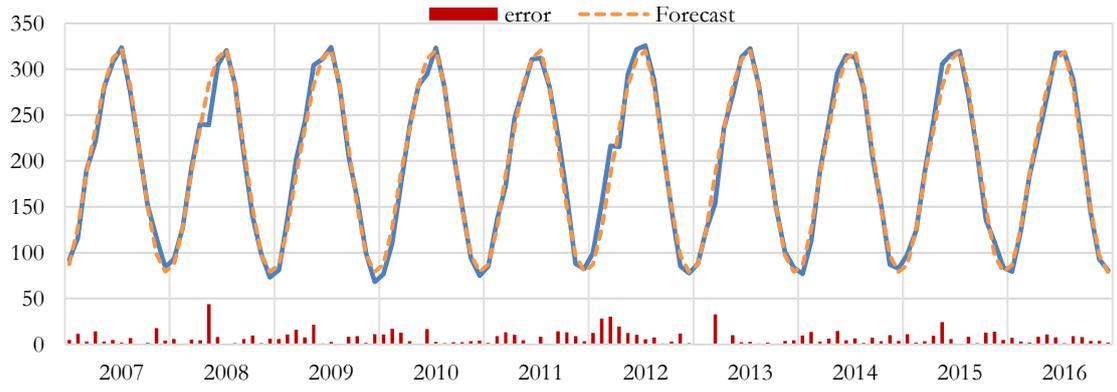
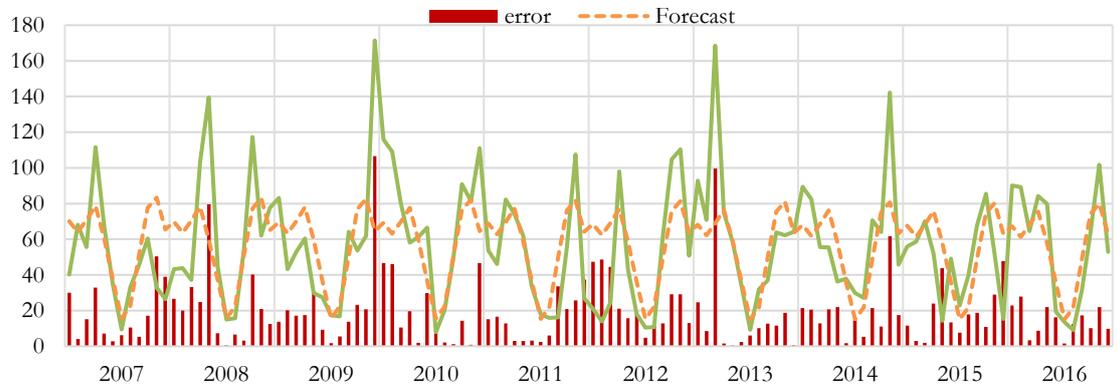
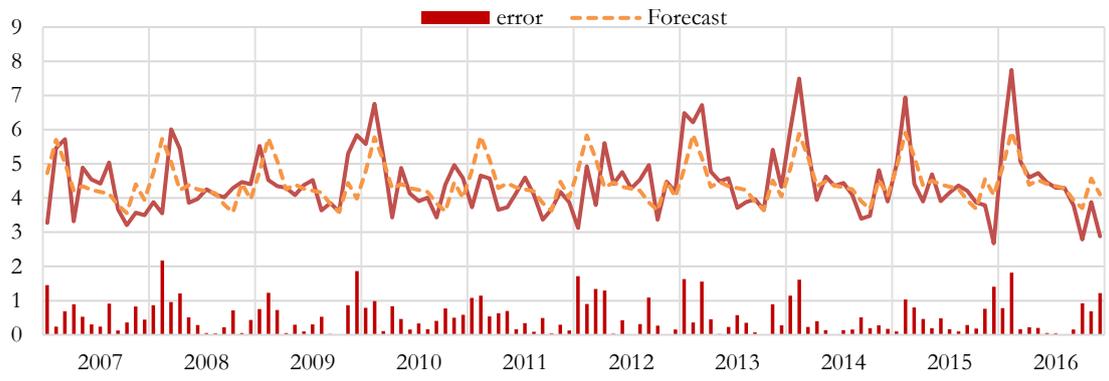


Figura 102 Wind, rain & sun forecast & error

UN CAMBIO DE TENDENCIA HACIA LA ENERGÍA LIMPIA

La inversión en energía limpia ha superado en 2018 los 332 billones de dólares americanos, (Bloomberg NEF, 2018) como podemos apreciar en la siguiente senda creciente de tecnologías limpias y principales países impulsores. Viendo el crecimiento, Figura 103, se podría percibir que el ritmo de crecimiento se ha aplanado, desde 2011, pero es un efecto derivado del abaratamiento de las tecnologías. El crecimiento anual medio de inversiones entre 2004 y 2017, de un 14% se corresponde con un aumento de capacidad instalada que ha crecido al 23%, con una caída media de precios por MW del 8%.

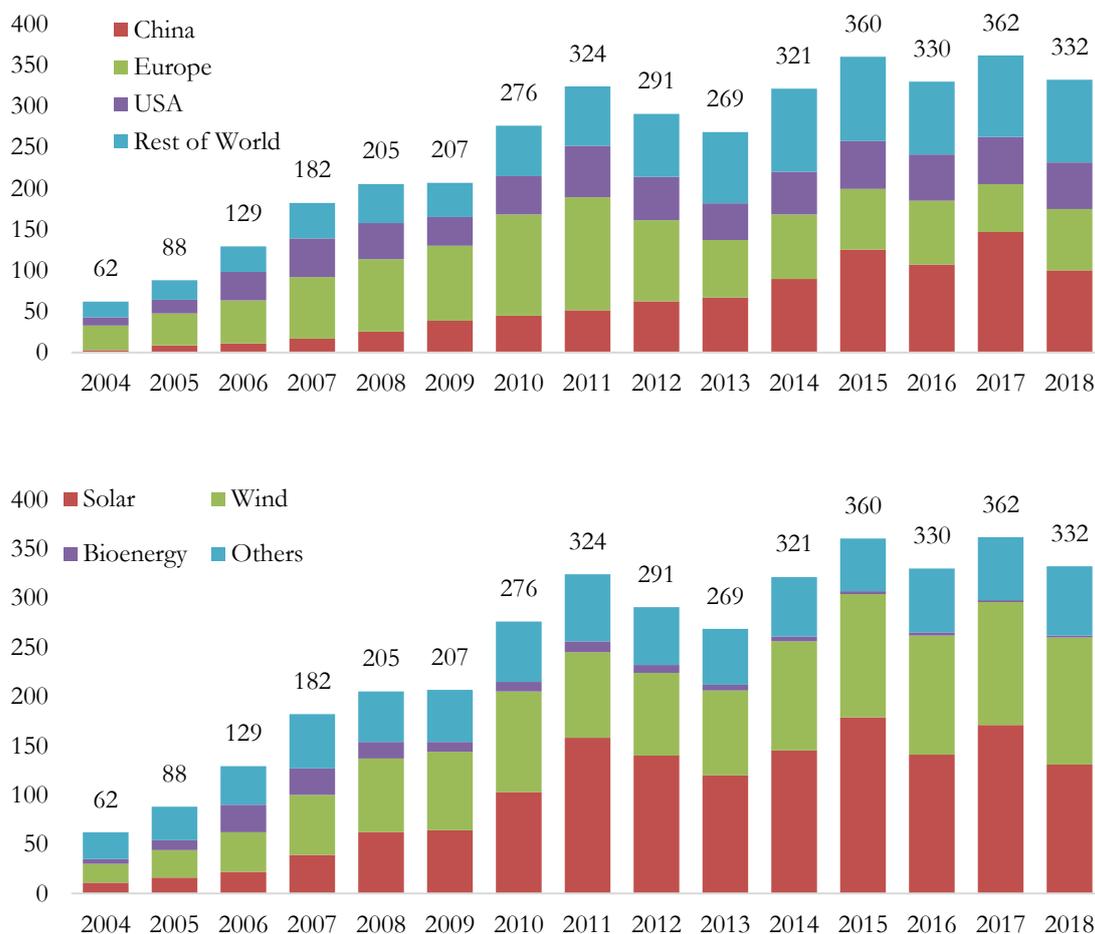


Figura 103 Clean Energy Investments (BNEF 2019, bn\$)

A diferencia de las anteriores tecnologías de origen térmico, las tecnologías de origen renovable requieren de menor número de años para la construcción, y al ser instalaciones de menor potencia son menos intensivas en capital. No por ello la capacidad de predicción deja de tener su sentido. Para estas tecnologías, por su variabilidad cobra una especial importancia la previsión mensual, habrá periodos donde viento, lluvia y sol presenten sus máximos y mínimos niveles de producción para la capacidad instalada. Se mide en el factor de capacidad.

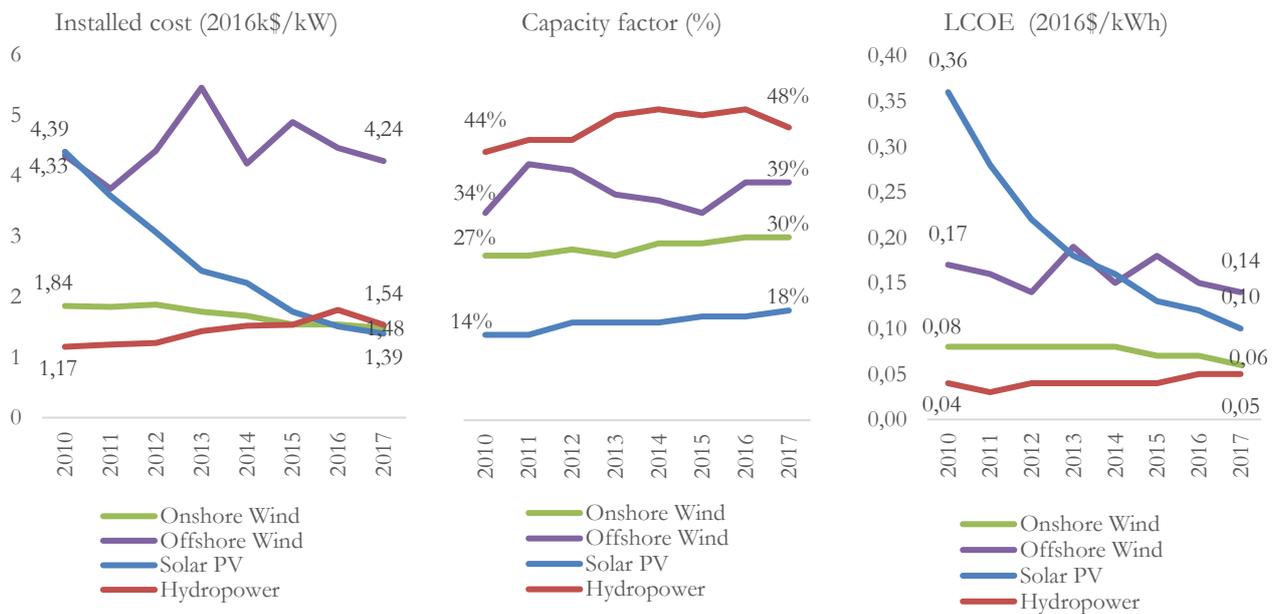


Figura 104 IRENA Cost & Auction Database (GWEC, WindEurope Make Consulting & Solar Power, 2017)

Los costes son competitivos e inferiores a las tecnologías fósiles. Situadas por debajo de 0,015 \$/kWh de LCOE (del inglés Levelized cost of energy, o coste comparable entre tecnologías).

La generación renovable del planeta ha alcanzado los 6 millones de GWh en 2017. De estos, 1,3 millones de GWh fueron producidos en Europa, que tras la Directiva (UE) 2009/28 (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2009) tuvo un impulso fundamental para la producción eólica y solar. A partir del último paquete legislativo de la Comisión Europea "Clean Energy for all europeans" (European Commission, 2018) se las identifica como

prioritarias a futuro, persiguiendo un objetivo vinculante para el conjunto de la Unión Europea por encima del 32% a 2030 según la Directiva (UE) 2018/2001 .

La mayor aportación de energía renovable es eólica, con un 19,8% del total, seguida de la hidráulica que, en un año de alta hidraulicidad, ha pasado a doblar su aportación desde el 7,4% al 13,7%. Esta producción a futuro será superada por la energía solar, que en este ejercicio solo ha aportado el 4,8% si sumamos fotovoltaica y térmica con un 3,0% y 1,8% respectivamente.

El marco de energía y clima para 2030 (European Commission, 2014) centra sus objetivos en reducir en al menos un 40% las emisiones de gases efecto invernadero (respecto a los niveles de 1990) con al menos un 32% de cuota de energías renovables y una mejora del mismo porcentaje de la eficiencia energética. Este marco fue adoptado por los diferentes estados miembros de la Unión Europea el 23 y 24 de octubre de 2014 como base del paquete denominado “medidas sobre clima y energía hasta 2020” (EC, 2016) y acuerdo de París firmados en diciembre de 2015, (Nations, 2015) que ha supuesto un hito clave en el planeta. Según este contexto la Unión Europea ha fijado a 2050 la hoja de ruta que establece objetivos de descarbonización de mayor ambición, alcanzando un modelo tipo carbónico con una reducción de entre el 80 y el 95% de los niveles de 1990, documento “Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica y competitiva en 2050” (Europe, 2011).

Todo ello nos llevaría a formular como escenario base el de cumplimiento de los objetivos europeos marcados para nuestro país desde hoy hasta 2050, año en el que se persigue reducir las emisiones GEI entre un 80-95% vs 1990. Como hipótesis de entrada a nuestros escenarios, se han incorporado restricciones exógenas como pueden ser los objetivos a cumplir a 2020, 2030 y 2050, según la siguiente tabla:

Objetivo	2020	2030	PNIEC España 2030
Emisiones GEI (Gases Efecto Invernadero)	- 20% vs 1990 ETS -21% vs 2005 NO ETS -10% vs 2005	- 40% vs 1990 ETS -43% vs 2005 NO ETS -30% vs 2005 (-26% para España)	-21% de (GEI) vs 1990
Renovables sobre energía final bruta	+ 20% (10% para transporte)	+32%	+42% y el 74% sobre generación eléctrica
Eficiencia Energética	- 20% respecto a tendencial 1990	- 32,5% respecto a tendencial 1990 (revisable a 30%)	-39,6%
Interconexiones eléctricas	+10%	+15%	

Tabla 15 Climate and Energy EU goals (in grey mandatory)

España y Europa alcanzan un 17,5% de renovables sobre energía final, véase Figura 87, aún lejos del 32% previsto como objetivo a 2030, 42% según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), siendo equivalente a superar el 74% de renovables en la generación eléctrica. A partir del 60% de renovables sobre generación eléctrica, y siguiendo con el ritmo de electrificación actual de la sociedad, lograríamos alcanzar y superar dicho objetivo, según vimos en estudio de Eurelectric en 2018, algo que ninguna alternativa basada en combustibles lograría. Pero nuestro sistema eléctrico va a soportar, de manera intensiva, los ritmos cíclicos basados en el clima, más incluso que otros países derivados de la amplia variación de la irradiación solar.

El PNIEC estima para el año 2030 una potencia instalada de 157 GW, de ellos 50 GW sería eólica; 37 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 8 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, y resto.

Tecnology	2.015	2.020	2.025	2.030	Dif.	%
Hydro	20.128	20.133	21.258	24.133	4.005	20%
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181	-4.218	-57%
Gas CCGT	27.531	27.146	27.146	27.146	-385	-1%
Wind	22.925	27.968	40.258	50.258	27.333	119%
Solar FV	4.854	8.409	23.404	36.882	32.028	660%
Solar thermal	2.300	2.303	4.803	7.303	5.003	218%
Others	20.484	19.794	12.851	8.064	-12.420	-61%
Total (GW)	105.621	113.152	137.119	156.967	51.346	49%

Tabla 16 PNIEC Power installed capacity 2015-2030

Con el incremento de renovables y la electrificación de la economía, el PNIEC contempla reducir la dependencia energética del exterior de un 74% a un 59% en 2030.

Con las previsiones de demanda energética vistas en la tabla anterior, y objetivos de descarbonización, vamos a necesitar 119 GW de renovables en 2030. Nuestro sistema eléctrico 2030 incorporará 119 GW renovables distribuidos con un 41% de dependencia del viento, seguido del 37% dependiente del sol y un 20% de la lluvia. Toda la potencia nueva se ha añadido en base a la estructura de la Figura 105.

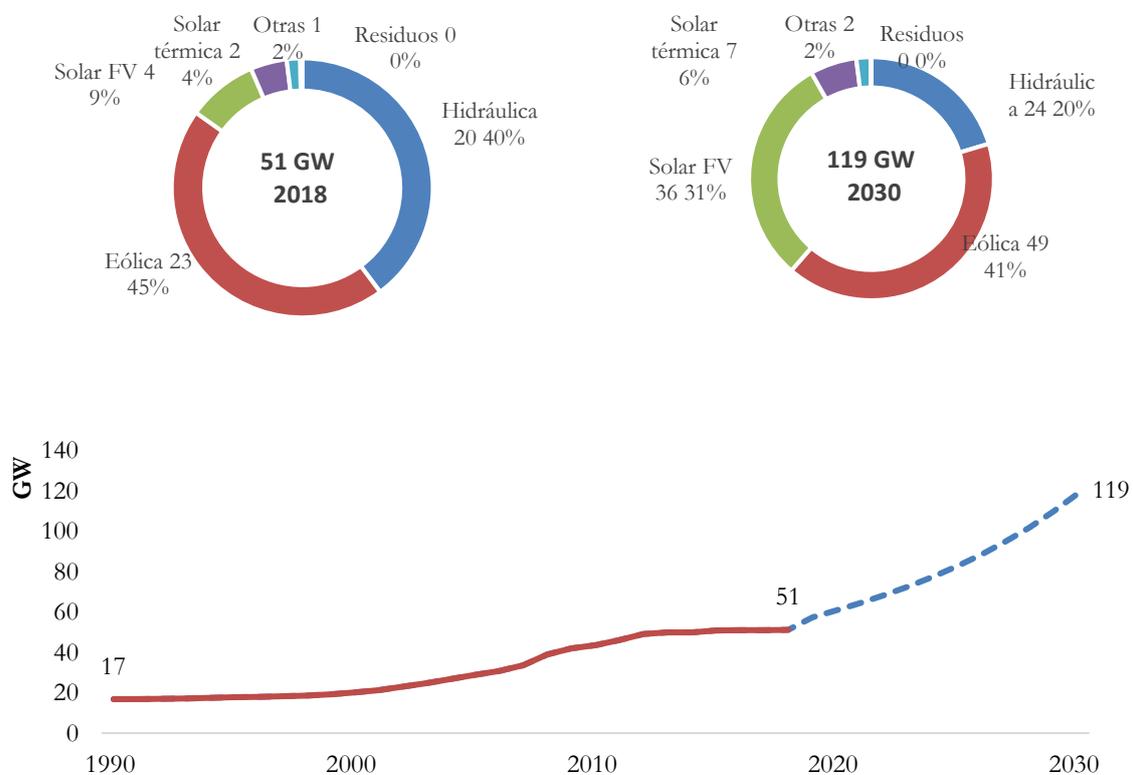


Figura 105 Renewable installed capacity by technology 2018 vs 2030

La cuota de renovables peninsular alcanzó un 40% en 2018, con 99,1 TWh a partir de una potencia instalada 51,6 GW, el 50%. Si a las renovables añadimos la aportación nuclear, alcanzamos a 2018 un 62,2% el porcentaje de energía sin emisiones de CO₂. En la Figura 106 vemos la distribución de potencia (eólica, solar e hidráulica) en las comunidades de Castilla y León (22%), Galicia (15%), Andalucía (13%) y Castilla-La Mancha (12%).

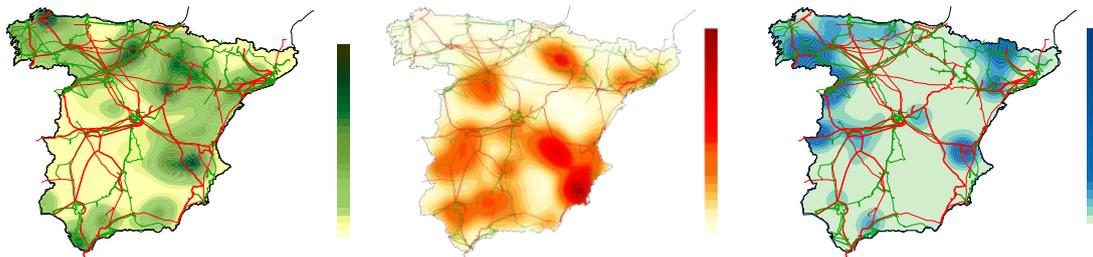


Figura 106 Wind, solar and hydro energy by zone

Como se desprende de la Figura 104 la energía solar fotovoltaica ha tenido un importante recorrido hacia la competitividad. Sin embargo, la asignatura pendiente sigue siendo su bajo factor de capacidad por lo que es importante entender la variabilidad e intermitencia de esta fuente al tiempo que se desarrollan mecanismos que aporten una mayor flexibilidad, como puede ser por el desarrollo del almacenamiento a un menor coste.

La evolución de datos climáticos (temperatura del aire, humedad relativa, precipitaciones y vientos), son cada vez más accesibles, abundantes y precisos, lo que ayudará a nuestro estudio de tendencias. Estamos ante un recurso con carácter intermitente y con enorme dependencia de las variaciones del clima: los meses ventosos de enero a marzo, un ciclo diario del sol que sigue rigiendo la actividad de las personas, la mayor producción por irradiación solar en los meses de verano, y las características lluviosas de los meses de abril y mayo.

Hasta que aparezca un desarrollo del almacenamiento en forma electroquímica, hidrógeno, gas sintético, etc... será necesario acompañar el crecimiento de las renovables con respaldo que garantice la seguridad de suministro sin comprometer los objetivos de descarbonización ni altos costes repercutidos por ello, por lo que mantener una mínima capacidad térmica con alto factor de utilización es la mejor alternativa de todas hasta la llegada del almacenamiento a costes competitivos. Se están realizando avances importantes en la producción de hidrogeno desde renovables eólicas offshore, de tal forma que los electrolizadores pueden almacenar energía en forma de hidrógeno sin las necesidades de interconexión habituales.

PREVISIÓN DE UN MIX ELECTRICO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Junto al modelo de demanda, visto en capítulos anteriores, se han desarrollado para este trabajo un conjunto de modelos que complementan el ejercicio total de prospectiva. Necesitaremos establecer un modelo agregado de demanda energética a nivel de país, con visiones tanto de corto, medio y largo plazo. Dicho modelo, además, debe contemplar tanto los usos energéticos finales, como las diferentes fuentes empleadas.

En este capítulo aplicaremos la metodología basada en series temporales, modelos econométricos y de clima con los que poder predecir el factor de carga del sistema, que permita cubrir los diferentes niveles de demanda tanto a corto como largo plazo. Se ha desarrollado una serie de modelos complementarios, de mayor detalle, que profundizan en la visión macroeconómica, el balance energético futuro, la demanda energética por usos finales, modelos verticales del funcionamiento específico del sector eléctrico español, el sector transporte, y las pautas de consumo energético de ciudades con más de 50.000 habitantes, de generación distribuida y de autoconsumo, del vehículo eléctrico, de costes y rendimientos de las tecnologías de generación eléctrica, y por último un último el modelo sobre gases de efecto invernadero. Esta suma de modelos va a permitir la proyección anual y mensual de los principales parámetros de seguimiento que mostraremos a continuación y que dan soporte a las principales preguntas sobre la evaluación de la transición energética en nuestro país.

El estudio no considera los efectos tecnológicos disruptivos de la demanda energética o la forma de suministrarla (como por ejemplo la robotización a gran escala, fusión nuclear para la generación eléctrica, el almacenamiento eléctrico a mayor escala), salen fuera del objetivo y alcance de este trabajo, aunque podrían presentar escenarios alternativos diferentes a los actuales.

El histórico de todas las magnitudes presenta una visión de periodo de los últimos 25 años 1990-2015, coincidiendo con la información pública ofrecida por EUROSTAT.

El modelo utilizado, para la transición energética, recibe diferentes elementos para hacer la previsión de demanda y oferta energética futura. Como marco de referencia utilizaremos las

hipótesis de población y Producto Interior Bruto descompuesto, en forma de Valor Añadido Bruto de los sectores industria, servicio, agricultura etc. Véase los principales inputs en la tabla:

ETM	Population, PIB,VAB decomposition, GDP
Inputs	Energy Economics rollout from 1990 to 2015 Kaya Identity COP, Learning curve ratio
Demand	Prosperity, Behavior, Competitiveness Households, Buildings, Industry, Transportation,... Laspeyres: Activity, Structure & Efficiency New use of energy (including DSM)
Supply	Level of renewable, decentralized & storage LCOE Merit Order & MIX (hours, capacity factor) Security of Supply
2030	Energy Intensity & per capita
Outputs	Costs of Energy Carbon Intensity Degree of final energy based on electricity Dependency & % int. exchange

Tabla 17 Key elements of Energy Transition Model

Como marco fundamental de referencia el objetivo principal establece alcanzar las emisiones de CO₂ previstas por el marco de energía y clima hacia una economía hipo carbónica. Desde el análisis efectuado entre grandes magnitudes como población, pib, energía primaria y emisiones, de la identidad de Kaya se marcará un horizonte hacia la descarbonización, donde la intensidad carbónica e intensidad energética serán las principales palancas para alcanzar las metas. El cumplimiento se basará en una evolución del mix de producción eléctrica y los efectos hacia la electrificación de la demanda energética y eléctrica por sectores utilizando como referencia la descomposición factorial de Laspeyres.

La modelización del mix tomará diferentes periodos, basados en la incorporación de nuevas tecnologías, las curvas de aprendizaje de estas, el coste de entrada basados en el LCOE estableciendo una orden de mérito para cada periodo contemplando una filosofía de mínimo coste en la casación con la demanda. Al mismo tiempo se tendrá en cuenta los anuncios de cierre de tecnologías de la etapa anterior, carbón, nuclear y gas.

Desde el lado de la demanda energética, la intensidad energética por cada sector aplicará las curvas de aprendizaje de cada sector energético, evaluando en detalle cada uno y, tal y como vimos en capítulos anteriores, por agregación obtener el agregado final en la demanda de energía. Se tendrán presentes en todo momento las estimaciones de evolución y actividad de cada subsector, desde un planteamiento economicista se evaluarán crecimientos y cambios en la estructura interna de los mismos en su proyección individual.

El output final del modelo, denominado Energy Transition Model (ETM), utilizado en los cálculos siguientes, presentará una estimación de demanda de energía final, su migración hacia demanda eléctrica, las emisiones de CO₂, evolución del mix eléctrico, nivel o grado de dependencia exterior, entre otras magnitudes.

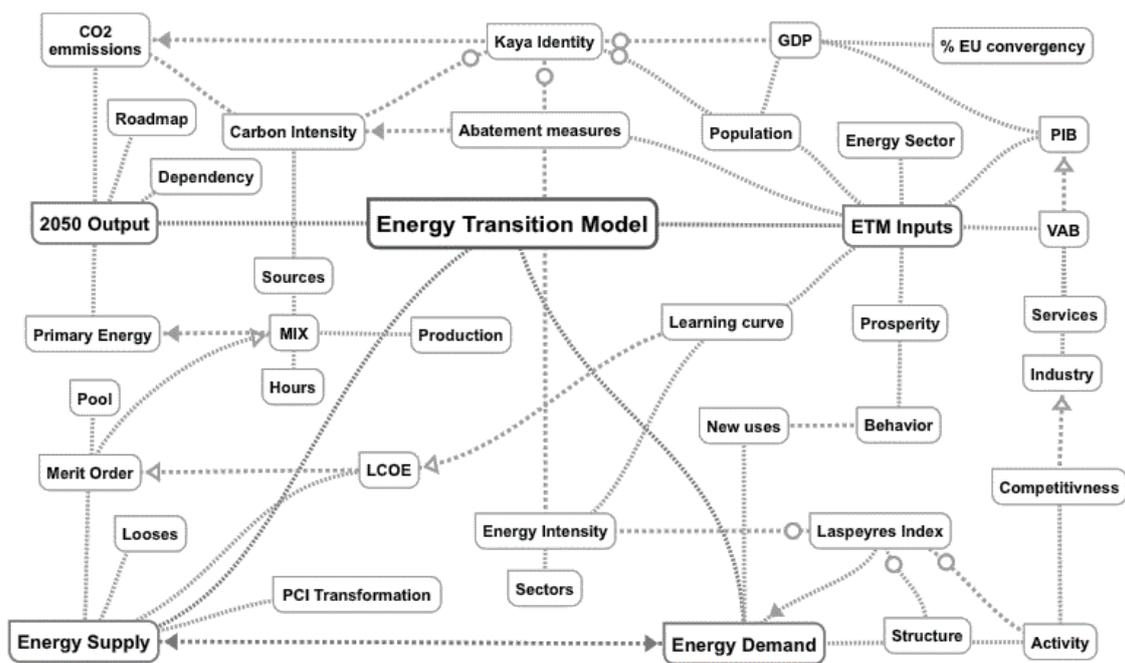


Figura 107 Energy Transition Model (ETM v.2019)

Para nuestros escenarios a 2030 y 2050 con capacidad de establecer series temporales anuales y mensuales. Las representaciones de elementos del output serán presentadas a continuación.

Según hemos visto en la Figura 32, el crecimiento de la población española y su economía en los pasados 25 años, han provocado un aumento continuado de la demanda energética y las emisiones de gases de efecto invernadero. A partir de estos realizaremos la proyección del mix energético peninsular español siguiendo la sustitución de plantas que finalizan su vida útil y con las hipótesis de abandono progresivo de tecnologías como el carbón y nuclear, a lo largo de la siguiente década, dando entrada a toda la nueva capacidad instalada generación de origen renovable vista en la Figura 105. Se detallan a continuación las hipótesis del mismo:

Power	1990	2000	2010	2020	2030
Hydro	38,8%	33,1%	17,8%	20,6%	16,1%
Nuclear	17,5%	15,2%	7,8%	7,0%	2,1%
Carbon	24,5%	21,8%	11,3%	3,4%	
Gas CCGT			25,8%	24,2%	16,4%
Wind		3,6%	20,3%	27,2%	32,4%
Solar FV			3,8%	8,2%	24,1%
Solar thermal			0,6%	2,7%	4,9%
Others	19,2%	26,3%	12,5%	6,7%	4,1%
Renewables	40,2%	39,8%	45,4%	59,9%	79,0%
No Renewables	59,8%	60,2%	54,6%	40,1%	21,0%
CO ₂ free	57,8%	55,0%	53,2%	66,9%	81,1%
whit CO ₂	42,2%	45,0%	46,8%	33,1%	18,9%
Total GW	41,8	50,6	96,1	101,6	149,9

Tabla 18 Power Capacity 1990 – 2050 (MW &% MIX)

Podemos apreciar la completa desaparición del carbón a partir del mediados de la próxima década, 2025 y la nuclear a partir de la siguiente. Toda la nueva potencia se centra en las tecnologías de origen renovable, alcanzando un total de 150 GW a 2030 y llegaríamos hasta unos 185 GW a 2050 en base al saldo neto de retiros de tecnologías basadas en fósiles y nuclear e incorporando renovables. Es por esto que nuestros modelos predictivos volcarán sus esfuerzos en ellas, con el comportamiento del viento, la irradiación solar y la pluviometría, para lograr anticipar por estaciones el valor producido por estas tecnologías, con todo ello el descenso del hueco térmico, basado en las tecnologías fósiles, ira descendiendo paulatinamente.

CIERRE DE LAS TECNOLOGÍAS NO RENOVABLES

En la próxima década pasaremos de un 42% de generación renovable a superar el 75%, en 2030, eliminando a partir de entonces las tecnologías de respaldo carbón y nuclear. El cierre previsto de 40 GW, de tecnologías fósiles y nuclear, se puede estructurar en un horizonte con 3 fases. Una primera de cierre del carbón, seguida por la nuclear y el gas emisor.

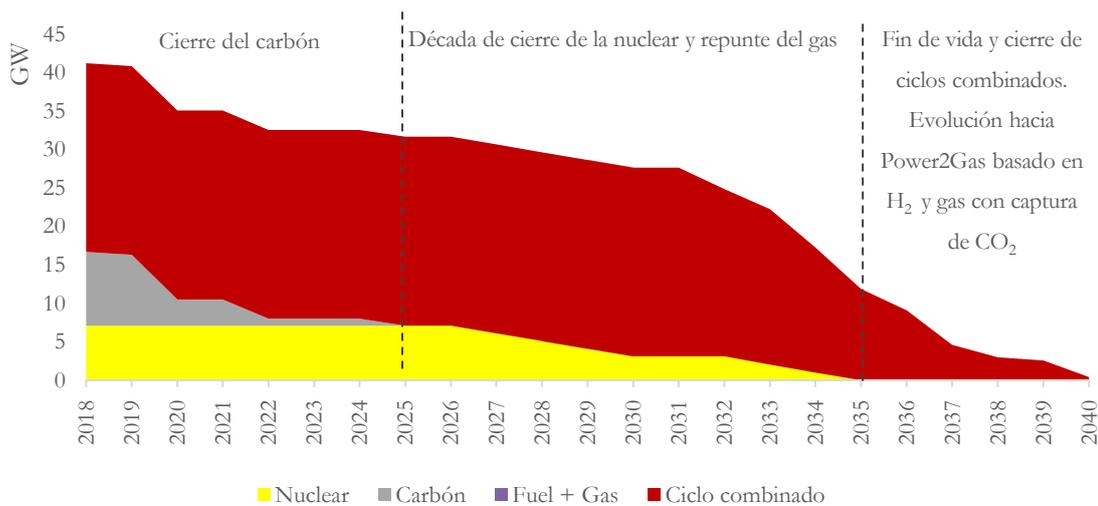


Figura 108 Forecast Closure Plants

El cierre de tecnologías las fósiles prevista en la Figura 108, se produce tras su limitado papel en el balance energético de las próximas décadas, dichas tecnologías vienen presentando una reducción de su factor de capacidad que irá quedando en un papel de mero respaldo. Se trata de una apuesta ambiciosa, que en un sistema de características aisladas como el nuestro, presenta enormes retos para garantizar el suministro, supondrá un cambio de modelo de abastecer esta demanda, tanto en momentos de base como en puntas de demanda.

Para este cálculo se ha tomado la vida útil estimada de las centrales térmicas, abandonando el carbón antes de 2025 y que las nucleares llegan en su mayor parte al 2030.

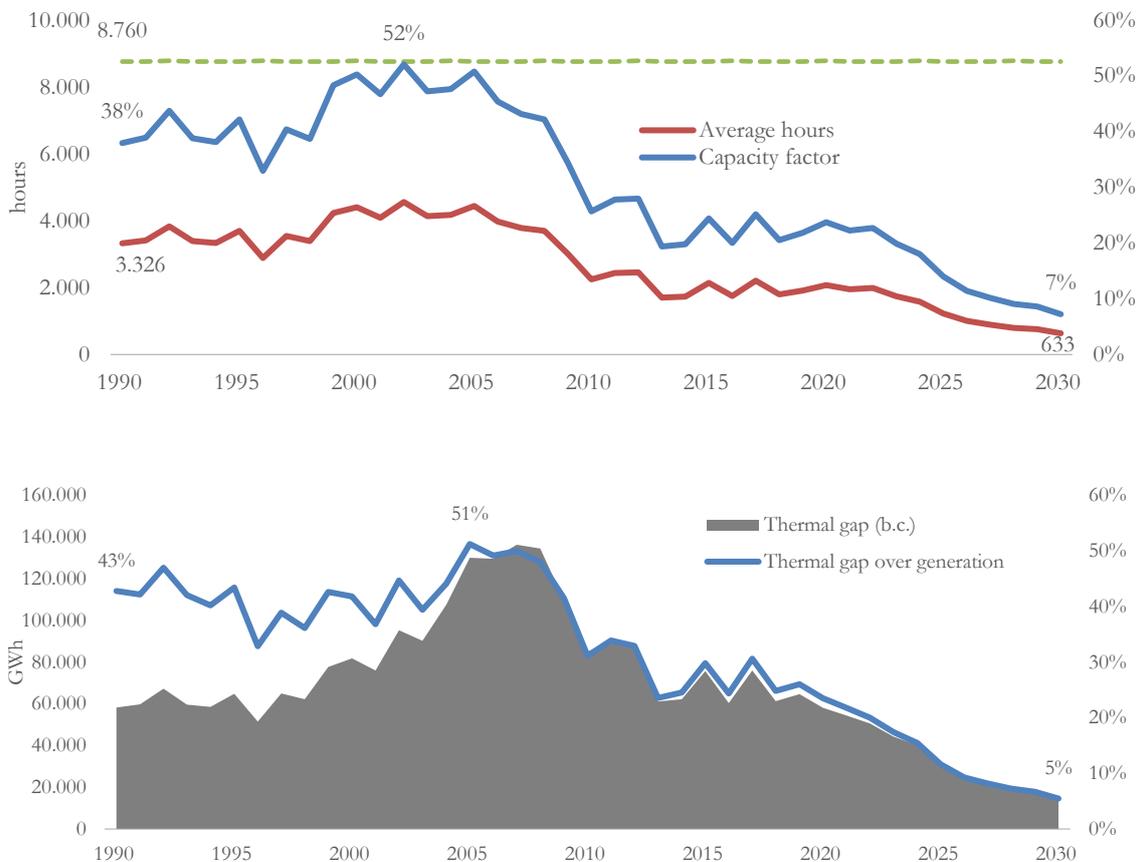


Figura 109 Thermal production, hours & capacity factor

Como resultado de los diferentes modelos de proyección, vistos en apartados anteriores, se puede componer un balance energético aproximado como resultado de la evolución de la potencia instalada, después de adiciones y retiros antes mencionados, y proyectando de forma mensual en base al comportamiento cíclico y estacional de las nuevas fuentes de suministro basados en renovables.

En la Tabla 19 se detalla la producción por la tecnología, como resultado de la potencia instalada y el factor de capacidad, con número de horas de producción sobre el total de horas al año, que permitirán suministrar la demanda con un porcentaje de hasta un 85% de origen renovable y libre de CO₂ en el año 2050.

Production	1990	2000	2010	2020	2030
Hydro	17,8%	14,1%	14,0%	8,6%	8,6%
Nuclear	38,2%	30,5%	21,7%	22,5%	8,6%
Carbon	40,7%	37,0%	7,5%	6,1%	
Gas CCGT			23,0%	17,4%	5,5%
Wind		2,3%	15,8%	23,4%	36,8%
Solar FV			2,2%	6,2%	24,4%
Solar thermal			0,3%	2,6%	6,1%
Resto	17,8%	14,1%	14,0%	8,6%	8,6%
Renewables	18,6%	18,8%	35,9%	42,8%	79,5%
No Renewables	81,4%	81,2%	64,1%	57,2%	20,5%
CO ₂ free	56,7%	49,3%	57,6%	65,3%	88,1%
whit CO ₂	43,3%	50,7%	42,4%	34,7%	11,9%
Total TWh	136,0	195,5	273,3	247,3	284,0

Tabla 19 Base case 1990 – 2030 (GWh &%)

Observamos la predominancia a largo plazo de la tecnología solar fotovoltaica y eólica, que supondrán la base del mix futuro, dando paso a un nivel de descarbonización del 88%.

En la Figura 110 podemos ver como el porcentaje de descarbonización crece enormemente, acorde a los objetivos establecidos para nuestro país en los años 2030 y 2050.

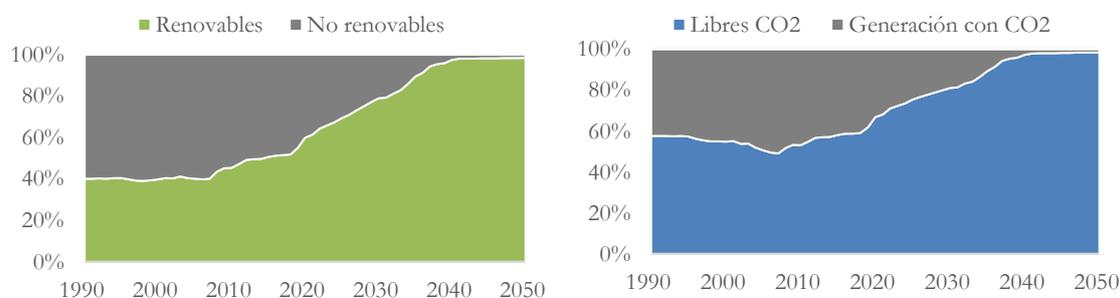


Figura 110% decarbonisation & renewables

En la tabla siguiente podemos ver el número de horas estimadas y el factor de capacidad (número de horas divididas entre el número de las totales del año). En la misma podemos apreciar diferentes fenómenos que no llevarían a profundizar en el futuro de determinadas tecnologías.

Con la desaparición de la energía de base nuclear y de punta carbón, las centrales de gas de ciclo combinado verían como aumenta el número de horas de funcionamiento, hoy en día en unas 1000 horas.

La tecnología solar fotovoltaica, solar térmica y eólica también verían como su factor de capacidad supera el 20%, haciendo que las renovables, en conjunto, aumenten el número de horas de funcionamiento al año.

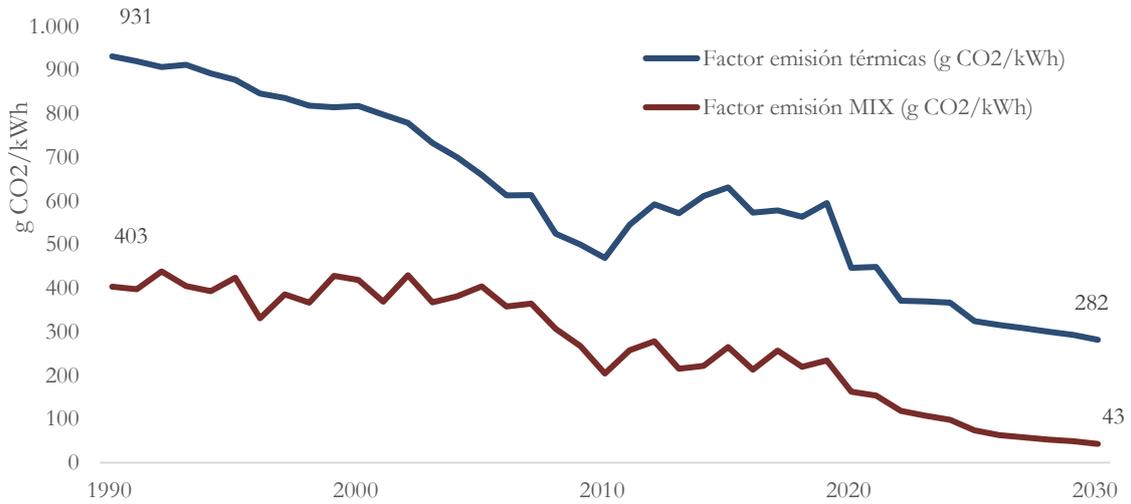
Hours/ Capacity Factor	1990	2000	2010	2020	2030
Hydro	1.496 17,1%	1.643 18,8%	2.229 25,4%	1.017 11,6%	1.017 11,6%
Nuclear	7.082 80,8%	7.754 88,5%	7.883 90,0%	7.804 89,1%	7.804 89,1%
Carbon	5.403 61,7%	6.537 74,6%	1.894 21,6%	4.449 (*) 50,8%	
Gas CCGT			2.534 28,9%	1.750(*) 20,0%	633 7,2%
Wind		2.440 27,8%	2.209 25,2%	2.091 23,9%	2.153 24,6%
Solar FV			1.684 19,2%	1.827 20,9%	1.916 21,9%
Solar thermal			1.305 14,9%	2.330 26,6%	2.361 27,0%
Renewables	1.501 17,1%	1.826 20,8%	2.249 25,7%	1.739 19,9%	1.905 21,8%
No Renewables	4.432 50,6%	5.210 59,5%	3.338 38,1%	3.470 39,6%	1.853 21,2%
CO ₂ free	3.195 36,5%	3.462 39,5%	3.076 35,1%	2.374 27,1%	2.056 23,5%
whit CO ₂	3.333 38,0%	4.352 49,7%	2.578 29,4%	2.553 29,1%	1.199 13,7%
Total	3.254 37,1%	3.863 44,1%	2.843 32,5%	2.433 27,8%	1.894 21,6%

Tabla 20 average hours 2020 – 2050 (GWh &%)

El respaldo provendrá del gas y la interconexión internacional, hasta que el almacenamiento energético mediante centrales de bombeo, almacenamiento electroquímico y otras soluciones. En el apartado siguiente analizaremos el almacenamiento como solución.

HACIA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

La nuclear no se considera renovable, pero sí entre las libres de CO₂. La desaparición de esta tecnología provocará un repunte de emisiones por la entrada del gas como solución alternativa.



Technologies	gr/kWh	1990	2000	2010	2020	2030
Carbon	950	52,6	68,6	19,6	14,4	
Fuel + Gas	750	2,0	6,7	1,1		
Gas	370			23,3	15,9	5,8
Cogeneration	370	0,2	6,4	11,4	9,4	5,8
Residuos	240				0,6	0,7
Total Emissions		54,8	81,9	55,9	40,2	12,2
Emission Factor (tCO ₂ /MWh)	mix	403	419	204	163	43

Tabla 21 Technologies vs Emissions ((tCO₂/kWh & MilltCO₂)

Si nos centramos en la primera etapa de la proyección, hasta el año 2030, vemos la sustitución de tecnologías fósiles por renovables en el mix eléctrico peninsular.

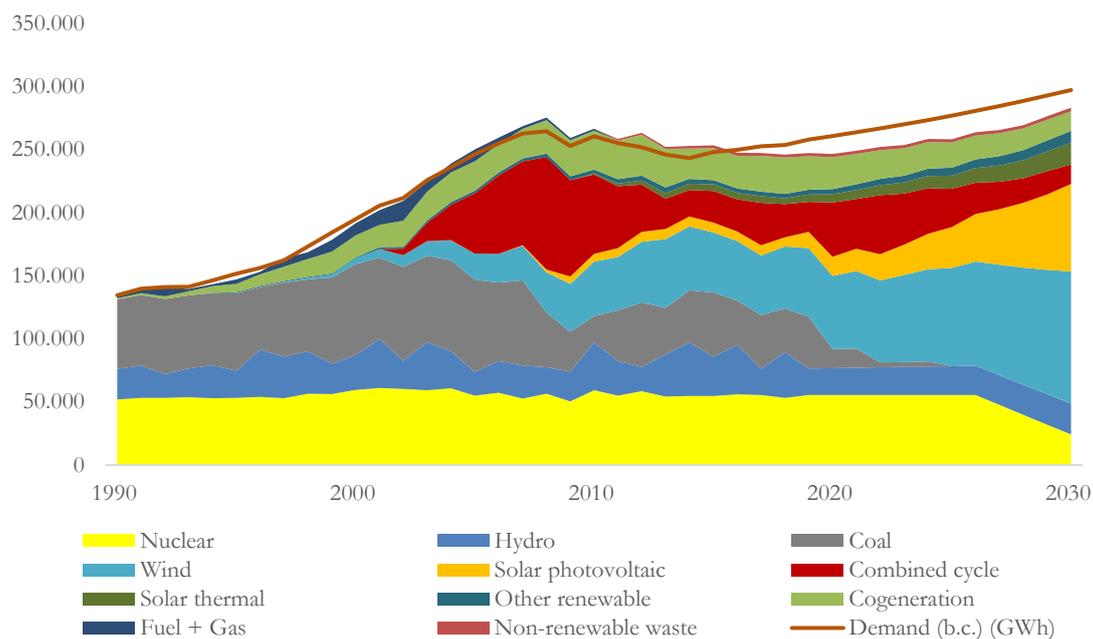


Figura 111 Energy Balance forecast (1990-2030)

El coste de las tecnologías fósiles, como hemos podido apreciar en la Figura 104, está siendo mejorado por las tecnologías eólica, solar e hidráulica (por debajo de 0,015 \$/kWh de LCOE). Por lo que cualquier decisor de inversiones actual preferirá desarrollar infraestructura de generación renovable. Las hipótesis de precios de combustibles se muestran a continuación:

2030						
Fuel	unidad	TYND	BEIS (Mid)	WEO (NPS)	BNEF	AVERAGE
Carbon	€/MWh	9,7	8,3	7,6	5,8	7,9
	\$/tonelada	94,0	80,0	74,0	55,8	75,9
Gas	€/MWh	31,7	19,5	29,5	19,2	25,0
	\$/mill BTU	11,1	6,8	10,3	6,7	8,7
Petróleo	€/MWh	71,5	39,6	54,9		55,3
	\$/barril	144,5	80	111,0		111,8

Tabla 22 Fuel Prices 2030

Los precios del petróleo se esperan al alza, superando las estimaciones en un 30% incluso el último máximo de 81 \$/barril de octubre de 2018, con los efectos sobre la reducción de demanda que pudiera conllevar, junto a una mayor electrificación de la energía final. Las tecnologías no renovables no llegan a alcanzar la tercera parte de la demanda a 2030,

aumentando la descarbonización hasta los objetivos marcados. Pese a esta enorme bajada por sectores el industrial presenta una mayor dificultad de descarbonización.

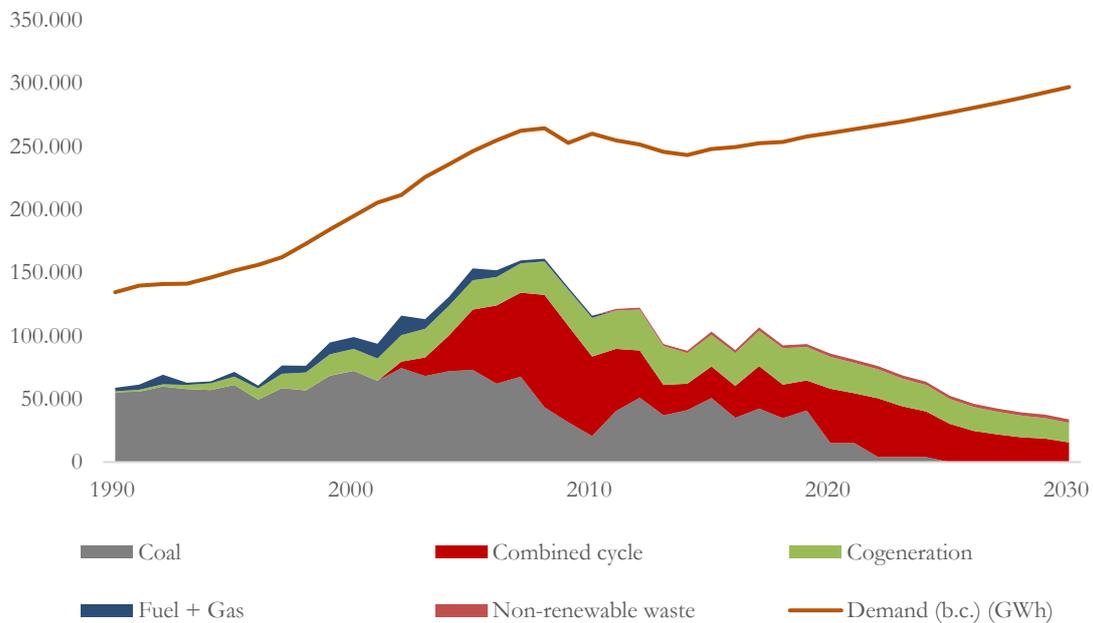


Figura 112 Thermal production (GWh) vs demand (1990-2030)

Otro debate importante se sitúa en el hecho de que al incrementar la potencia renovable en el sistema provocará una reducción de los costes de generación lo que dificultaría la rentabilidad de las tecnologías térmicas necesarias que debiera aportar potencia de respaldo en momentos de baja producción renovable. En este sentido debiera aparecer en el sistema eléctrico un sistema de compensación, o pagos por capacidad, que permitan cubrir el diferencial entre el coste medio de generación y los costes variables antes vistos, fundamentalmente basados en el gas véase los valores estimados para el gas en la Tabla 22.

Por otro lado, obtenemos una mayor penetración de renovables, que llevan aparejado una reducción del coste marginal del mercado eléctrico además del nivel de emisiones de CO₂, que también tendrá una valoración económica. Existen referencias internacionales muy ambiciosas que suponen una alta penetración de tecnologías renovables en nuestro país (Commission of the European Communities, 2013).

La capacidad incorporada podrá aparecer bajo un modelo de generación centralizada o distribuida, dependiendo del éxito de modelos basados en autoconsumo individual o compartido junto al desarrollo del almacenamiento de electricidad. La agrupación de comportamientos de los nuevos consumidores productores o “prosumers” derivara en un modelo de agregación de la demanda, creando nuevas opciones en el mercado de la energía eléctrica.

Los retos ambientales y la escasez de recursos para las futuras necesidades del planeta, nos obliga a replantear nuestra forma de abastecimiento energético, persiguiendo cubrirlo a través de un uso masivo de energías renovables. Las renovables alcanzarán el 80% en 2030.

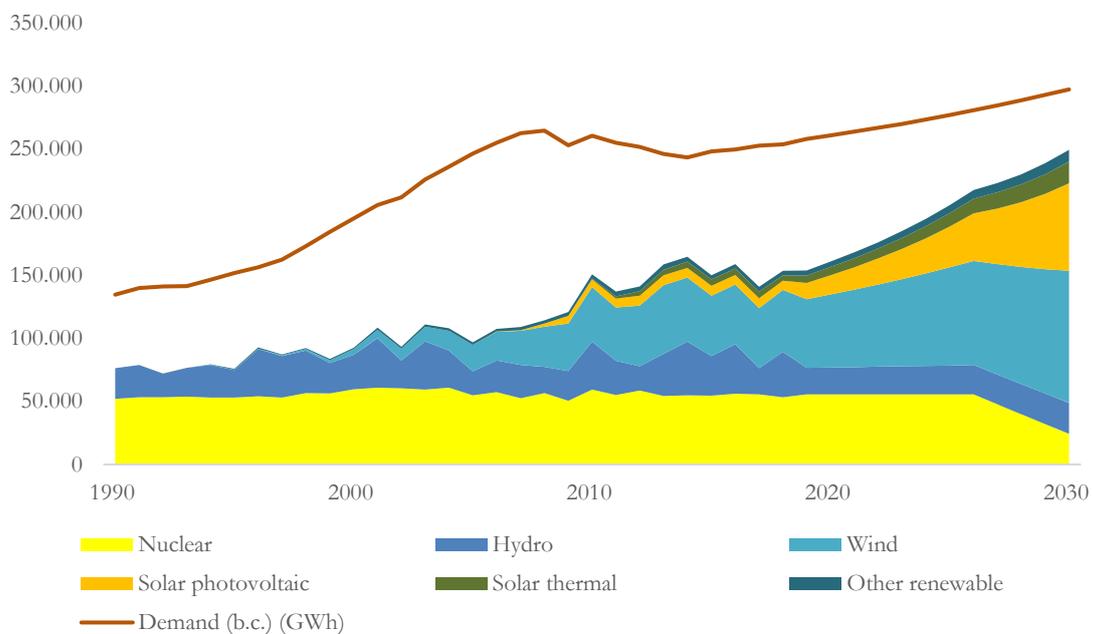


Figura 113 CO₂ free production (GWh) vs demand (1990-2030)

El cierre del parque nuclear, con unos 7.100 MW, supondría una reducción del 20%, con la demanda actual. Con un factor de capacidad o disponibilidad cercana al 90%, véase Tabla 23, esta potencia tendrá que ser reemplazada por al menos 25.000 MW renovables con un factor de capacidad medio renovable del 24%.

Central/(G)	MW	Año	Uso (años)	60 años (años)	Producción (GWh/año)	horas func. (h/año)	Coefficientes utilización (%)	Disponibilidad (%)
Almaraz I	1.011	1.983	36	28	7.803	7.840	97,0%	89,3%
Almaraz II	1.006	1.984	35	29	7.882	7.887	99,0%	90,0%
Ascó I	996	1.984	35	30	7.826	7.850	98,3%	87,0%
Ascó II	992	1.986	33	31	7.723	7.799	98,1%	88,7%
Cofrentes	1.064	1.985	34	34	8.490	8.089	97,4%	86,7%
Trillo I	1.003	1.988	31	36	8.103	7.967	98,3%	91,7%
Vandellós II	1.045	1.988	31	35	8.162	7.859	97,4%	87,4%
TOTAL	7.117				55.988	7.899	97,9%	88,7%

Tecnología	Factor Capacidad (teórico)	Factor Capacidad (real)	1MW vs 1MW Nuclear (s/teórico)	1MW vs 1MW Nuclear (s/real)	MW alternativos necesarios para alcanzar la misma producción (MW)	
Nuclear	85%	85%	1,0	1,0	7.117	7.117
Eólica	25%	24%	3,4	3,5	24.198	24.790
Solar	23%	21%	3,8	4,0	26.886	28.586
Fotovoltaica	20%	20%	4,3	4,3	30.247	30.309
Térmica	25%	22%	3,4	3,8	24.198	27.049

Tabla 23 Nuclear substitution (average 2010-2018)

Hoy en día los planteamientos en nuestro país no se acercan a las solicitudes de extender la vida útil hasta los 60 años, sino que se están quedando en menos de 50 años según la posición manifestada en estos momentos. Aunque según las advertencias del grupo de expertos sobre cambio climático (IPCC) los países avanzan lentamente. No se ha conseguido reconsiderar el papel de la energía nuclear en la descarbonización del sistema energético mundial (Parsons, Buongiorno, Corradini, & Petti, 2019). Por otro lado, el coste de la tecnología nuclear no presenta un futuro optimista, para la construcción de nuevas centrales, y la tecnología basada en la fusión no se vislumbra a corto plazo.

La capacidad de interconexión con Francia, hoy de 5 GW, no permite suplir esta energía de base del sistema, sobre todo si recordamos los episodios acontecidos en la interconexión en noviembre de 2017 ante situaciones críticas o de climatología extrema adversa.

SEGURIDAD ESTACIONAL DE SUMINISTRO

El clima añade una componente intermitente, con ciclos diarios y estacionales que vienen predeterminados por la posición de la tierra respecto al sol, y que condicionan la capacidad de atender de manera continuada la demanda energética futura. Para calcular esta producción se emplean métodos de previsión utilizando los modelos matemáticos anteriormente expuestos.

Con este escenario de horas de funcionamiento podemos comparar que ocurriría en 3 diferentes momentos, a modo de ejemplo, los 3 años previos al año 2020, 2025 y 2030

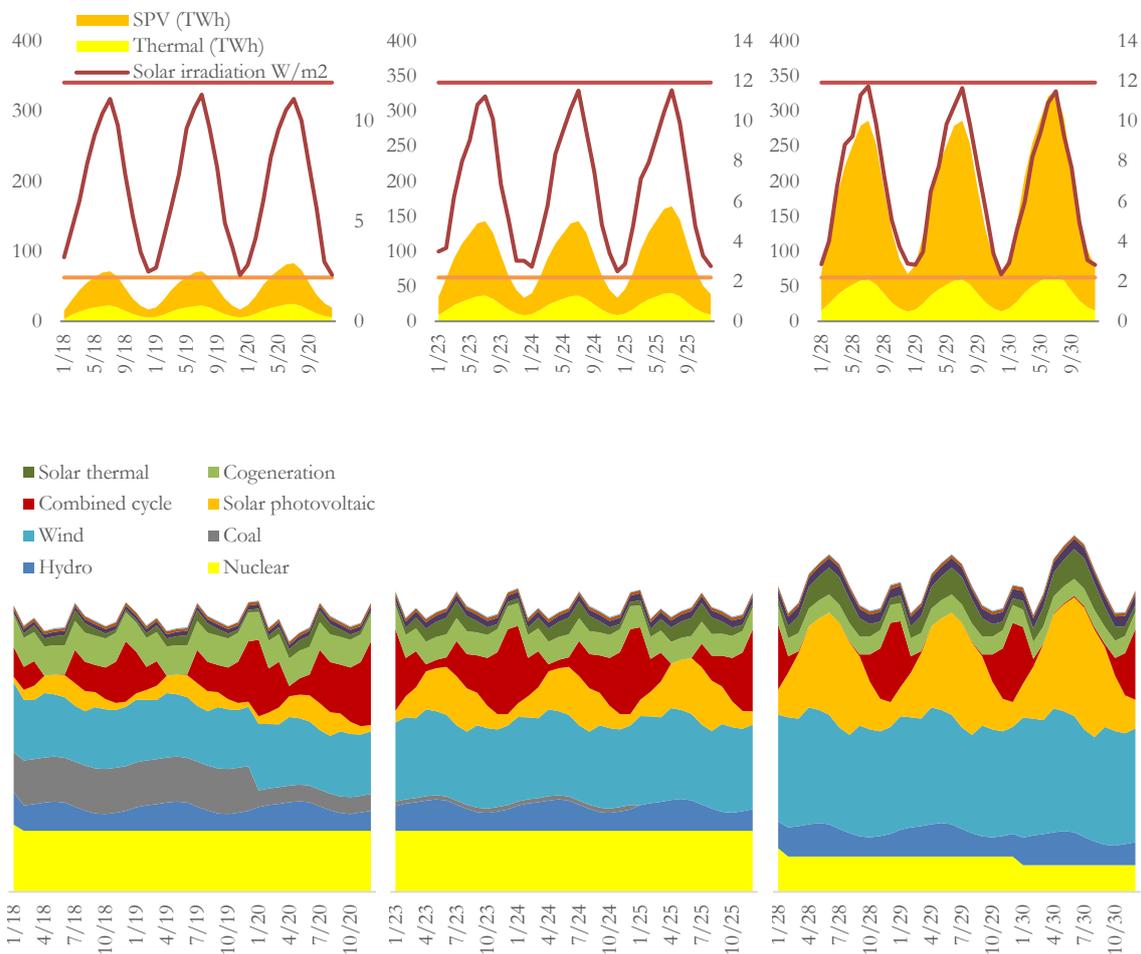


Figura 114 Evolution mix and technologies. Solar Irradiance Impact

El clima añade, para la energía solar, una componente de incertidumbre derivada de la posición diaria y estacional de la tierra respecto al sol. A medida que se incorpore mayor potencia solar,

fotovoltaica o térmica, obtendremos una mayor diferencia de aportaciones de producción en los diferentes meses según la irradiación solar que la tierra recibe en cada momento, afectando al balance mensual, pudiéndose generar situaciones de vertido en algunos momentos del año, y ausencia de recurso solar necesitando el respaldo de la capacidad térmica hasta la aparición de soluciones de almacenamiento para periodos diarios y estacionarios. El papel activo del nuevo consumidor, como eje central de la transición energética, con su demanda y flexibilidad para producir y consumir permiten aportar nuevos elementos al equilibrio del sistema.

HACIA LAS “SOLAR SMART CITIES” (S²C)

Las ciudades inteligentes reciben este calificativo cuando se adaptan a los principios de sostenibilidad y hacen la vida más fácil al ciudadano aprovechando el avance tecnológico existente. En Europa iniciativas como el Pacto de los alcaldes (en inglés Covenant of Mayors) promueve la transición energética en las ciudades agrupando a unas 7.800 ciudades que representan más de 252 millones de habitantes en Europa, siendo la iniciativa mundial más significativa y basado en que en las ciudades se concentran las $\frac{3}{4}$ partes de consumo de energía final y por ende emisiones de gases de efecto invernadero. La estrategia fundamental para desplazar el consumo de energía fósil en las ciudades se basa en su sustitución de fuentes renovables, y fundamentalmente basada en energía solar.

Las ciudades tienen en el sol a un aliado perfecto en la transición hacia un modelo descarbonizado y libre de contaminación local. Al ser una tecnología modular podemos verla en nuestras ciudades en edificios, superficies de aparcamiento. Cuando el aporte energético de las superficies distribuidas disponibles no alcance el nivel necesario serán completadas con grandes superficies, “utility scale”, pero siempre cercanas al punto de consumo, para lograr maximizar la eficiencia y minimizar las pérdidas de distribución.

El papel activo del consumidor, en su versión como “prosumidor” con capacidad de producir un porcentaje de la energía que consumo, va a ser fundamental para esta evolución. Para la integración de este recurso distribuido será necesaria la participación de las tecnologías de

información y comunicaciones, que además de aportar la situación en tiempo real de oferta y demanda energética permita maximizar la eficiencia global de la utilización de los activos y recursos existentes, en definitiva, permitiendo mayor flexibilidad.

Como hemos dicho en escenarios de alta penetración de renovables, lograr un suministro fiable en un sistema aislado requiere de un esfuerzo colectivo basado en el uso de recursos energéticos distribuidos (vehículo eléctrico a gran escala, gestión activa de la demanda, autoconsumo con capacidad de vertido y balance neto a la red, un mayor uso de generación distribuida a pequeña escala y la gestión de la flexibilidad como elementos imprescindibles y que han de ser probados. En el presente documento se realizará una propuesta en un modelo de isla energética, isla de la Cartuja en Sevilla, que permita traer al momento actual la problemática a la que se puede enfrentar nuestro país y sus ciudades en un cambio de modelo energético como el que se presenta en este ejercicio. Lograr anticipar los efectos nos permitirá preparar la evolución de forma ordenada y coordinada por el uso de plataformas para la energía.

El objetivo de encontrar un espacio donde convivan ambiciosos objetivos de penetración de energías renovables junto a recursos energéticos distribuidos, (almacenamiento, movilidad eléctrica y gestión activa de la demanda), se hace cada vez más necesario para evolucionar la regulación que permita adaptar nuestras ciudades, lo antes posible, pero bajo un modelo viable.

Capítulo IX: ENERGÍA Y MOVILIDAD

CONSUMO DIFERIDO DE ENERGÍA, EL ALMACENAMIENTO

El almacenamiento aporta flexibilidad al consumo de energía. Hasta la presente década se había consumido la electricidad en el mismo momento en el que se producía, obligando a un esfuerzo de sincronización entre producción y demanda. Las tecnologías térmicas, caracterizadas por su inmediatez y elevada disponibilidad han permitido este modelo, que hoy pretendemos mejorar.

A medida que las renovables van adquiriendo un mayor protagonismo, resulta mucho más necesaria la existencia de sistemas de almacenamiento para compensar la menor disponibilidad de los recursos de origen renovable. Si no se logra un desarrollo técnico y económico en la presente década, la flexibilidad necesaria pasará por las opciones tradicionales conocidas, como mantener las tecnologías de respaldo de origen térmico, elevar las costosas interconexiones internacionales o alterar las pautas del consumo con una gestión de la demanda más restrictiva en las horas sin disponibilidad de recurso renovable.

El almacenamiento se basa en cualquier medio tecnológico que permita capturar y conservar energía producida hasta liberarla en un momento posterior de consumo, momento que se puede alejar tanto en espacio como en tiempo.

El almacenamiento está evolucionando de forma exponencial en los últimos años, sobre todo el almacenamiento químico, desglosado en la Tabla 24, está teniendo un importante avance, y permitirá nuevas evoluciones en la demanda de energía, como por ejemplo conducir un vehículo eléctrico cargado en nuestro domicilio durante la noche anterior, o por ejemplo en nuestros edificios con capacidad de generación renovable, almacenar la energía del sol excedentaria a mediodía para ser consumida horas más tardes ya sin sol.

Además de la madurez de las alternativas tecnológicas, siempre tendremos que realizar un esfuerzo de diseño y dimensionamiento en el volumen de energía a almacenar y en el tiempo que esta puede tardar en ser liberada. Podemos encontrarnos con soluciones centralizadas y distribuidas, así como aplicaciones destinadas exclusivamente a la mejora de la calidad del

servicio. Según tecnologías, permitirá un uso con escala temporal variable, que podemos seguir en la siguiente clasificación (Fuchs, Lunz, Leuthold, & Sauer, 2012).

Classification	Technology	Short	Time Scale
Electrical	Super Capacitor		Short
	Superconductive Magnetic		Short
Mechanical	Flywheels	FSS	Short
	Pumped Hydro	PHS	Medium
	Compressed Air	CAES	Medium
Thermal	Thermoelectric		Medium
Chemical -Internal Low temperature	Lithium-ion (Li-Ion)	NMC/LMO,NCA, LiFePo4, Titanate	Medium
	Lead Acid	Flooded LA, VRLA	Medium
High temperature -External Redox-flow Power to gas	High temperature	NaNiCl, Nas	Medium
	Flow	Vanadium, Zn/Br	Medium
	Hydrogen	H ₂	Long
	Synthetic Natural Gas	Methanation	Long

Tabla 24 Electrical Energy Storage Systems (ESS) Classification

Estas gamas de tecnologías se podrán destinar a diferentes funcionalidades que afectan desde la generación, al transporte y distribución y por ultimo del lado de la demanda: Aplanar cargas maximizando los sistemas de potencia, desplazar la energía de periodos más económicos o valle a reducir las necesidades de punta, con la eficiencia económica que provocan los costes de generación de tecnologías de punta frente a base, amortiguar los dientes de sierra en las rampas de acoplamiento entre generación y variaciones de demanda, gestionar la demanda y retrasar inversiones necesarias.

El almacenamiento eléctrico, mediante supercondensadores (en inglés supercapacitors) y almacenamiento de energía magnética por superconducción (en inglés Superconducting Magnetic Energy Storage o SMES) aportará a futuro un servicio orientado a la calidad del servicio a las distribuidoras de media MT y baja tensión BT para servicios como el control de voltaje y frecuencia de las redes, servicios auxiliares, reducción de puntas y balance de cargas.

En el ámbito de este estudio nos enfocaremos en el almacenamiento vinculado a la demanda energética y el consumidor. Una forma ilustrativa de presentar el almacenamiento es referenciándolo por tecnologías y distintos requerimientos de tiempo y potencia. La capacidad de almacenamiento puede oscilar desde kWh, MWh y GWh y entre minutos y un día de duración; tendremos que separar nuestro análisis entre almacenamiento mecánico y químico:

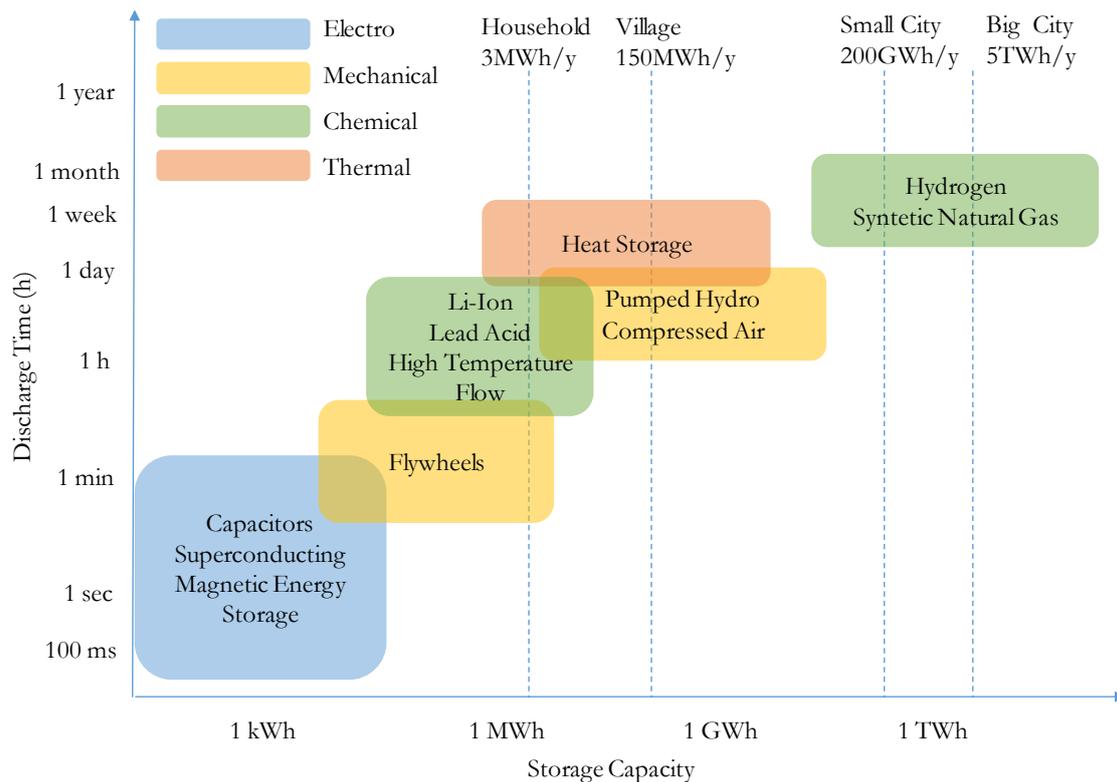


Figura 115 Storage Technologies Power vs Time and applications

Aún estamos lejos de alcanzar una capacidad de almacenamiento estacional y de gran capacidad energética, escala de TWh, con el que poder desplazar la carga energética almacenada y utilizada después de semanas e incluso meses, para sistemas aislados o que permitan dar respaldo en semanas donde la intermitencia no permita disfrutar de una producción renovable.

Comenzaremos por el almacenamiento mecánico, puede presentar diferentes alternativas, entre otros nos centraremos en 3 alternativas por su grado de madurez que utilizan como base la energía potencial (bombeo hidráulico), la energía de compresión (CAES) o la energía cinética

(volante de inercia). Las principales características del almacenamiento las mediremos por diferentes variables como la densidad de energía y potencia, la vida útil, su eficiencia, dinámica de entrega y los costes. Para comparar las diferentes tecnologías definiremos:

Variable	UniT	DescripCiÓN
ENERGY DENSITY	Wh/l	Densidad energética o energía nominal de la batería por unidad de volumen
POWER DENSITY	W/l	Densidad de potencia o potencia máxima disponible por unidad de volumen
CYCLE LIFE	equivalent full-cycles	Ciclo de vida o número de ciclos completos (equivalentes) que puede entregar un sistema de almacenamiento hasta el final de su vida útil
CALENDAR LIFE	A	Vida útil, en años, de un sistema de almacenamiento.
DEPTH OF DISCHARGE	%	Profundidad de descarga o relación entre la energía descargada y la capacidad utilizable.
ROUND-TRIP EFFICIENCY	%	Eficiencia: relación entre la producción de energía útil obtenida y la energía aportada (kWh) durante un ciclo de transformación.
SELF-DISCHARGE	% per day	Pérdidas o auto-descarga: pérdida de energía almacenada como resultado de procesos internos.
POWER DYNAMIC	S to rated Power	Potencia dinámica: capacidad de cambiar la potencia de salida dentro de un cierto tiempo. Se expresa en términos de tiempo (segundos) para alcanzar la potencia nominal (segundos hasta alcanzar la potencia nominal).
ENERGY INSTALLATION COST	USD/kWh	Costo de servicio nivelado para proporcionar servicios de almacenamiento durante la vida útil del sistema.

Tabla 25 Storage variable definitions

En el siglo XX el almacenamiento de electricidad ha estado dominado por el bombeo, un sistema que funciona utilizando el trasvase de agua entre dos depósitos. Cuando la demanda de electricidad es alta se libera el agua del depósito superior haciéndolo pasar por turbinas, por el contrario, cuando la demanda de electricidad y precios son bajos se devuelve el agua al depósito superior para volver a tener una reserva de electricidad. Esta tecnología aprovechaba la energía nocturna excedentaria, de origen nuclear, que no podía detener su producción durante los períodos de menor demanda energética. Pese a que las eficiencias oscilaban entre el 70 y 85% han sido una opción rentable hasta la subida de precios en periodo valle. Su

operación puede mantener varias horas de funcionamiento cada día, pero en España existen 3.329 MW, pero no llegan al 10% de las horas del año.

En 2018 la producción de bombeo produjo tan solo 2.009 GWh con un consumo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación de 3.201 GWh, una eficiencia del 62,8%.

Los bombeos son un sistema efectivo para trasvasar energía entre horas, pero a cambio de una pérdida igual a uno menos el factor de eficiencia antes mencionado, tampoco tienen la suficiente capacidad de reacción como para controlar las fluctuaciones de la eólica y la fotovoltaica, labor que puede hacerse con baterías electroquímicas a un menor coste.

En la actualidad existe una amplia gama de tecnologías de almacenamiento mecánico con mayor o menor grado de madurez como los reflejados en la Tabla 24 en aire comprimido (en inglés Compressed Air Energy Storage, CAES) o en volantes de inercia (en inglés Flywheel), pero el reto se centra en maximizar la utilización de la capacidad instalada de bombeo.

Las telecomunicaciones móviles aparecen en la década de los 80, el mundo daba sus primeros pasos hacia la transformación de hábitos y modelo de negocio en las comunicaciones. La movilidad y desacoplamiento entre producción y consumo eléctrico pasa el relevo al almacenamiento, los primeros teléfonos inalámbricos y móviles logran su finalidad de comunicar en movimiento gracias al almacenamiento.

De forma similar el consumo de electricidad se vuelve móvil, tanto en las horas del día donde ya no se produce con fuentes de origen renovable como en movilidad cuando nuestros dispositivos (móviles, cámaras, vehículos) consumen energía que ha sido recargada en un lugar distinto a cuando lo usamos. En un modelo energético distribuido el almacenamiento también aparece con sistemas químicos de pequeño tamaño distribuidas.

En la siguiente tabla aparecen del peor al mejor de los casos, se muestra en la siguiente comparativa:

	Mechanical energy storage systems					Chemical energy storage systems						
	Pumped	CAES	Flywheel	Li-Ion		Lead Acid		High Temperature				
Energy density (Wh/l)	0,2 - 2	2 - 6	20 - 200	NMC/LMO	NCA	LiFePo ₄	Titanate	Flooded LA	VRLA	NaNiCl	NaS	
Power density (W/l)	0,1 - 0,2	0,2 - 0,6	5k - 10k	200 - 735	200 - 620	200 - 620	200 - 620	50 - 100	50 - 100	150 - 280	140 - 300	
Life (000 equ full-cycles)	12k - 100k	10k - 100k	100k - 1kk	100 - 10k	100 - 10k	100 - 10k	100 - 10k	10 - 700	10 - 700	150 - 270	120 - 160	
Calendar life (a)	30 - 100	20 - 100	15 - 25	500 - 4k	500 - 2k	1000 - 10k	5000 - 20k	250 - 2.500	250 - 2.500	1k - 7,5k	1k - 10k	
Depth of discharge (%)	80 - 100	35 - 50	75 - 90	5 - 20	5 - 20	5 - 20	10 - 20	3 - 15	3 - 15	8 - 22	10 - 25	
Round-trip efficiency (%)	70 - 85	40 - 75	70 - 95	84 - 100	84 - 100	84 - 100	84 - 100	60 - 50	60 - 50	100 - 100	100 - 100	
Self-discharge (% per day)	0,02 - 0	1 - 0	100 - 20	81 - 98	81 - 98	81 - 94	81 - 98	75 - 92	75 - 92	80 - 92	70 - 90	
Power dynamic (s2rat pow)	500 - 15	900 - sec	sec - < 0,004	0,36 - 0,09	0,36 - 0,09	0,36 - 0,09	0,36 - 0,09	0,4 - 0,09	0,4 - 0,09	15 - 0,05	1 - 0,05	
Energy instcost (\$/kWh)	100 - 5,25	84 - 2	6k - 1.500	1 - 0,003	1 - 0,003	1 - 0,003	1 - 0,003	0,01 - 0,003	0,01 - 0,003	< 1 - 0,1	20 - 3	
				840 - 199,5	840 - 199,5	840 - 199,5	1.260 - 472,5	472,5 - 105	472,5 - 105	488 - 315	735 - 262,5	

NMC = Lithium Nickel Cobalt Manganese Oxide (LiNiCoMnO₂) LMO = Lithium Manganese Oxide (LiMn₂O₄) NCA = Lithium Nickel Cobalt Aluminium Oxide (LiNiCoAlO₂) LiFePo₄ = Lithium Iron Phosphate (LiFePo₄) Titanate = Lithium Titanate (Li₄Ti₅O₁₂)
Flooded LA= flooded lead-acid VRLA= Valve-regulated lead-acid (Gel) NaNiCl = Sodium Nickel Chloride (NaNiCl₂, also called Zebra) NaS= Sodium Sulphur (NaS)

Tabla 26 Mechanical & Chemical energy storage systems benchmark best & worst case, SBC 2013, KPMG 2016, IRENA 2017

La solución más sencilla es la que va orientada al almacenamiento del excedente de producción en las instalaciones de un prosumidor (consumidor que produce su propia energía), con hasta 100 kW y varias horas de almacenamiento de los excedentes producidos en las instalaciones del consumidor permite desplazar energía durante el ciclo diario a los momentos donde el recurso renovable no exista, normalmente relacionado con el ciclo solar y la tarde/noche.

El almacenamiento como reserva debe utilizar soluciones que permitan mantener el suministro cubriendo largos periodos de ausencia de sol y viento. que obliguen a modificar el perfil de demanda energética.

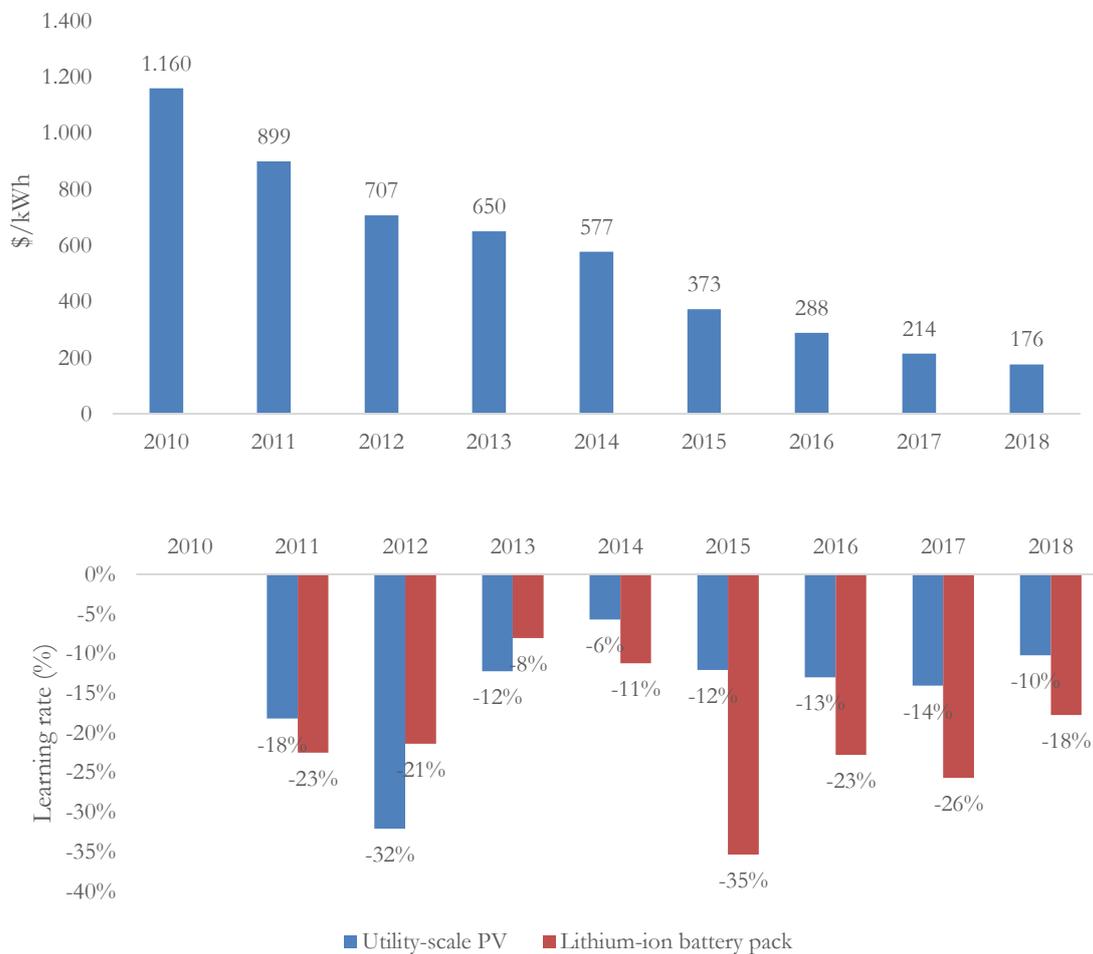


Figura 116 Lihium-ion battery price survey (BNEF 2018 in 2018\$) & learning rate (% vs Y-1)

LA MOVILIDAD FUTURA: ELÉCTRICA, CONECTADA Y COMPARTIDA

Europa se encuentra en un momento crucial para cumplir el acuerdo de París. El sector energético, incluido el subsector transporte, está obligado a alcanzar una neutralidad en carbono antes de 2050. El transporte deberá realizar un esfuerzo de reducción sin precedentes, pues sus emisiones actuales son superiores a 1990, en términos absolutos y relativos.

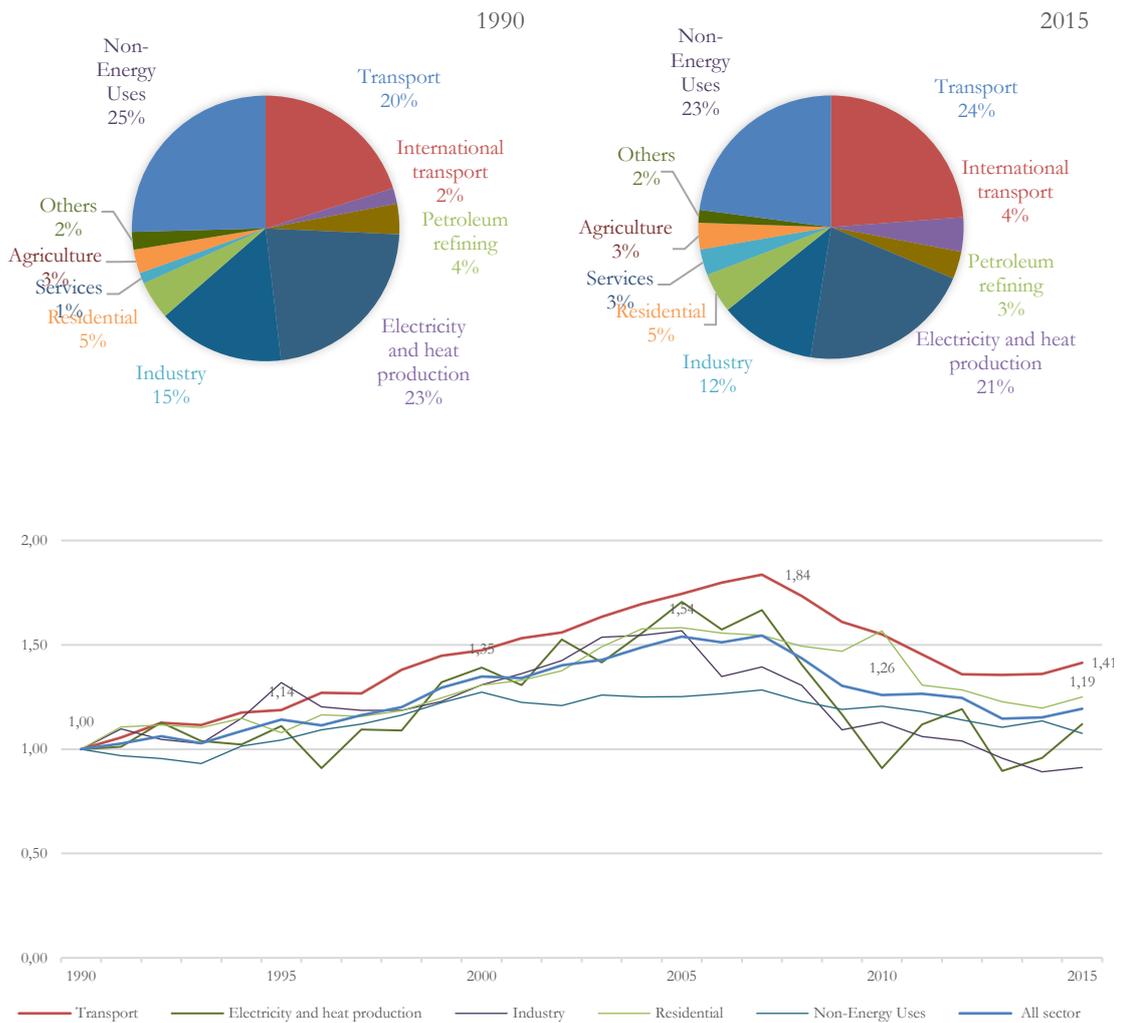


Figura 117 Spanish greenhouse gas emissions. % & index

El 95% de los vehículos que circulan por Europa utilizan combustibles fósiles, haciendo que el sector llegue a representar la cuarta parte de las emisiones, y hasta un 31% en nuestro país si consideramos el transporte internacional y las actividades de refino destinadas al mismo.

En el año 2011, la Comisión Europea en su Libro Blanco del Transporte, COM/2011/0144, establecía una meta a 2050 de reducción de emisiones del 60% respecto a 1990, algo completamente inalcanzable si seguimos la evolución actual, véase parte inferior de la Figura 117. El escenario de referencia elaborado por la Comisión Europea (Capros et al., 2016), espera que el volumen de emisiones no cumpla con los objetivos de reducción planteados, Tabla 27.

Emisiones 2050	Usos Energéticos		Total emisiones	
	Europe	Spain	Europe	Spain
Transporte	44%	60%	32%	42%
Energía	18%	10%	13%	7%
Resto	38%	30%	55%	51%

Tabla 27% GHG vs Energy Uses & Total, Reference Scenario 2016

El transporte sería en 2050 el principal responsable, alcanzando un peso del 60% y siendo en solitario el mayor sector emisor, frente a otros como el sector energético que reduce su peso hasta el 10%. Dentro del sector transporte destacan coches y furgonetas ligeras como responsables del 70% del total de emisiones de CO₂, actuar sobre ellos supone actuar sobre los gases de efecto invernadero y combatir el cambio climático. Durante el año 2018, se está efectuando lo que se denomina la revisión “Clean Vehicle Directive”, como revisión de la Directiva 2009/33/CE, de 23 de abril de 2009, relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes.

El paquete de energía y clima a 2030 de la Unión Europea fija el objetivo de reducir las emisiones en sectores no ETS (Emissions Trading System) en un 30% a 2030 sobre los niveles de referencia de 2005. El sector transporte en España representan el 48% de sectores no ETS.

Nuestras ciudades están construidas y condicionadas por los automóviles, que suelen ir ocupados por un solo pasajero la mayor parte del tiempo, congestionando carreteras y calles tanto en circulación como en aparcamientos. El enfoque en las ciudades sigue siendo abordado desde los problemas relacionados con el tráfico, la congestión y la contaminación. En la Figura

118, observamos la relación entre el tiempo de desplazamiento diario al trabajo y las emisiones de dióxido de nitrógeno (NO₂).

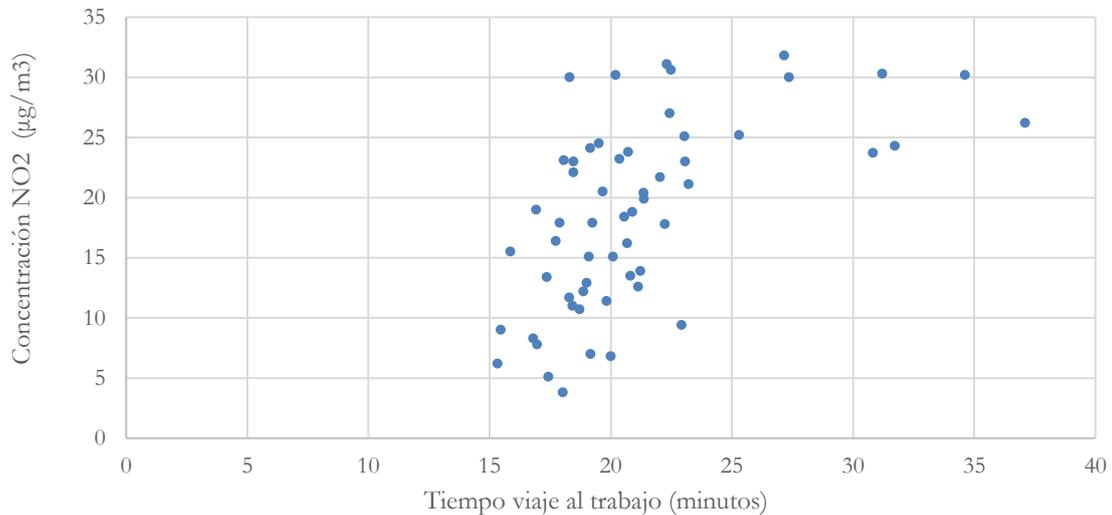


Figura 118 Rush to Work, time travel (mins) vs distance(km)

El dióxido de nitrógeno es un contaminante que proviene de las emisiones directas o “primarias”, especialmente de los vehículos diésel. También aparece como contaminante “secundario” desde el monóxido de nitrógeno (NO), procedente de la combustión en general, que por un proceso químico en la atmósfera acaba transformado también en NO₂.

El valor límite anual de NO₂ para la protección de la salud humana está fijado en 40 microgramos por metro cúbico (µg/m³) de concentración media anual, siendo superado en múltiples ocasiones. En la estación de Torneo (Sevilla), punto de medición cercano a la Cartuja, se ha experimentado un ascenso considerable de los niveles de este compuesto químico, con un valor medio anual de 46 µg/m³, alcanzando un máximo de 54 µg/m³ y mínimo de 24 µg/m³.

Otro problema derivado de la combustión del transporte y la calefacción en las ciudades son las partículas en suspensión PM₁₀ y PM_{2,5}, hacen referencia a su diámetro aerodinámico de 10 µm y 2,5 µm respectivamente. El valor límite legal anual de PM₁₀ de 40 µg/m³ y el valor límite anual de 20 µg/m³ recomendado por la Organización Mundial de la Salud.

Vemos por tanto que en las ciudades el verdadero problema no es de calentamiento global y emisiones de CO₂ sino el 46% de la polución local, que provocan 400.000 fallecimientos prematuros en Europa (European Environment Agency, 2017).

La electrificación es una de las principales estrategias para reducir las emisiones en el transporte, sus efectos sobre contaminación local y mejorar radicalmente el consumo de energía en el transporte por carretera o transporte ligero (LDV, del inglés light duty vehicles).

Sus emisiones de partículas y NO₂ son cero en conducción y emisiones de CO₂ nulas, cuando la electricidad proviene de fuentes renovables. Con una carga basada en el mix eléctrico tendríamos solo 50 gCO₂/km (mix español en 2017), si lo recargamos en horas nocturnas el nivel de emisiones se reduce 10 gCO₂/km.

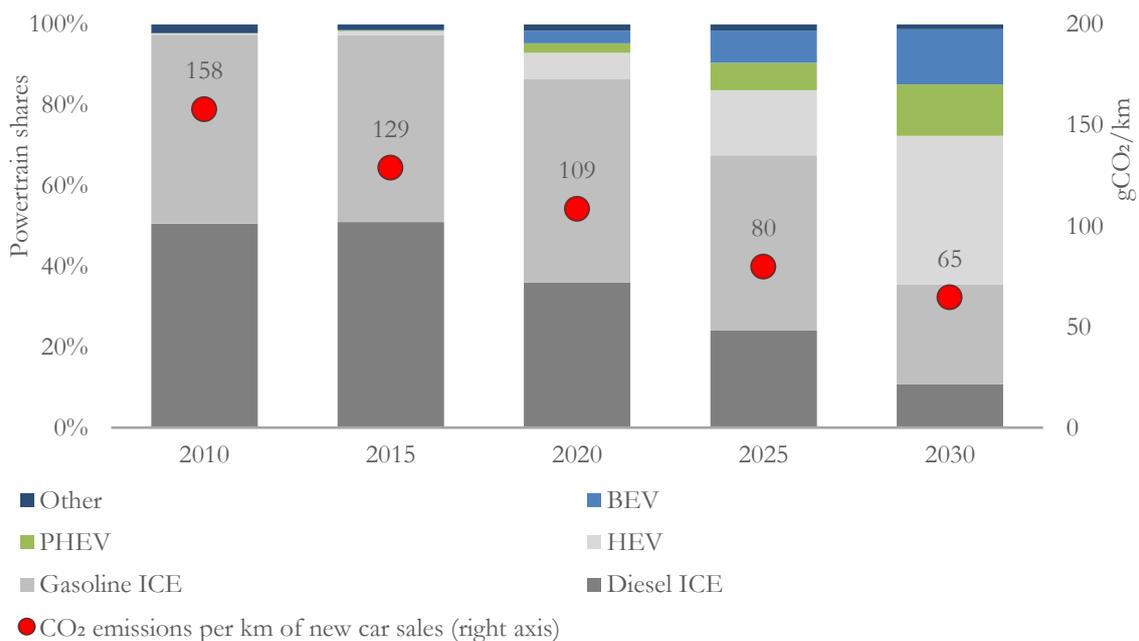


Figura 119 Technology shares in the European Union car market, 2010-30 (Simulation based on IEA analysis 2019).

Un vehículo eléctrico, con un consumo medio de 15 kWh/100km, tiene un factor de conversión de energía de tanque a ruedas o TTW (del inglés Tank to Wheels) que lo hace entre 3 y 4 veces más eficiente que un motor de combustión interna estándar (Edwards et al., 2013). Este hecho es importante a la hora de considerar el aumento de eficiencia energética en el

sector transporte, que representa sobre el consumo final de energía hasta un 32% en la Unión Europea, y un 41% en España. Si suponemos una electrificación plena de vehículos privados y del transporte público, la demanda energética final en España se reduciría un 15%, alcanzando un 16,25% si la comparativa la referimos a los usos energéticos.

La Comisión Europea se ha tomado muy en serio la problemática de las emisiones, creando un nuevo procedimiento de ensayo de emisiones en condiciones reales de conducción (RDE, del inglés Real Driving Emissions), endureciendo la legislación para reducir la contaminación.

La entrada de nuevos vehículos eléctricos en el mercado se acelera, ningún fabricante ha dejado de anunciar ya la entrada de algún modelo con la motorización eléctrica, y los nuevos lanzamientos ya superan los 400 km de autonomía por recarga mejorando su atractivo y eliminando las limitaciones iniciales de oferta, altos precios y baja autonomía. En la Figura 120 aparecen la evolución de baterías en vehículos desde 2011 a 2018 por áreas geográficas (Estados Unidos viene marcada por la comercialización de vehículos TESLA) junto a los lanzamientos previstos en los próximos 5 años junto a la autonomía por recarga, Figura 121.

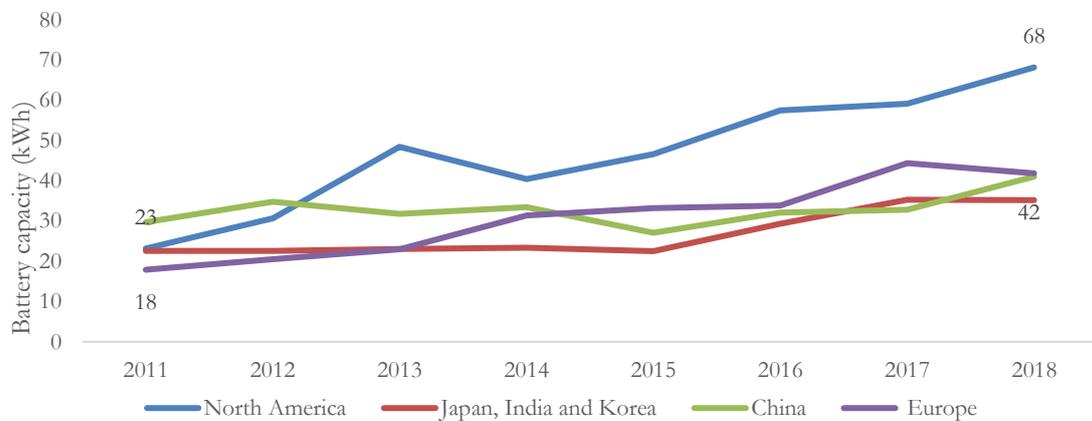


Figura 120 Battery Capacity by year (2011 - 2018)

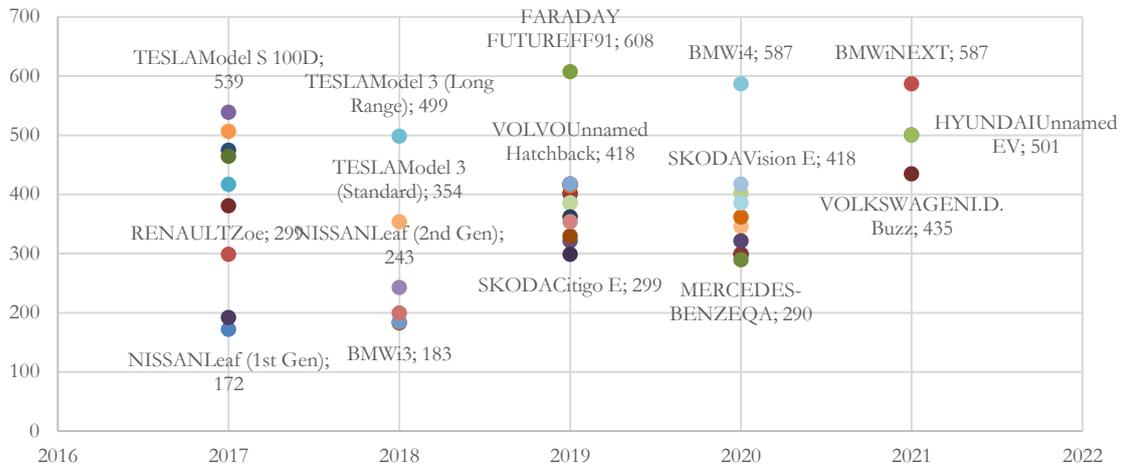


Figura 121 Electric range of selected models (model, km) by year

Las ventas mundiales acumuladas alcanzaron los 5 millones a finales de 2018 (3,3 mill EVs y 460.000 e-buses) incluyendo vehículos eléctricos para pasajeros con batería (BEV) y vehículos híbridos enchufables (PHEV). La aceleración se está produciendo en los principales mercados: China, Europa y América del Norte, donde los vehículos eléctricos representan en torno al 2% de las ventas de vehículos nuevos. El tiempo necesario por cada millón de vehículos eléctricos vendidos se ha reducido, tardaremos solo 6 meses en pasar de 4 a 5 millones.

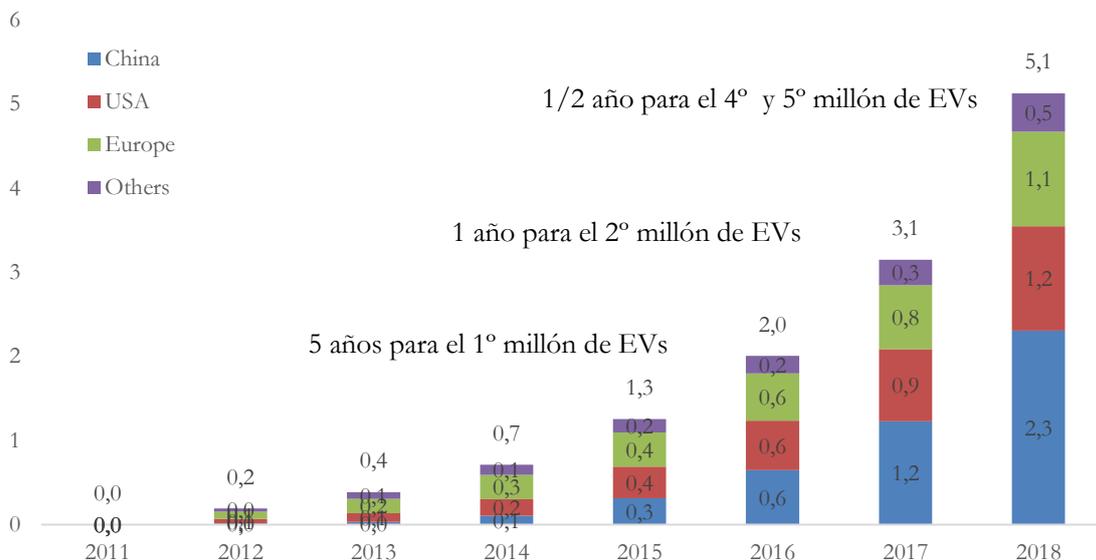


Figura 122 Time to sell a million EVs (BNEF)

Nos situamos ante una revolución tecnológica en el sector automoción, con dificultades iniciales como precio o falta de infraestructuras, pero esto no quita que su crecimiento haya comenzado. A pesar de la introducción de este nuevo producto destaca el alto volumen de ventas en Noruega, que en 2018 superaba el 46% de las ventas anuales.

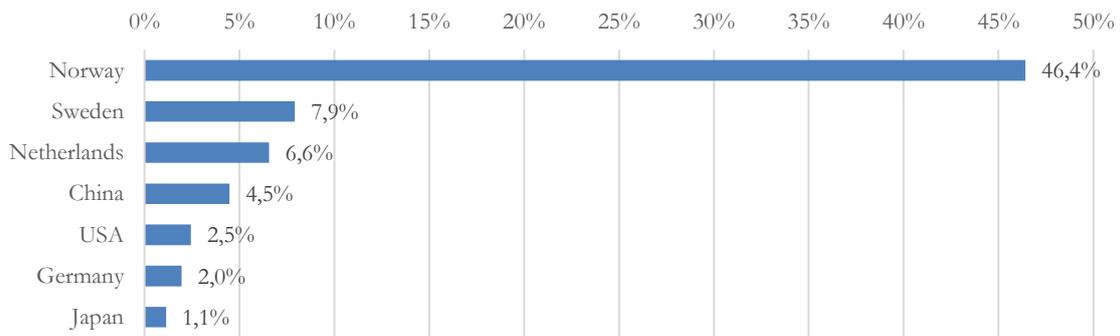
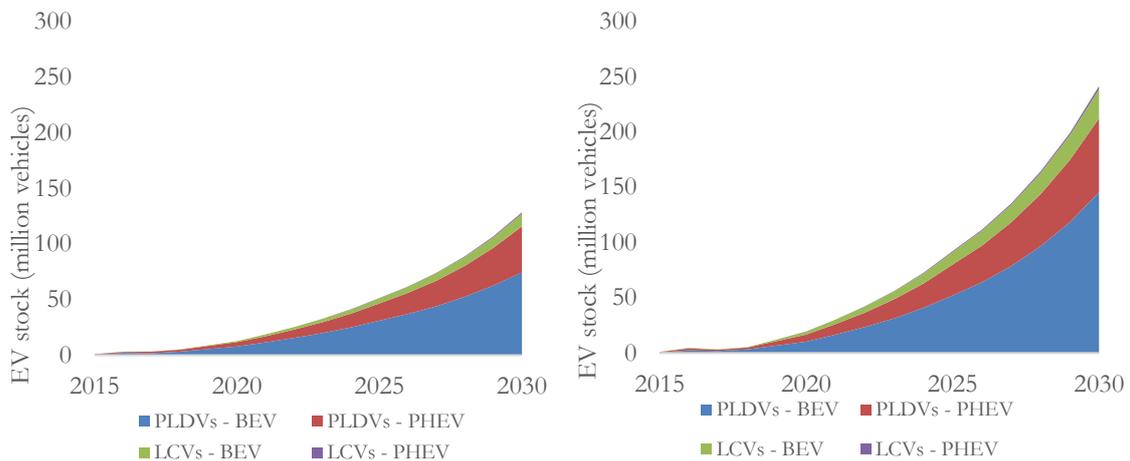


Figura 123 Electric Market share (BEV and PHEV 2018)

A nivel mundial se esperan que en 2030 circulen entre 134 – 253 millones de vehículos eléctricos, según la última previsión de 2019 de la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, 2017), son escenarios en consonancia con las previsiones de diferentes agencias como BP, EXON y BNEF.



Note: PLDVs = passenger light-duty vehicles; LCVs = light-commercial vehicles; BEV = battery electric vehicle; PHEV = plug-in hybrid vehicle.

Figura 124 New policies & EV30@30 escenarios (IEA, 2019a)

Capítulo X: ENERGÍA Y DIGITALIZACIÓN

¿EVOLUCIÓN O REVOLUCIÓN DIGITAL?

La digitalización de la economía va mucho más allá de navegar, chatear o comprar en línea. Nuestras actividades cotidianas conviven con un uso intensivo de tecnologías de información y comunicación (TICs), realidad que de forma imparable evoluciona hacia un mundo interconectado. Desde un nivel básico de comunicación entre personas, hasta la entrada progresiva de comunicación entre máquinas (M2M). Todo ello derivado de la incorporación de sensores, capacidad de computación e inteligencia en los objetos.

Según la International Telecommunication Union, el 49% de la población mundial tiene acceso a Internet, la mitad de los que tienen acceso a la electricidad (World Bank, SE4All). En la Figura 125 se observa que el acceso a Internet en España alcanza el 85%, frente al acceso universal a la electricidad que hoy en día disfrutamos.

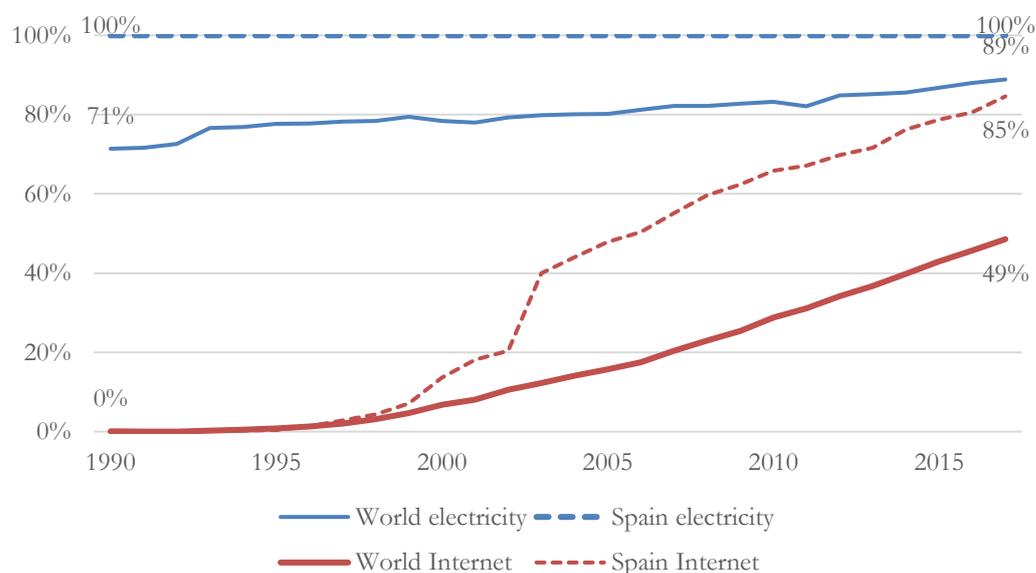


Figura 125 Electricity & Individual Internet acces (% population World & Spain) 1990-2018

Nuestro país ha mantenido un crecimiento continuo de hogares con acceso a Internet. Durante los últimos siete años ha crecido un 36%, superando el 86%, y siendo uno de los países de la Unión Europea, donde se ha dado mayor crecimiento como podemos ver en la Figura 126.

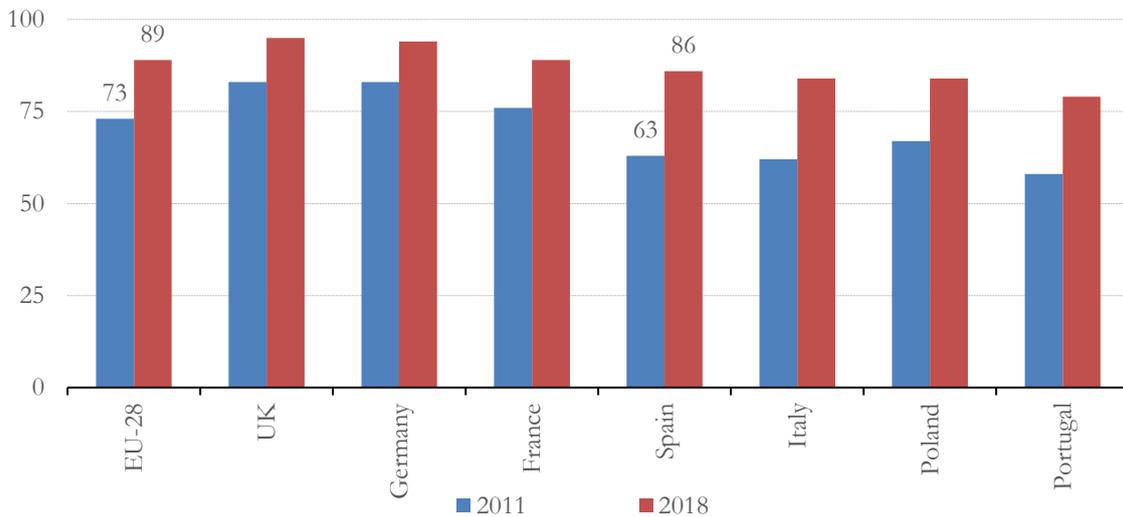


Figura 126 Internet access of households, 2011 and 2018 (% of all households), Eurostats

Junto al acceso a Internet de las personas tenemos la situación de las empresas. Mientras que el 54% de las grandes empresas europeas están altamente digitalizadas, solo el 17% de las pymes han integrado con éxito la digitalización en sus negocios, con grandes diferencias según la geografía, sector y tamaño. Las empresas digitalizadas han centrado sus esfuerzos en la automatización de las actividades principales del negocio y como un complemento para su optimización. Carecer de estas herramientas puede llegar a suponer la pérdida de ventaja competitiva, e incluso un freno al crecimiento.

La digitalización acompaña a lo que se viene denominando “la cuarta revolución industrial”, un momento de enorme interés que, tal y como vaticina el fundador del Foro Económico Mundial, (Schwab, 2016), será distinto a cualquier cosa que el género humano haya experimentado por escala, alcance y complejidad, sólo equiparable a la electrificación de la sociedad tras los avances de Tesla, Edison y Westinghouse, durante la segunda revolución industrial (1870-1914).

LOS DATOS SON EL NUEVO PETRÓLEO Y LOS ALGORITMOS SU REFINO

La digitalización provoca una creciente aplicación de tecnologías de la información (TIC) a la sociedad. Un aumento del volumen de datos exponencial, Figura 127, vinculados a la disminución de los costes de conectividad y almacenamiento, que han permitido una mayor conectividad a menor coste de personas y dispositivos, con cada vez mayor velocidad de transmisión de datos.

El volumen de datos no deja de crecer, en 2017 se ha superado un zettabyte (10^{21} bytes) y medio de volumen de datos IP (1.464 Exabytes), multiplicando por 10 en la década y un 30% sobre el año anterior 2016.

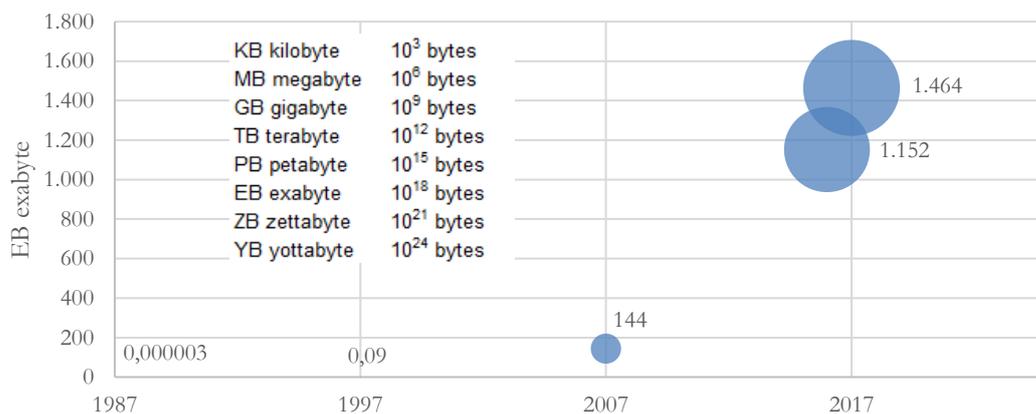


Figura 127 Global internet traffic (EB Exabyte= 10^{18} bytes) Cisco 2018

Según IBM la sociedad ha generado más datos en los dos últimos años que en toda la historia anterior. Un claro ejemplo de esta tendencia se ha dado en el sector eléctrico con la sustitución de casi 28 millones de contadores electromecánicos por contadores digitales. Desde la lectura bimensual de los contadores electromecánicos, se ha pasado a remitir casi 50 peta bytes (10^{15}) de lecturas cada año (cálculo basado en 1 billón de lecturas cuarto horarias de 50 kb cada una).

El mayor valor de esta información está en desarrollo, desde la aplicación de ofertas tarifarias a medida, tarifas planas en días clave elegidos por el consumidor, o incluso para gestionar recomendaciones respecto a segmentos, detectar posibles fraudes, entre otros.

Los historiadores de las matemáticas atribuyen al matemático, astrónomo y geógrafo persa Al-Juarismi (780-850 adC), como padre de los conceptos de algoritmo y álgebra en su obra “Compendio de cálculo por reintegración y comparación”. Por algoritmo entiende un conjunto de reglas bien definidas, ordenadas y finitas que permiten llevar a cabo una actividad al seguir las instrucciones de manera sucesiva. A medida que se incorporan al estado inicial una serie de entradas se obtendrá como solución un nuevo estado final.

Otra posible forma de ver los algoritmos, en términos de programación, concibe el algoritmo como la secuencia de pasos lógicos que permiten solucionar mediante computación un problema. Por último, en su versión evolucionada, el aprendizaje automático (del inglés machine learning) es un proceso que busca, de manera inductiva, el conocimiento de las máquinas a partir de las matemáticas. La representación de los algoritmos puede venir de múltiples formas, desde el lenguaje natural hasta los diagramas de flujo y lenguajes de programación.

En la actualidad, la industria incorpora un nuevo reto en su forma de competir, en la capacidad de realizar análisis avanzados “machine learning”, capaces de extraer valor de esta ingente fuente de datos como reacción ante el progreso digital. Siguiendo nuestro símil con la energía, sería el equivalente al proceso de refino, obteniendo derivados finales a partir del crudo petrolífero.

LA TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

Estamos en un proceso de digitalización creciente de la economía que incluye al sector energético, tanto al tradicional como a los entrantes. Los emprendedores de todo el mundo acceden a la tecnología existente y herramientas digitales con requerimientos de capital relativamente pequeños. Los inversores de capital riesgo se centran principalmente en la financiación de start-ups tecnológicas con alto potencial de crecimiento (lo que viene a catalogarse en la nueva jerga como “unicornios”) dejando de lado a las empresas de sectores tradicionales que comienzan su digitalización, con menor velocidad de evolución, de forma progresiva y apalancadas en sus estructuras de financiación tradicionales.

Es de sobra conocido que nuestro sector energético camina hacia un profundo cambio, lo que denominamos “transición energética”. Un futuro donde domina lo eléctrico, renovable y digital.

La transición energética va a implicar la incorporación masiva de generación renovable y distribuida, que debe ser integrada en un sistema energético complejo. También tendrá que pasar de un papel secundario a convertirse en actor principal, como solución a una economía descarbonizada. El carácter intermitente de estas fuentes, basadas en el clima, viento, sol, lluvia y temperaturas, va requerir de la digitalización como vía para maximizar su aportación, con flexibilidad entre la oferta y la demanda.

Al igual que las redes de transportes han sido necesarias para grandes plantas de producción, las redes de distribución eléctrica se convierten en la columna vertebral para el equilibrio del sistema en el ámbito urbano. Para poder incorporar mayor proporción de recursos energéticos distribuidos se requerirá la evolución de una red eléctrica clásica hacia una red inteligente, de la mano de la digitalización, cambios tecnológicos y retributivos, que ya están comenzado.

La digitalización, sin duda, facilitará una mayor proporción de recursos energéticos distribuidos, convirtiendo a una parte de los consumidores en "prosumidores". La digitalización, en este escenario, permite pasar de sistemas aislados a interconectados. En la ciudad centenares de edificios pasarán a ser mucho más eficientes y con capacidad de ofrecer

sus excedentes de producción renovable al sistema eléctrico, así como gestionar activamente la demanda ante propuestas económicas de agregadores de flexibilidad.

Otras herramientas, de mayor ruptura, como Blockchain, pueden facilitar sistemas locales de comercio de energía. Sus capacidades de ofrecer simultaneidad, aseguran las transacciones de forma fehaciente, permitiendo una productividad y simplicidad jamás antes vista.

La transformación del sector energético pasa por la digitalización de tres grandes pilares: los activos, la relación con los clientes y las competencias de las personas.

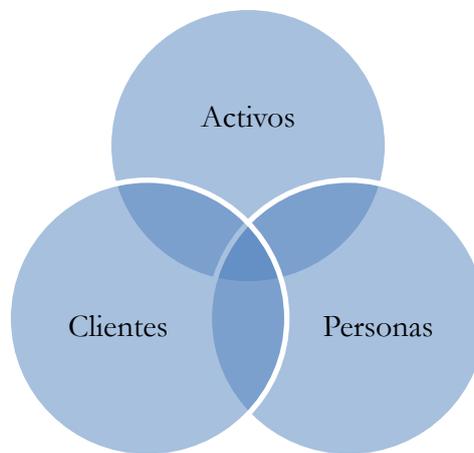


Figura 128 Digital Strategy Focus

Digitalización de activos

El sector de la energía viene utilizando las tecnologías digitales desde hace mucho tiempo para mejorar la seguridad y productividad de las instalaciones: vigilancia y supervisión de instalaciones, comunicaciones seguras, centros de control y monitorización, sistemas de telemando, detección de paso de falta, etc... tiene una historia de más de 20 años.

La digitalización de las redes eléctricas se considera la clave de bóveda para la transformación del sector. Con una prioridad centrada en reforzar la seguridad del suministro, mejorar la calidad del servicio y responder a las futuras demandas de los clientes se están empleando redes inteligentes, mediante la implementación de tele contadores y la automatización de toda la red.

Las plantas de generación eléctrica, también están siguiendo un programa de digitalización orientado a incrementar la eficiencia operativa de estas, aumentando la utilización de estos activos y su integración en el sistema de forma instantánea.

Consumidor digital

Las necesidades de atención del cliente están cambiando y no todas las empresas energéticas tradicionales han logrado su adaptación hacia un modelo de relación integral. El cliente comienza a recibir servicios, en diferentes sectores, bajo la filosofía de estar siempre conectados (del inglés always on) y esto se traduce en la gestión de expectativas, con la posibilidad de comparar diferentes experiencias. La personalización, desde el punto de vista experiencia, hace que la referencia de cada consumidor no solo sea exclusiva de un determinado sector sino del conjunto de toda la oferta y atención que recibe de manera digital.

La experiencia será un elemento fundamental en la valoración y fidelidad de los clientes hacia sus suministradores habituales. La aproximación tradicional basada en servicios de atención Call Center, atención presencial, necesita de una enorme revisión centrada en el cliente y sus nuevas formas de relación por múltiples canales, presenciales y digitales.

La mayor parte de las llamadas recibidas están relacionadas con la factura, no goza de la confianza de los clientes, no bien interpretada o lo que persiguen realmente es disminuir el importe, quieren ahorrar. Con la incorporación de los Smartphone asistimos a un mayor uso de dispositivos móviles que de ordenadores, lo que implica un acercamiento desde cualquier parte, mediante APPs que permitan la atención en movilidad.

La mayoría de la población, está pasando a encabezar el acceso mediante dispositivos móviles, que han superado el número de personas a nivel mundial, con 103,5 líneas por cada 100 habitantes. Tres cuartas partes de los hogares cuentan con acceso de banda ancha. Un 40% de los hogares de Europa utilizan sólo banda ancha móvil.

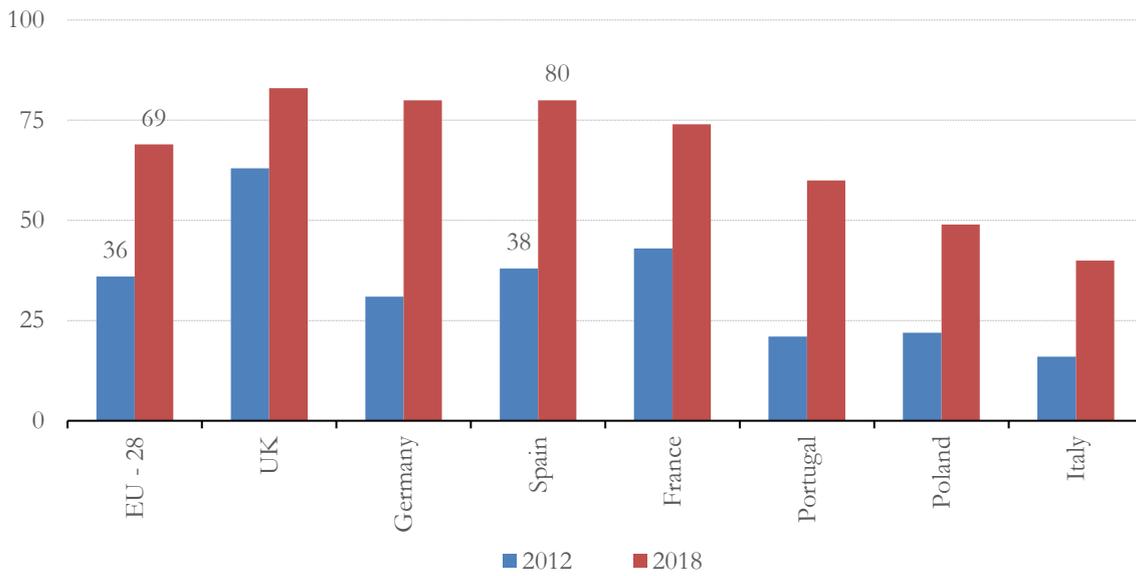


Figura 129 Individuals who used a portable computer or a handheld device (% of individuals aged 16 to 74), Eurostats

Los usuarios utilizan para el acceso regular a Internet sus teléfonos inteligentes en un alto porcentaje, Figura 129, casi llegando a duplicar la cifra en España en los últimos siete años.

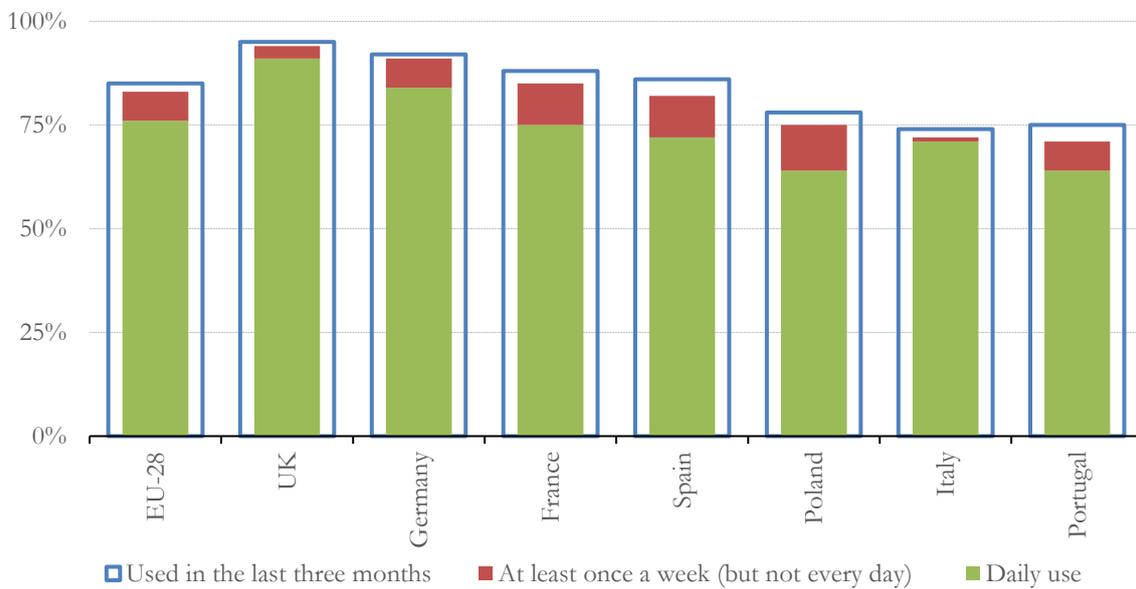


Figura 130 Frequency of internet use, 2018 (% of individuals aged 16 to 74), Eurostats

En su mayoría, el 86% de la población utiliza Internet para enviar y recibir correos electrónicos, seguido del 78% del uso para encontrar información, leer noticias en línea 72% y participación en redes sociales un 65%. Los jóvenes entre 16 y 24 años se inclinan más hacia redes sociales (90%), seguido de ver videos (83%) y escuchar música (80%). Los mayores de 65 años, se centran en leer noticias (65%) o información sobre la salud (59%).

Estar en los diferentes canales o medios sociales aumentan el riesgo de exposición, desde el año 2012 se viene trabajando en redes como Facebook o Twitter. No sólo implica la presencia, sino establecer un flujo de procesos que encaucen estas comunicaciones con la problemática surgida con las empresas.

Existen tecnologías disruptivas para la gestión de los datos relacionados con los clientes. La sensorización y la trazabilidad de la información histórica generada por un cliente implica dotar a las empresas de un conocimiento orientado a datos. En el sector energético asistimos a una profunda transformación, clientes que al mismo tiempo pueden ser productores y consumidores, que sofistican la iteración de clientes con proveedores o clientes con clientes.

Personas, la transformación interna

Se trata de identificar en primer lugar el talento interno digital, mediante encuestas y formación se podrá el interés y crear una cultura orientada a los datos (también conocida en inglés por data driven). El mundo digital se caracteriza por una innovación colaborativa, abierta y basada en los ecosistemas alrededor de la transformación de las tecnologías de la información. Mediante la utilización de propuestas de retos, (a estas convocatorias convocatoria de sesiones abiertas se las suele denominar de hackatom y dathatom) son fórmulas para estar preparados para incorporar desde el exterior propuestas vinculadas a la demanda energética. También es importante la apertura de espacios corporativos, abiertos a la participación externa y rotación de proyectos, con un espíritu de crear la semilla para el desarrollo requerido por el mercado.

Una interesante propuesta se centra en la flexibilidad de procesos internos y sistemas con la finalidad de facilitar una rápida adaptación a los cambios, la creación de productos mínimos viables, la utilización de fórmulas “Agile” son soluciones de avance.

El sector de la energía ha venido incorporando perfiles como: desarrolladores de aplicaciones, personas para instalación, mantenimiento y gestión de sistemas y redes de comunicaciones, nuevos lenguajes de programación, scripts, desarrolladores de sitios web, optimización de motores de búsqueda (SEO), marketing digital, aplicaciones para el trabajo, para la gestión y atención al cliente. Perfiles a los que ahora se unen nuevas necesidades como: analistas de grandes volúmenes de datos o BIG DATA, ciberseguridad, cloud computing, inteligencia artificial, encriptación, blockchain, privacidad y visualización de datos.

En Europa algo más de 8 millones de personas empleadas son especialistas en TIC. Hoy en día, al menos el 90% de los trabajos necesitan de competencias digitales básicas, pero existe una significativa carencia de conocimientos digitales en la población activa europea; aproximadamente un 37% de la misma carece de estas competencias. El dilema de evolución además aparece cuando la capacitación no solo se acerca desde la competencia, sino desde las propias máquinas, que en forma de en la actualidad, los algoritmos de aprendizaje automático, son capaces de aplicar lógica, reconocimiento de voz e imagen, funcionan de forma similar al hombre y con mayor rapidez. No obstante, la creatividad y la conexión de múltiples sentidos a la vez son difícilmente superables por las máquinas. Si comparamos con el funcionamiento del cerebro humano, las neuronas crean dendritas cuando aprendemos algo nuevo. Un cerebro con mucha experiencia o conocimiento tendrá un mayor número y densidad de dendritas. Frente a esto los algoritmos tienen la capacidad de establecer conexiones entre datos y crecerá la fiabilidad de estas conexiones a medida que se disponga de mayor volumen.

Sin que parezcan argumentos defensivos, el hombre tiene capacidades aun superiores a los algoritmos, por ejemplo, son capaces de poner en funcionamiento múltiples neuronas a la vez para desarrollar una misma tarea, y aparecen intercambios de información entre las dendritas a través de sinapsis. Es por ello que las máquinas necesitan de aumento de velocidad de procesamiento y mayores volúmenes de datos con realimentación posterior de su eficacia en los resultados. Estamos más cerca de la “Singularidad Tecnológica” (Kurzweil, 2005), fenómeno conocido como un hipotético punto a partir del cual los algoritmos podrán realimentar de forma progresiva e ilimitada, superando la capacidad humana, lo que provocaría una explosión de conocimiento con nuestra incapacidad de predecir sus consecuencias.

LA DEMANDA ENERGÉTICA PARA DATOS

Las tecnologías de la información y la comunicación (TIC), incluidos los centros de datos, las redes de datos y los dispositivos conectados, se han convertido en una importante fuente de demanda de energía eléctrica (Van Heddeghem et al., 2014). Los centros de proceso de datos de todo el mundo consumieron alrededor de 200 TWh de electricidad en 2015 o alrededor del 1% de la demanda total o las dos terceras partes del consumo de España. En la Figura 131 Annual consumption TWh/EB (Exabyte podemos ver la mejora de intensidad energética prevista por Exabyte y año (Andrae & Edler, 2015), con ello a pesar de triplicar las cargas de trabajo del centro de datos a 2020, se prevé que su uso de electricidad crecerá solo un 3% gracias a las continuas mejoras de eficiencia energética.

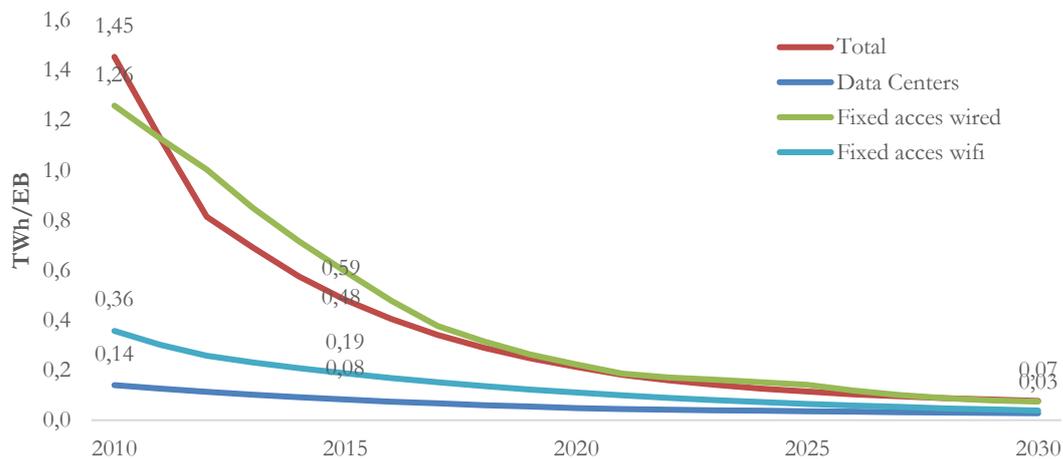


Figura 131 Annual consumption TWh/EB (Exabyte)

Se están produciendo fenómenos como la disminución de los costes de incorporar sensores y comunicaciones inalámbricas a cualquier objeto, así como el coste del almacenamiento. Así, las SIM (acrónimo en inglés de subscriber identity module) que controlan dispositivos (alarmas, cámaras de seguridad, sensores, coches, etcétera) alcanzan hoy un total de 7.500 millones de unidades a nivel mundial y según las predicciones superarán los 25.000 millones a 2025, hecho que llevará aparejado un mayor volumen de datos, de manera exponencial. La nueva conexión de estos millones de dispositivos y máquinas llevan incorporado un aumento de la demanda eléctrica, no solo por la alimentación de estos nuevos dispositivos sino de la transmisión de

información (sobre redes fijas, inalámbricas o móviles), sino sobre la necesaria alimentación de centros de procesamiento de datos y servicios de almacenamiento en red.

Una posible proyección mundial nos lleva desde un consumo actual de los datacenters hacia un consumo en 2030 similar al de Estados Unidos.

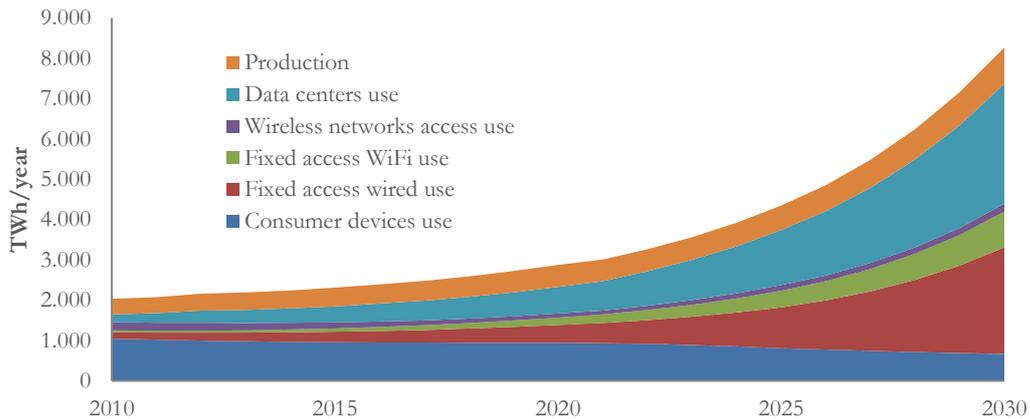


Figura 132 Electric Energy consumption for digitalisation. Worldwide

Se aprecia un mayor consumo energético, derivado de la rápida proliferación de dispositivos conectados, que da lugar a la "Internet de las cosas" (IoT), al igual que la necesidad de electricidad para el minado de bloques (Blockchain) está creando oportunidades para un uso de energía de manera eficiente, a modo de ejemplo de una iluminación LED respecto a incandescente obtenemos unos ahorros de hasta el 90%, sobre el consumo restante al aplicar tecnologías digitales, en lo que se conoce como Smart lighting (sensores de presencia, control de luminosidad, apagado selectivo de zonas etc...) el consumo ahorrado adicional por la incorporación de la tecnología puede incorporar un ahorro del 25% adicional sobre el consumo sin estos servicios digitales. Como podemos ver la digitalización y energía van a seguir un camino conjunto, ya no se trata de una promesa, sino que forma parte de nuestra realidad actual.

Capítulo XI: PROPUESTA INDUSTRIAL ISLA DE LA CARTUJA

INTRODUCCIÓN

La isla de la Cartuja ocupa un área de 5 km² (4 km de largo por 1,7km de ancho, 0,8 km en su parte estrecha), y está rodeada por el río Guadalquivir, hasta la creación del tapón de San Jerónimo, ideado para evitar inundaciones en la ciudad de Sevilla.

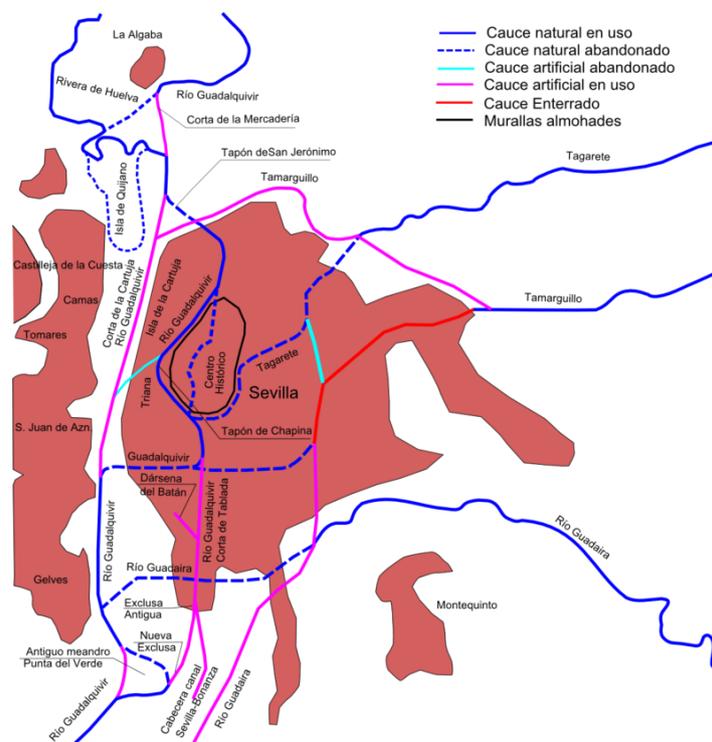


Figura 133 Historical river flow

Es un emplazamiento que combina pasado y futuro, albergó la Exposición Universal de 1992 y ahora acoge un parque científico tecnológico que ha alcanzado una facturación de 2.385 Millones de euros de 503 empresas y da empleo a 18.423 personas. La actividad científica en el parque se centra en 254 grupos de investigación, del trabajo de 1.000 investigadores, 900 becarios en prácticas y más de 10.000 estudiantes, con capacidad para apoyar y desarrollar un ecosistema de colaboración y conocimiento alrededor de la siguiente propuesta.

PROPUESTA DE EVOLUCIÓN HACIA UN ESPACIO SOSTENIBLE

Cuando analizamos el consumo energético de la población tenemos que hacer una referencia a las ciudades, pues en ellas se consumen las tres cuartas partes de la energía mundial, concentrando el 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero. Este elevado nivel de consumo y emisiones es el resultado de las actividades de la población en sus necesidades diarias como transporte o calefacción. A las emisiones globales de CO₂ se añade un problema derivado de la contaminación local, óxidos de nitrógeno (NO y NO₂) y partículas (PM_{2,5} y PM₁₀), perjudicial para la salud de sus habitantes, (Raaschou-Nielsen et al., 2013) procedentes en su mayor parte de la quema de combustibles fósiles (Kampa & Castanas, 2008).

Las ciudades son, también, nuestros centros económicos y un punto de encuentro para las actividades de innovación, a la vez que estimulan modelos de colaboración. Las ciudades tendrán que resolver el denominado “trilema energético” (World Energy Council, 2016b). Dicho trilema, representado en la Figura 134, refiere los complicados objetivos que afrontan los gobiernos para asegurar un suministro energético que al mismo tiempo sea competitivo, proporcionado de forma universal a su población y que promueva la protección ambiental.

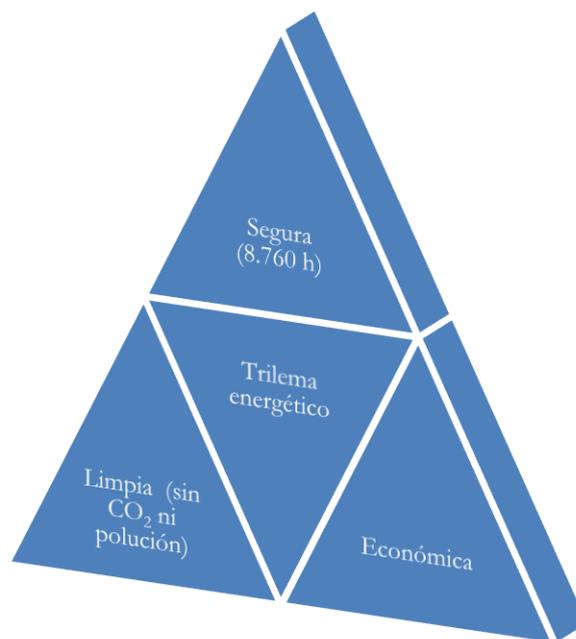


Figura 134 Energy trilema challenge

El trilema muestra una relación sencilla, pero incorpora un complejo equilibrio entre sus tres elementos. Alcanzar el máximo nivel de uno de sus objetivos, puede condicionar la estabilidad y viabilidad de otro en su progreso. Esto lo hemos comprobado, por ejemplo, cuando se ha forzado la instalación de determinadas tecnologías limpias, antes de que su madurez económica hubiese llegado (López-Peña, Pérez-Arriaga, & Linares, 2012) y en consecuencia ha supuesto un encarecimiento de la energía, provocando que no acaben llegando a un equilibrio conjunto (Heffron, McCauley, & Sovacool, 2015).

Nuestras ciudades gozan de un alto nivel de desarrollo y tienen sus necesidades energéticas mayoritariamente cubiertas, pero necesitan en primer lugar avanzar hacia una economía desvinculada del crecimiento continuo de consumo energéticos, lo que viene a sintetizarse en el concepto de eficiencia energética (Moreau & Vuille, 2018), y en que estos recursos energéticos estén basados en energía limpia que no condicionen la economía de nuestros descendientes. El objetivo central debe ser mantener asegurada la calidad de suministro actual en la isla, a unos precios asequibles y competitivos. Las empresas, por su parte, tendrán que reducir su consumo energético de forma responsable, en un volumen que no suponga renunciar a su nivel de confort o actividad económica, pues sólo se alcanzará la sostenibilidad por la vía de mejorar la eficiencia energética en sus usos finales y con energías bajas en carbono.

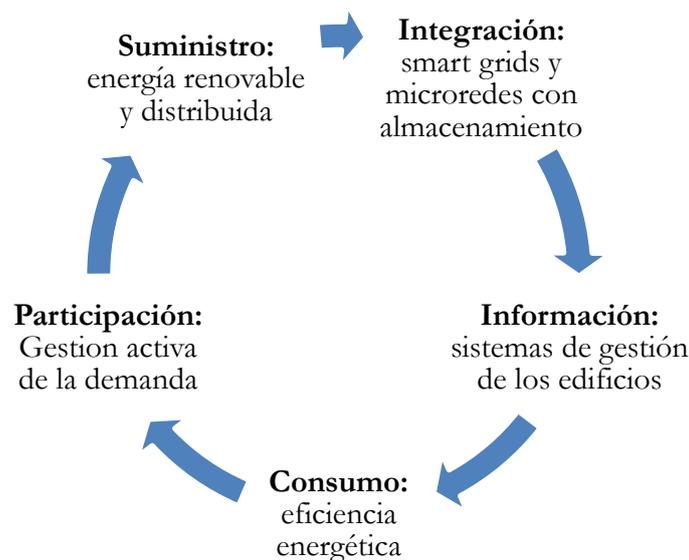


Figura 135 Energy in Cities. The new path to Sustainability

Las Figura 135, muestra un camino circular de las ciudades hacia la sostenibilidad. El parque debe evolucionar desde las fuentes actuales, fósiles y centralizadas, hacia un suministro renovable y distribuido, entregado al consumidor mediante redes inteligentes o micro redes para sistemas aislados (Bahramirad, Khodaei, Svachula, & Aguero, 2015).

Los sistemas de información serán un elemento clave en la coordinación de recursos, la variabilidad de la producción, ajustando la demanda en tiempo real, logrando una interacción entre edificios cada vez más eficientes. Las nuevas fórmulas de colaboración entre consumidores y prosumidores vendrán a formar parte del equilibrio global del sistema.

Nuestras ciudades cuentan con una poderosa fuerza de transformación, pero aún no han logrado mostrar plenamente las ventajas y resultados de un futuro modelo energético sostenible. La propuesta de este trabajo se centrará en la idea de anticipar los futuros retos a un espacio urbano existente, y hacerlo 25 años antes de lo que espera la Unión Europea como implementación masiva del nuevo modelo de ciudad.

Las cuestiones clave a resolver en este “Propuesta Industrial”:

- ¿Podría la isla abastecer su demanda energética a partir del sol?,
- ¿Sería una solución replicable?,
- ¿Cómo involucrar un ecosistema de múltiples participantes?,
- ¿Se pueden alcanzar los objetivos y metas antes de 2050?
- ¿Podríamos prescindir de toda energía fósil, incluido el transporte, antes de 2025?

Tabla 28: Key questions

Estas son cuestiones que plantean sin duda una evolución en la demanda energética de las ciudades, anunciadas a futuro, pero aún no vistas en nuestro entorno. El emplazamiento de Cartuja, pese a no cumplir algunos de los elementos para ser considerado una isla, como tener una distancia mínima entre la isla y el continente de 1 km, o carecer de una conexión (puente, túnel, dique) entre estos, posee características tanto energéticas como de ubicación y posibilidades de ser considerada de manera aislada hacen del proyecto un caso realizable para evaluar los retos a los que se enfrenta una isla.

Los compromisos de la Unión Europea, derivados del acuerdo de París, establecen un objetivo de reducción de emisiones entre el 80% y el 95% a 2050 respecto a los niveles de 1990, véase Energy Roadmap 2050 [COM/2011/885]. Esto nos lleva necesariamente a la electrificación de la mayor parte de la demanda energética, tomando como referencia que a nivel global la electricidad duplicará su valor actual antes del año 2060 (World Energy Council, 2016a).

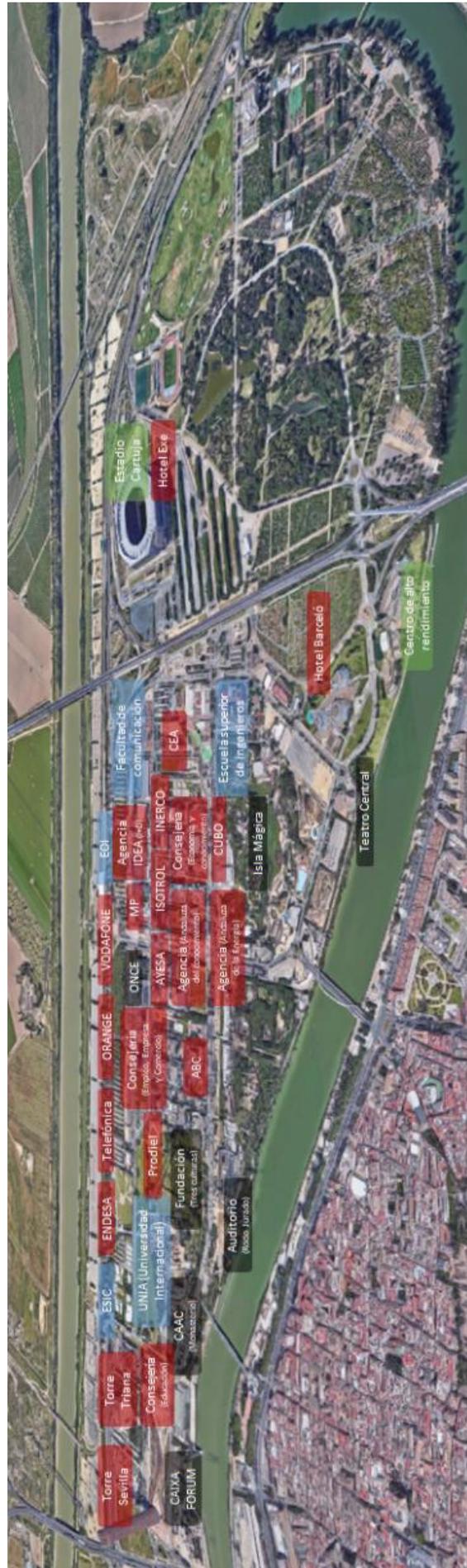
PROPUESTA INDUSTRIAL

El proyecto necesitará de una alianza público - privada, que asegure el despliegue de los primeros elementos de base para preparar el recinto y convertirlo en un espacio sostenible. La capacidad inversora inicial, con visión de retorno a largo plazo, junto con la configuración de un modelo de gobernanza para las instituciones participantes, serán la forma de superar barreras y asegurar el arranque del proyecto. Un equipo de proyecto supervisará e impulsará el avance de las sucesivas etapas descritas en la “Propuesta Industrial”.

Las entidades adheridas al proyecto, participarán bajo la fórmula de ecosistema de innovación abierta (Gassmann, Enkel, & Chesbrough, 2010). La aportación podrá venir tanto por el desarrollo de algún elemento del proyecto, como de la transformación de sus edificios e instalaciones con el fin de formar parte integrante de la solución.

La adaptación necesitará la rehabilitación energética incorporando ciertos elementos de sensorización y sistemas, así como la modificación de hábitos, con foco sobre la eficiencia energética y gestión activa de la demanda. La isla, tras 25 años de actividad, cuenta con un escenario idóneo para poder proponer esta evolución contando como participantes a sus empresas, instituciones y universidades.

El parque ofrece a nivel empresarial, científico y tecnológico ofrecen un conocimiento y experiencia que pueden anticipar el éxito de conseguir que la isla se convierta en un espacio sostenible referente internacionalmente. En la Figura 136 vemos una muestra representativa de entidades que permiten sumar las capacidades necesarias.



Cultural	Deportivo	Educativo	Empresas / Instituciones
Navegación	Alamillo	ESIC	Inerco, InnOffices, IAPH, cicCartuja, IECAE, CNM, Isotrol, Larcel, Microsoft, Ministerio de Fomento, Optima R&D, Orange, PCT Cartuja, Prodetea, Productur, REE, Schneider Electric, Telefónica, Vodafone, Wellness Telecom, ...
Auditorio	CEAR	ETSI	Endesa, EOI Epyme, Ericsson, Estación Biológica Doñana, CSIC, EEA, Eticom, Everis, Extenda, FADECO, FAICO, Fidas FSC Inserta, Fundación Progresos Salud, Fundación Tres Culturas, GMU, Deloitte, HP, Hotel Eurostars, Hotel Wellness Telecom, ...
Teatro Central	Instalaciones Deportivas La Cartuja	UNIA	Consejería de Economía y Conocimiento, Consejería de Educación, Consejería de Empleo, Empresa y Comercio, Consejería de Hacienda y Administración Pública, Consejería de Turismo y Deporte, RTVE, CTA, EPGASA
Isla Mágica	Estadio	Facultad de Comunicación	Asepeyo, Ayesa, Barceló, Bluenet CABIMER Canal Sur, CEA, CEAD, CENER, CAM, Insur, Pabellón de Italia, CNA, CEPES, CES Cartuja, CETM, Empresarios PCT Cartuja, CISCO, Citagro, CITIC, Comisión Europea JIRC,
CAAC		EOI	ABC, Aenor, Agencia Andaluza de la Energía, Agencia Andaluza del Conocimiento, Agencia de Medio Ambiente y Agua, AIMEN, Andalucía Open Future, Anecoop, Archivo General de Andalucía,
			Agencia de Empleo, Empresa y Control, ONCE, AYESA, Agencia (Instituto) de Innovación y Tecnología, Agencia (Instituto) de la Energía, ISOTROL, INERCO, CUBO, Isla Mágica, Teatro Central, Hotel Barceló, Hotel Exy, Estadio Cartuja, Centro de alto rendimiento

<https://goo.gl/v6mEh2>

Figura 136 Cartuja Island ecosystem

La configuración del proyecto debe contar con un equipo central de trabajo (Grabher, 2004), o equipo de proyecto, responsable de la “Propuesta Industrial” en su desarrollo que incorpore el liderazgo de una institución pública y otra privada, tractoras de las mayores iniciativas, junto a la comunidad de participantes, especializados por materia y sus respectivas redes de conocimiento, que estén asociados siempre a los intereses del parque de la Cartuja.

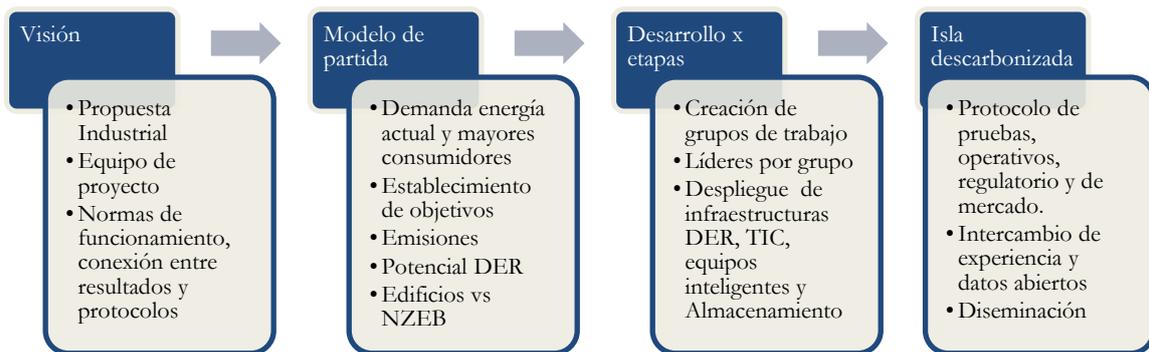


Figura 137 Cartuja Industrial Plan

La complejidad técnica, de gobernanza y reglas de reparto de valor, son sin duda los elementos a resolver por los órganos de gobierno y seguimiento. Sin embargo, tendrá un enorme atractivo trabajar en un proyecto “histórico”, contribuyendo con algún elemento, hasta resolver el reto de ciudad o isla sostenible. También los reguladores pueden encontrar en este entorno un escenario atractivo donde preparar el modelo de ciudad futura y sus nuevas aplicaciones.

El proyecto ofrece una doble oportunidad, primero situar a la ciudad dentro de la red de conocimiento y conexión de agentes que trabajan en el campo de ciudades sostenibles a nivel internacional y, por otro lado, posibilitar la actuación del equipo participante en el desarrollo de una plataforma basada en un modelo de datos abiertos y estándares interoperables. La ausencia de plataformas integrales sobre ciudades inteligentes añade al proyecto un carácter pionero de convergencia de sectores energía, transporte y edificación, apoyados por el sector de telecomunicaciones, como por ejemplo Fiware, (Zahariadis et al., 2014), plataformas open data (ODP) (Veljković, Bogdanović-Dinić, & Stoimenov, 2014). También el proyecto planteará la aplicación pionera de las nuevas normas AEN/CTN 178 para ciudades inteligentes (Palomo-Navarro & Navío-Marco, 2017) promovidas por la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones del Ministerio de Economía y Empresa.

El modelo de transición, colaboración y gobernanza vendrá dirigido por un plan de trabajo, Figura 138, denominada “Propuesta Industrial”. Sobre un esquema de cuatro áreas de trabajo: energía, transporte, edificación e infraestructuras se puede sintetizar el proyecto a modo de evolución temporal en tres fases y destacando los elementos clave necesarios hasta lograr un espacio descarbonizado, bajo un modelo digital y distribuido.

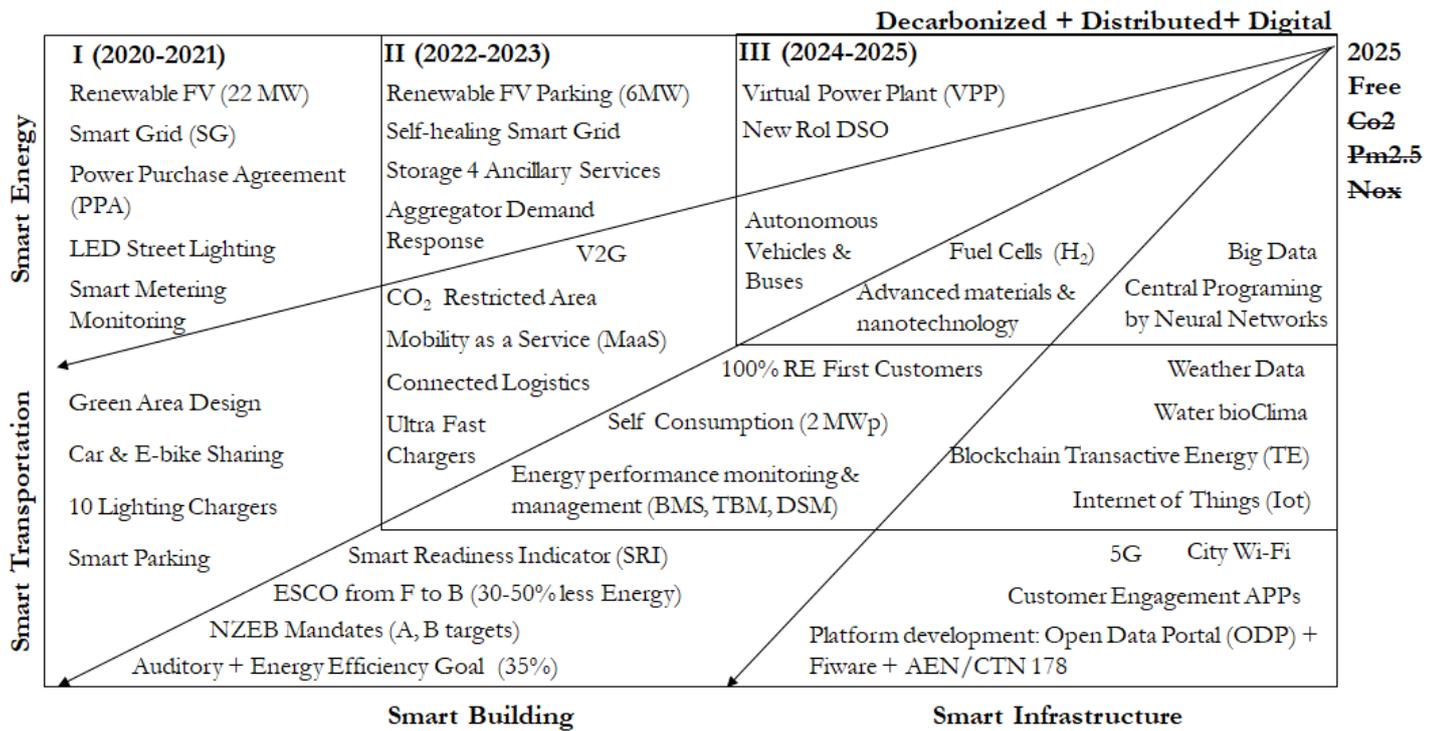


Figura 138 Cartuja Smart City “Director Plan”

En la medida que nos aproximamos a la esquina superior derecha iremos avanzando hacia la consecución de los objetivos y la descarbonización energética, siendo necesaria la contribución de cada uno de los elementos enumerados dentro de las cuatro áreas de trabajo. Cada ítem tendrá asociado un reto, que será detallado posteriormente, y el conjunto de todos crearán la solución final y complementaria hacia nuestra meta.

El reto de innovación se centra en la capacidad de lograr modelos colaborativos (Manfren, Caputo, & Costa, 2011) que permitan avanzar hacia una etapa de implementación en los mercados, lo podríamos denominar como “el camino del demostrador al mercado”. Comenzaremos por el primer grupo de actividades, la energía es un elemento clave y tractor sobre el resto de elementos. Sus actividades a desarrollar pueden verse en la Tabla 29.

Fase	Medida	Objetivo
I	Renewable FV	Construcción de un parque fotovoltaico de 22 MWp en la isla sobre la máxima superficie disponible. Su energía aportará la base fundamental de la demanda energética del proyecto.
I	Smart Grid (SG)	Actualización de la red actual a inteligente mediante un plan de automatización que permita la integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER).
I	Power Purchase Agreement (PPA)	Contrato de compraventa de energía con los participantes en el proyecto. La duración será de 10 años y la finalidad será la de alcanzar un suministro 100% renovable de toda la energía.
I	LED Street Lighting	Renovación de la iluminación en vía pública actual, por otra de bajo consumo (LED), con ahorros de entre el 50% y 80% incorporando sensores, IoT definidos en la norma CTN 178.
I	Smart metering	Finalizar el despliegue de telecontadores para ofrecer gestión activa de la demanda, autoconsumo y facturación según la curva de demanda/precios. A futuro gestión activa de la demanda.
II	Renewable FV parking	Construcción de un 2º parque de generación fotovoltaica de 6 MWp, sobre las cubiertas del parking exterior que rodea el estadio de la Cartuja, con cargadores de vehículo eléctrico.
II	Self-healing SG	Capacidad de autoreconfiguración de la red, basado en la tecnología FDIR (Fault detection, isolation and recovery) y ML (Machine Learning) sobre el despliegue de nueva tecnología 5G.
II	Storage 4 Ancillary Services	Almacenamiento como solución y complemento a los servicios auxiliares, potencial de regulación y reserva de red.
II	Aggregator Demand Response	Agrupación de interés de compra, bajo una misma entidad que unifique la demanda energética de varios clientes y edificios, optimizando su potencia y precios para el conjunto de ellos.
III	Virtual Power Plant (VPP)	Demostración de la coordinación de pequeñas instalaciones de recursos energéticos distribuidos, bajo una misma entidad que ofrece la capacidad y energía disponible.
III	New Rol DSO	Estudio sobre la transformación del rol actual de las empresas distribuidoras y la regulación necesaria para la incorporación de nuevas funciones como consecuencia del nuevo modelo.

Tabla 29 Cartuja Smart Energy ítems

Veremos a continuación de forma descriptiva el objetivo de esta secuencia de actividades. Se persigue superar el reto antes de 2025, obteniendo un parque eficiente y 100% renovable. La futura isla se regirá por el principio de «subsidiariedad energética» (Michalena & Hills, 2012), justificado en alcanzar un beneficio común y mayor flexibilidad para los consumidores.

Después de un proceso de rehabilitación energética, en los principales edificios del parque, la demanda final resultante (calefacción, refrigeración e iluminación) se suministrará mediante fuentes de energía renovable, en su mayor parte de origen fotovoltaico producida dentro del propio recinto de la isla, con lo que se podrá mostrar un elevado grado de autosuficiencia. También será apoyada por un contrato energético PPA (del inglés Power Purchase Agreement) (Amorim, Vasconcelos, Abreu, Silva, & Martins, 2013) con el objetivo de atender la demanda con un suministro 100% renovable que complemente las horas donde la irradiación solar deje de garantizar el suministro propio de la isla. Será un contrato, de libre adhesión, que permitirá hacer partícipes a las instituciones ubicadas en la isla, fijando un marco estable a largo plazo. El objetivo de este acuerdo será permitir la recuperación de las inversiones, sin necesidad de incentivos, a lo largo del proyecto y con un nivel de precios inferior al promedio del mercado.

La red de distribución inteligente permite incorporar fuentes descentralizadas, desde los huertos solares hasta los edificios con autoconsumo. Se plantea la posibilidad de almacenar la energía excedentaria por horas, estableciendo un balance energético con el exterior y recogido en el propio PPA. Sus actividades se encuentran ya sujetas a un modelo regulatorio propio, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, desarrollada en el RD 1048/2013, de 27 de diciembre, establece la metodología de retribución de las actividades de distribución. Por ello no será necesario establecer un modelo alternativo de ingresos a los existentes.

La nueva edificación seguirá un esquema NZEB/PEB (del inglés Nearly Zero - and Positive-Energy Buildings), de consumo nulo o energía positiva. Estos edificios no consumen combustibles fósiles y la mayoría producen parte de su propia electricidad, son eficientes en sus consumos energéticos y disponen de otros elementos como sensorización, redefiniendo los sistemas de gestión de los mismos y facilitando a sus trabajadores la evolución hacia una movilidad sostenible (Kolokotsa, Rovas, Kosmatopoulos, & Kalaitzakis, 2011) con aparcamientos para bicicletas y puntos de recarga para los vehículos eléctricos.

Los edificios existentes necesitarán de una auditoría inicial, donde afloren los principales elementos susceptibles de ahorro, seguida de un proyecto de rehabilitación energética, con la finalidad de llegar a reducir su consumo energético por debajo de los 50 kWh/m² anuales (Kapsalaki, Leal, & Santamouris, 2012). La renovación o rehabilitación energética de los mismos podrá ser realizada por sus propietarios o mediante fórmulas tipo ESCO (del inglés Energy Service Company). Las empresas de servicios energéticos, aun con una modesta implementación en nuestro país (Bertoldi & Boza-Kiss, 2017), trabajan encargándose de la inversión de rehabilitación energética, evitando que el propietario del inmueble tenga que desembolsar ninguna cantidad inicial. Posteriormente, la recuperación de esta inversión vendrá como resultado de compartir los ahorros de forma proporcional a lo establecido en el contrato EPC (del inglés Energy Performance Contracts) entre cliente y proveedor.

El beneficio para la actividad de distribución eléctrica supone un mejor aprovechamiento de los recursos invertidos, permiten el aplazamiento de necesidades de nueva capacidad, disminuyen las pérdidas técnicas, por la inyección de generación distribuida y mejora la calidad de suministro y resiliencia del sistema eléctrico urbano.

El proyecto posibilita la incorporación de recursos energéticos distribuidos (en inglés Distributed Energy Resources o DER) tradicionalmente utilizados en sistemas aislados, pero que en Cartuja comenzarán a formar parte importante del sistema de suministro. Son pequeños y modulares, basados en tecnologías de generación renovable (también en modo cogeneración integran pequeñas turbinas de gas) y que pueden ser combinados con sistemas de almacenamiento de energía para proporcionar potencia y energía eléctrica desde el propio consumidor al sistema.

Recursos energéticos centrales	Recursos energéticos distribuidos (DER)
Con impacto ambiental	Sin impacto ambiental
Coste maduro y competitivo (en términos de LCOE , Levelized Cost of Energy) Inversión paralela a la demanda	LCOE (Levelized Cost of Energy) menor y con opciones de mejora Aplaza la necesidad de inversiones
El calor no se aprovecha, es un residuo	Se aprovecha calor y vapor en consumo
Perdidas de transformación AT/MT/BT Tensiones y potencia reactiva	Reducción de pérdidas por la proximidad al punto de consumo Control de voltaje, reactiva y aporte de servicios auxiliares
Concentración de recursos y dependencia del exterior Empleo en centrales	Diversificación de recursos y mayor grado de autosuficiencia Empleo local

Tabla 30 DER compared with the existing power plants

Las tecnologías DER pueden agrupar un conjunto de elementos como aerogeneradores, paneles fotovoltaicos (PV), pilas de combustible, pequeñas turbinas, baterías y vehículos eléctricos. Presentan una serie de ventajas frente a los recursos tradicionales, entre los que destacan la reducción del impacto medioambiental, e incorporar una gestión activa de la demanda energética. En la Tabla 30 podemos ver una comparativa, no exhaustiva, de ventajas respecto a los recursos tradicionales o centrales.

GENERACIÓN RENOVABLE Y DISTRIBUIDA

España importa el 71,9% de sus necesidades de energía primaria frente al 53,6% en la Unión Europea, siendo un factor de vulnerabilidad económica como país, con efectos sobre la competitividad y con fuerte repercusión en la balanza exterior por las importaciones.

Los objetivos a 2030 no solo persiguen la reducción de emisiones GEI por motivos de cambio climático, sino que suponen mejorar la posición competitiva de nuestro país al aumentar el grado de utilización de recursos autóctonos. La entrada de generación distribuida como nueva forma de abastecer la demanda energética tiene una especial importancia para ello.

El emplazamiento de la isla, con latitud 37,4, cuenta con un potencial solar muy superior al de otros países de Europa, siendo esta, una razón de peso para la oportunidad del proyecto.

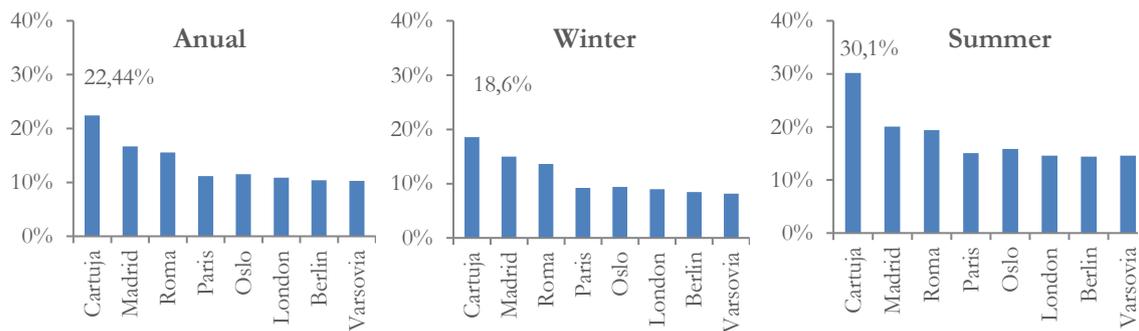


Figura 139 Seasonal load factor for European cities (%)

Un factor de capacidad del 22,4%, equivale a casi 2.000 horas de sol al año. Nuestra latitud llega a alcanzar un valor record en verano, casi el doble de otras capitales europeas, Figura 139. La energía solar es abundante y difusa, por cada metro cuadrado estamos recibiendo 1.966 kWh/kW/año, cifra de energía equivalente a la contenida en un barril de petróleo (1,16 y tomando la conversión de 1.695,8 kWh/bbl sobre unidad de barril de petróleo crudo).

Para calcular la necesidad de abastecimiento, analizaremos la situación de partida o S_0 , con valores comprendidos entre 2017-2018. La demanda de Cartuja, Figura 140, alcanza los 85 GWh al año. Esta composición proviene de la extracción agregada de 427 CUPS (Código Universal de Punto de Suministro) desde la plataforma de tele gestión de Endesa Distribución.

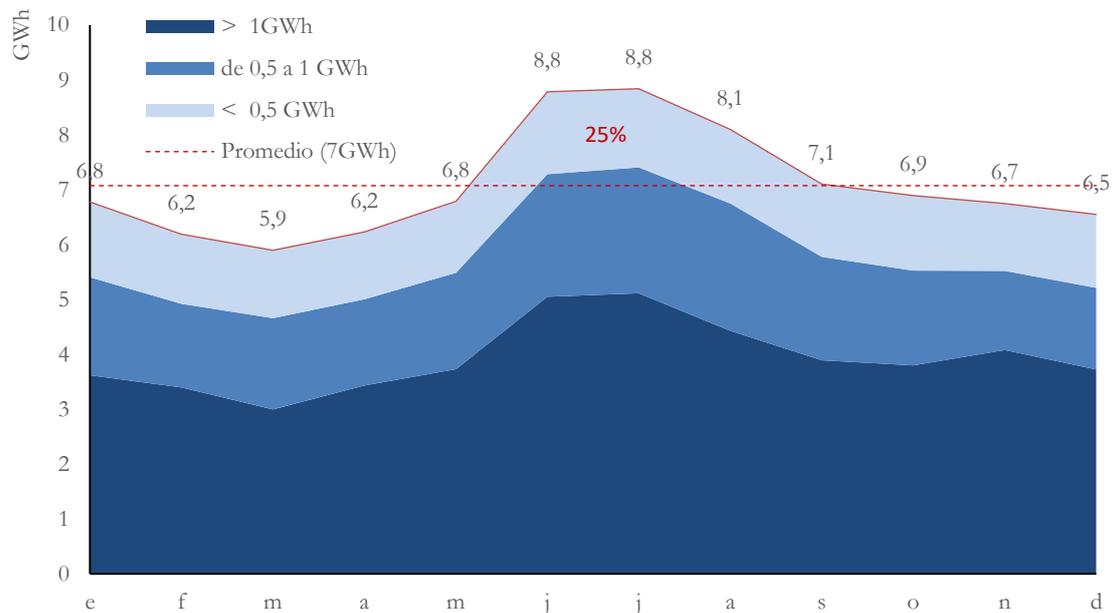


Figura 140 Annual demand by customer size

Apreciamos un incremento del consumo en verano, un 25% sobre la media, derivado del uso intensivo de la climatización con aire acondicionado por la severidad del calor por clima continental.

Es significativo, el desglose por tamaño de cliente. Un 56% del consumo se encuentra concentrado en consumidores con más de 1 GWh/año. Esta estructura de mercado permitirá concentrar, en una veintena de casos, los estudios para generación distribuida en edificios y propuesta de mejora de eficiencia energética anteriormente planteadas.

La curva diaria presenta su punta en verano, periodo comprendido entre junio y septiembre ambos incluidos, a las 14:00 p.m., en días laborables. En dicho momento el consumo de energía se sitúa en un valor superior al doble del mínimo diario, a las 5:00 a.m. y un 60% superior al valor alcanzado en invierno a la misma hora. Para el invierno contaremos con mayor número de meses, de enero a mayo y de octubre a diciembre.

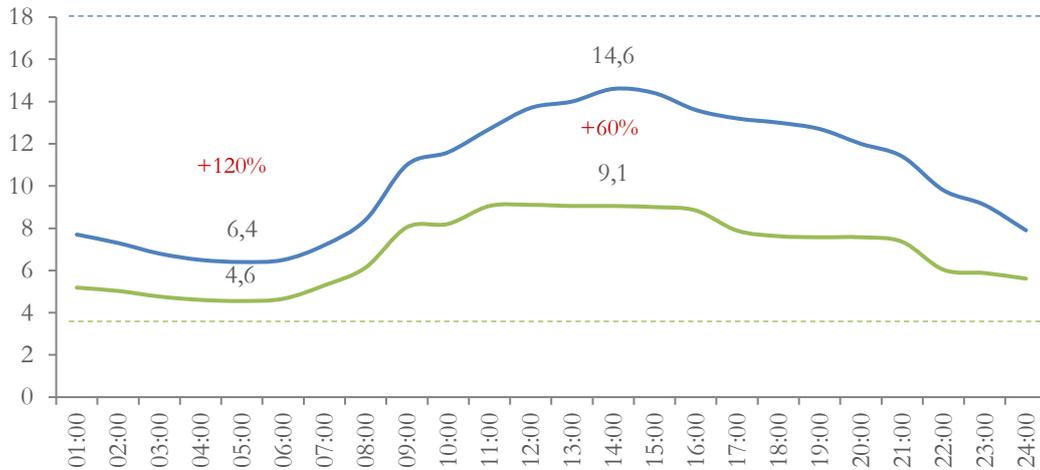


Figura 141 Daily load (winter & summer) vs annual peak load (MW)

A diferencia de un consumo basado en el segmento residencial, con punta de demanda a las horas del anochecer, el consumo de un parque empresarial presenta una enorme oportunidad si pensamos en el aprovechamiento de la producción solar instantánea, pues la máxima demanda coincide también con el momento de máxima irradiación solar. La producción fotovoltaica, concentrada en las horas centrales del día permite que, un edificio o incluso todo un emplazamiento como la Cartuja pueda plantear un dimensionamiento óptimo para ser consumido de forma instantánea; luego tendremos que resolver el resto de horas sin sol.

En la Figura 142 siguiente podemos seguir el racional para cruzar oferta y demanda energética, sintetizado en cuatro alternativas, que de izquierda a derecha y de arriba abajo, avanzan en su nivel de sofisticación. Comenzamos por un modelo tradicional de abastecimiento de la demanda, sin producción fotovoltaica, en esta situación se encuentra la práctica totalidad de los edificios en la situación de partida o S_0 .

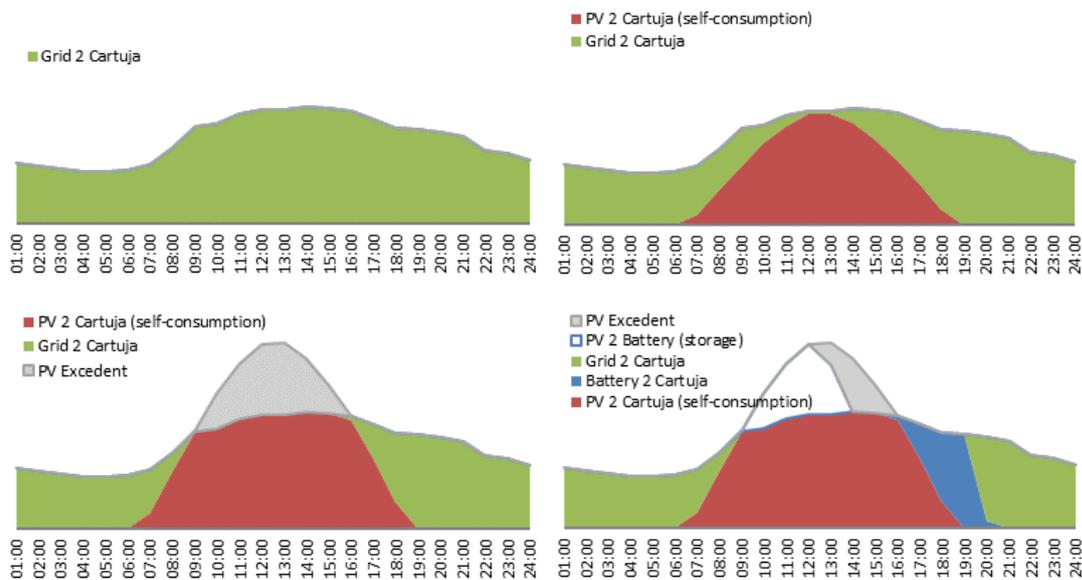


Figura 142 Rational for self-consumption + storage

Pasando a la parte inferior de la Figura 142, puede existir una instalación, cuya producción supera la demanda de las horas centrales del día, aunque aumenta el área de demanda cubierta, aparece un volumen de capacidad de excedente de energía, que podría emplearse para un posterior consumo en horas donde ya no tengamos producción solar. Esto es lo que se conoce por modalidad de balance neto, un esquema de uso por el cual el cliente que ha generado energía que no consume, lo entrega al sistema para poder recuperarlo a horas donde ya no tiene sol, a unas condiciones económicas variables. Es un sistema no admitido actualmente en nuestro país, RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por lo que estos excedentes de electricidad vertidos a la red no son saldos descontados de la factura. Se espera, no obstante, que esta legislación cambie para el año 2019, y se asemeje a la gran cantidad de países de nuestro entorno, abriendo una vía en el proyecto que será desarrollada en fases posteriores, bajo lo que se denomina como “Transactive Energy” (Kok & Widergren, 2016) basados en tecnología Blockchain.

Una última alternativa, gráfica inferior derecha, se basa en la capacidad de almacenar la parte de excedente en baterías estacionarias electroquímicas, dentro de cada edificio. Veremos, en un apartado posterior sobre almacenamiento, su viabilidad físico económica como solución.

Identificación de la capacidad a instalar

Tomando como referencia la situación de partida en la isla, en la Figura 143 el valor S_0 con un consumo anual de 85 GWh, y partiendo del factor de capacidad del 22%, si pretendemos cubrir toda demanda necesitaríamos una potencia de 43 MW.

Pero en la isla no disponemos de una superficie suficiente para instalar tanta potencia, ya que en este caso la necesidad de superficie superaría las 90 hectáreas, para instalación en suelo. Esta circunstancia se repite cuando evaluamos la cubierta de un parking, o edificio, normalmente el espacio necesario no suele ser suficiente. Por ello es necesario realizar un proceso que comience aplicando primero una mejora de la eficiencia energética de la instalación para proceder al dimensionamiento una vez realizada. El razonamiento seguido podría reflejarse en el flujograma siguiente:

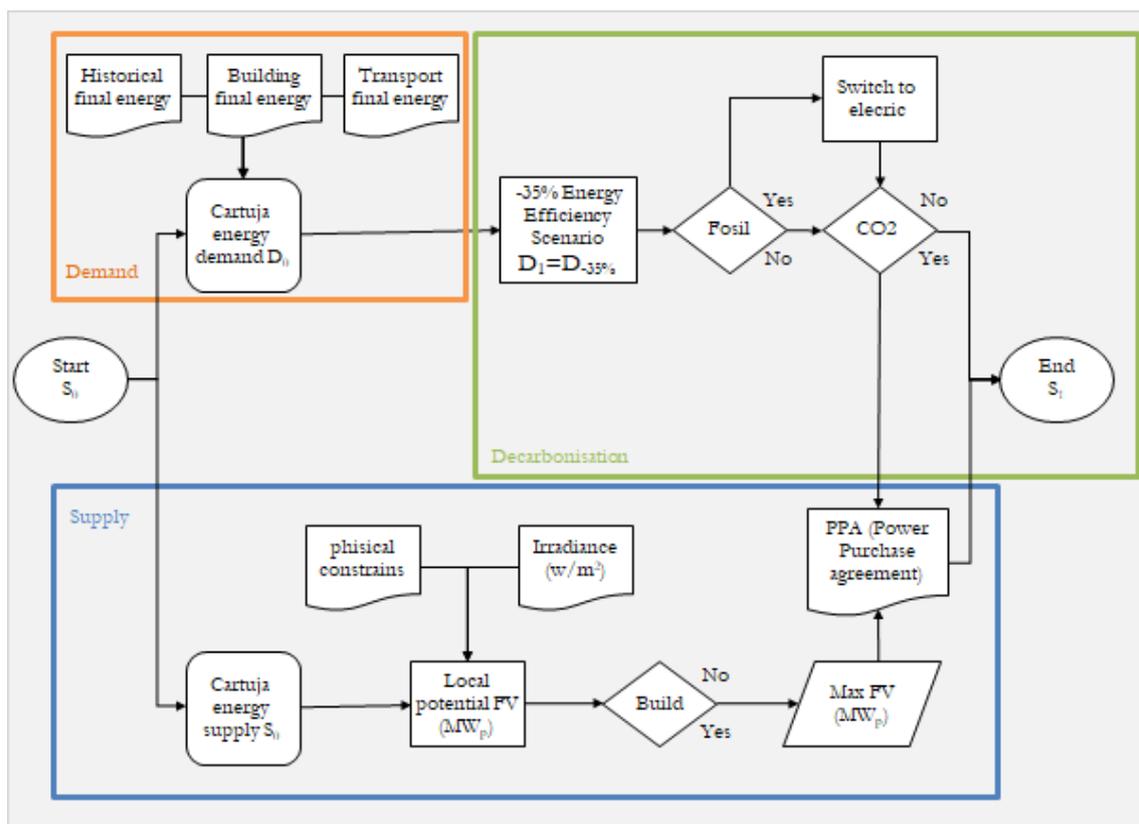


Figura 143 Flowchart Evolution to renewables

El flujograma propone un dimensionamiento adecuado a la demanda energética final S_1 . En este proceso se contempla una hipótesis de bajada de un 35% derivada de la eficiencia energética incorporada a los edificios, tal y como aparecerá en el plan de actividades relacionado con la edificación. Asimismo, podemos encontrar un incremento de demanda derivado de la electrificación del transporte de la isla o de la calefacción que pueda estar basada en gas. En el proceso de identificar la capacidad de producción, parte inferior del flujograma, el recurso escaso será la superficie disponible, en la Figura 144 encontramos una propuesta conservadora encaminada a utilizar solo el espacio no ocupado o de un uso secundario al de edificios y oficinas (zonas calificadas de suelo rustico no cultivables, las márgenes cercanas al río, parkings en superficie y azoteas de edificios). Después de una aproximación en campo y reuniones mantenidas con las entidades responsables del suelo se pueden identificar hasta 30 MWp fotovoltaicos con una producción anual de 59 GWh, equivalente a 161.597 kWh/día. Esto sería suficiente para abastecer el 70% de las necesidades actuales de la isla o la totalidad después de llevar a cabo las actuaciones de eficiencia en edificios y en el transporte.

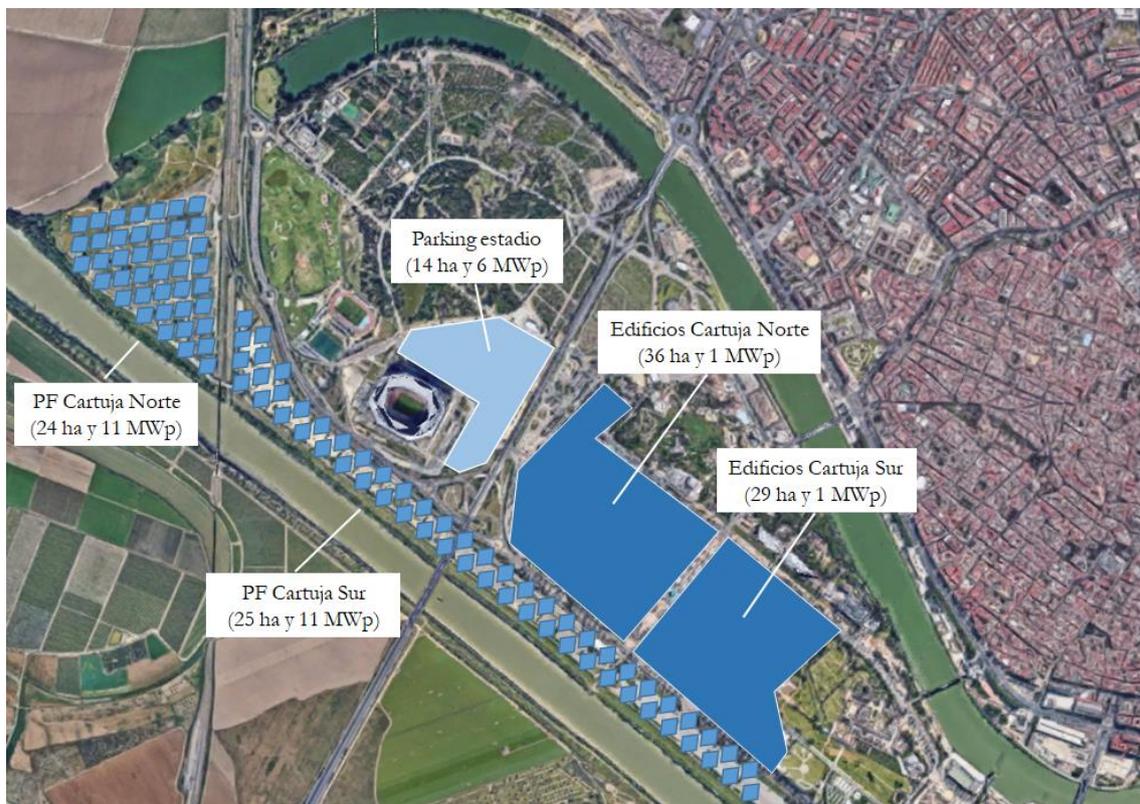


Figura 144 Surface available for FV generation (30MWp)

Una gran parte de la infraestructura está basada en tecnologías de seguimiento azimutal, con mayor capacidad de producción. Se puede ver un mayor detalle de estas, en la Tabla 31, así como en la fase de despliegue en la que comenzarían a aportar su capacidad de producción. Dependiendo del tipo de instalación y considerando un valor promedio actual de entre 900 - 1.000€/kW, la inversión necesaria sería de entre 27 y 30 millones de euros.

Espacio Cartuja	Fase	Superficie (ha)	Capacidad (MWp)	Producción (GWh)	Detalle
PF Norte	I	24	11	22,0	Seguidor 1 eje
PF Sur	I	25	11	21,6	Seguidor 1 eje
Parking estadio	II	14	6	11,8	S/parking
Edificios Norte	II	36	1	2,0	S/edificios
Edificios Sur	II	29	1	2,0	S/NZEB
TOTAL		128	30	59,4	51% s/actual 100% s/Efic.

Tabla 31 Cartuja surface for FV power plants

En la actualidad, la potencia renovable instalada con conexión a la red en el ámbito de la Cartuja es residual (menos de 300 kW), por lo que quedaría un enorme recorrido.

Las primeras instalaciones, de mayor tamaño, estarían conectadas a la red y las de edificios enfocadas a autoconsumo. En las instalaciones conectadas a la red eléctrica, se aporta energía en tiempo real, según su ritmo de producción, al conjunto de la isla. Una instalación de tipo autoconsumo sirve para abastecer uno o varios edificios, pudiéndose utilizar baterías acumuladoras para los períodos en los que el sol se oculta.

La isla podría estar configurada como un proyecto de autoconsumo compartido, pero la legislación actual no permite esta forma de suministro y, en este momento, sería un planteamiento de difícil ejecución. No obstante, en fases posteriores del proyecto, con el cambio legislativo esperado se podrán establecer nuevos modelos mucho más sofisticados con combinación de oferta y demanda y apoyados por nuevas tecnologías tipo “Transactive Energy” basadas en Blockchain.

Balance diario de energía inicial

La tecnología solar fotovoltaica capta energía solar para transformarla en energía eléctrica sin ciclos termodinámicos ni reacciones químicas. La Figura 145 muestra el balance energético diario de la isla en un perfil medio anual de día laborable, con el aprovechamiento de 30 MW_p de nueva capacidad y un escenario al que denominaremos “escenario base” de 85 GWh. Sobre esta primera versión, el grado de autoabastecimiento de la isla promedio podría llegar al 73%.

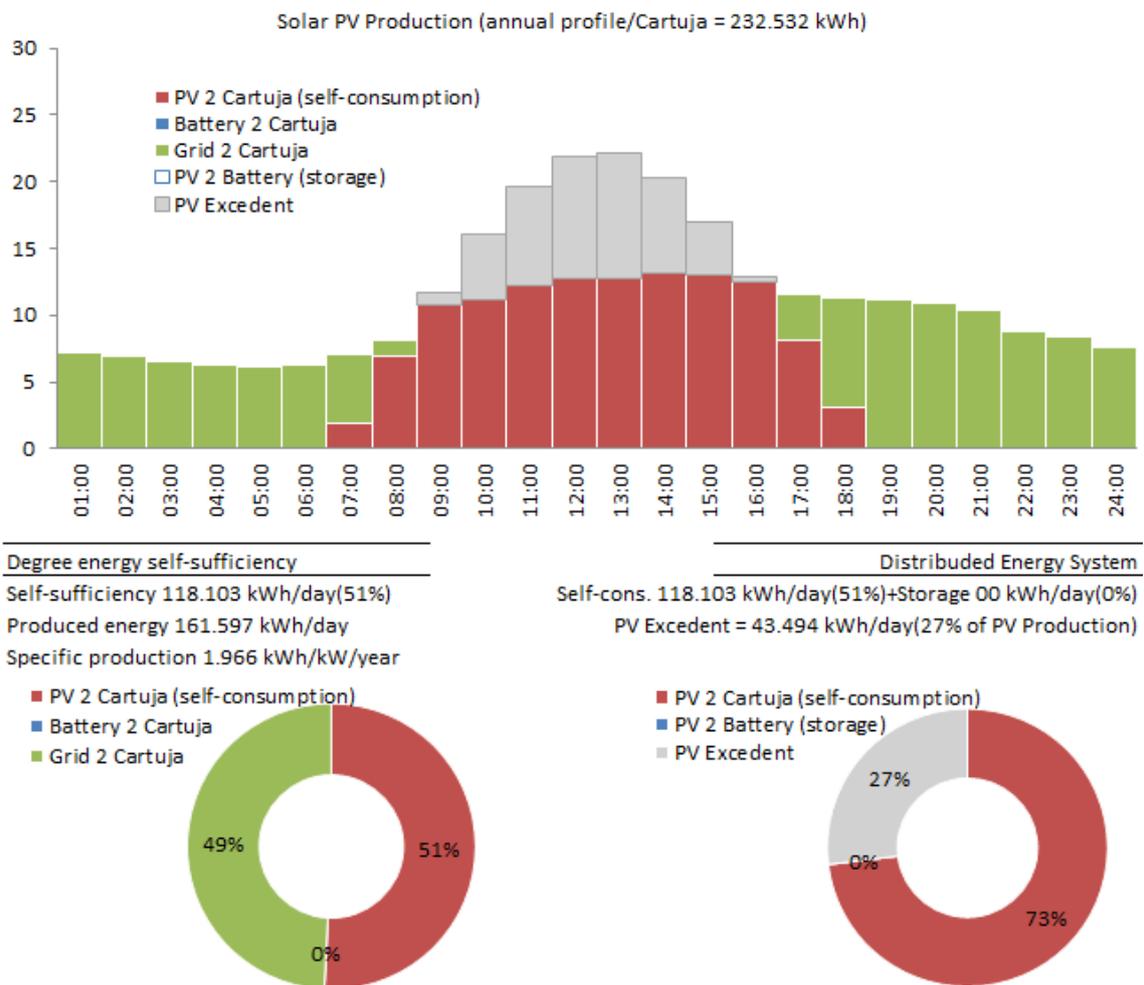


Figura 145 “Escenario base” energy balance with solar PV (30 MW)

El “escenario eficiente”, véase Figura 143, de 58 GWh, incorporaría una mejora de eficiencia energética del 35% del consumo eléctrico actual tras un proceso de rehabilitación energética.

A esto, la demanda adicional por vehículo eléctrico se estima que añadirá un 3%, si consideramos la electrificación del 12% de los turismos, unos 1.000 vehículos.

Estacionalidad y necesidades de almacenamiento

Cuando hablamos de estacionalidad en la isla, nos referiremos a 3 patrones de comportamiento: anual, de verano (junio-septiembre) y de invierno (enero-mayo, octubre-diciembre). El reto será gestionar el ciclo solar respecto a las horas del día, épocas del año donde el sol no alcanza la superficie de la isla o presenta diferente capacidad de producción.

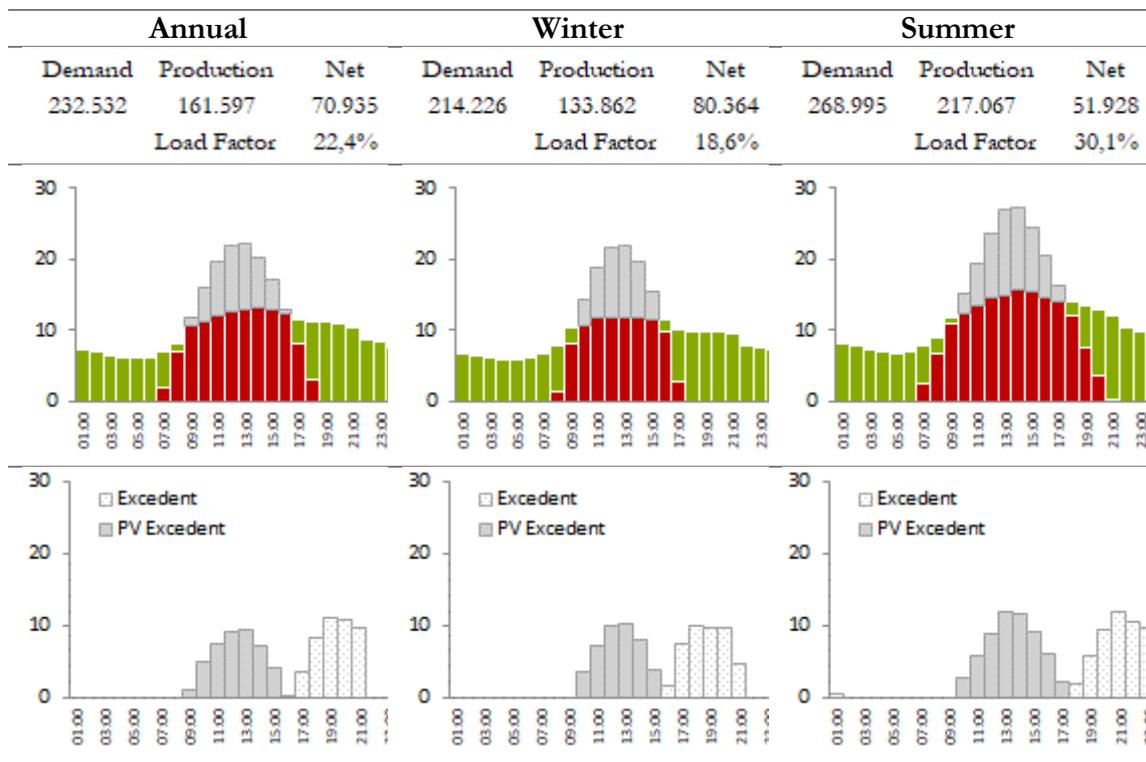


Figura 146 Daily profile & excedent PV production

En la Figura 141, la punta de demanda de verano llegar a superar en un 60% al valor máximo de invierno, y con los excedentes diarios de la producción fotovoltaica, Figura 146, nos lleva a reflexionar sobre el almacenamiento para una correcta integración de la oferta y demanda.

Podemos plantear un almacenamiento que responda a diferentes necesidades como el aprovechamiento de recursos excedentarios en las horas centrales del día como garantía de suministro y resiliencia, ante las intermitencias habituales provocadas por el movimiento de

nubes. Desde el punto de vista de la red, el almacenamiento permite regular la tensión y frecuencia, eliminando los dientes de sierra y suavizando las rampas de entrada y salida de producción fotovoltaica respecto a la demanda instantánea.

Baterías de litio y economía basada en el hidrógeno

Nos centraremos en el almacenamiento electroquímico, sin descartar a futuro, un análisis pormenorizado de necesidades que pudieran ser atendidas con otras opciones como por aire comprimido (Compressed Air Energy Storage o CAES), volantes de inercia (Flywheels) o centrales de bombeo (Pumped Hydro-Power).

El recurso solar disponible tendrá un predominio casi absoluto en el abastecimiento, una vez se realice esta inversión, la energía solar que recibirá la isla no tendrá coste de combustible como ocurre con las tecnologías fósiles, siendo en este caso un esfuerzo inversor en el momento inicial y con una vida estimada de unos 25 años.

El nivel de autoabastecimiento pasaría de un 51% sobre la situación de base, Figura 145, a casi un 100% una vez incorporada la eficiencia energética del proyecto, en la Figura 149 cuando empleemos un sistema de aprovechamiento de todos los excedentes. La parte no aprovechada y susceptible de almacenamiento ascendería a 43 TWh al día, que podría llegar a 58TWh en las estaciones de invierno y verano respectivamente, Figura 147.

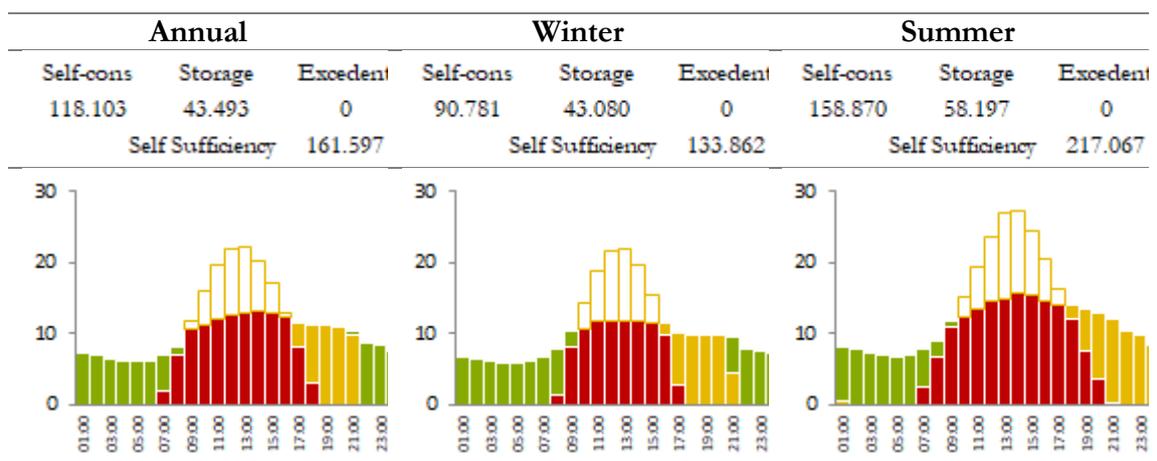


Figura 147 Seasonal Daily profile (demand & PV production)

El mayor inconveniente de una solución basada en el almacenamiento, en el momento actual, es el sobrecoste en la instalación, pues pasaríamos casi a duplicar el esfuerzo inversor respecto a los 30 millones de euros de la planta de producción fotovoltaica. El valor de almacenar en un ciclo 65 TWh al día ascendería, según hipótesis de coste de la Tabla 32, a 36 millones de euros, con repercusión sobre el precio final por kWh elevándolo respecto al promedio del mercado.

Technology	Calendar life (years)	Cycle life (fullcycles)	Inst. Cost (€/kWh)	Total cost (Mill€)
LFP (lithium iron phosphate)	12	2.500	497	32
LTO (lithium titanate)	15	10.000	903	59
NCA (nickel cobalt aluminium)	12	1.000	303	20
NMC (nickel manganese cobalt)	12	2.000	361	23
Average (2016)	13	3.875	516	34
LFP (lithium iron phosphate)	18	4.774	193	13
LTO (lithium titanate)	23	19.097	411	27
NCA (nickel cobalt aluminium)	18	1.910	125	8
NMC (nickel manganese cobalt)	18	3.819	144	9
Average (2030)	19	7.400	218	14
Variation (%)	51%	91%	-58%	
Power density (W/L) =10.000, Energy density (Wh/L) = 620 (735 NMC)				

Tabla 32 Storage technology 2016 vs 2030

En la figura anterior podemos observar que existe recorrido tanto en términos de vida útil, en años o ciclos, como en términos económicos, con un potencial de bajada de coste de un 58% según tecnología antes de 2030.

Una parte de las soluciones de almacenamiento se orientan a dar respuestas de capacidad y otras de demanda de energía. Las primeras anteponen la seguridad y estabilidad del suministro, diseñando su actividad como elemento de regulación primaria, ante la falta la potencia fotovoltaica, y con capacidad de aportar, de manera instantánea, potencia activa y reactiva y de mejorar la pérdida de tensiones. En un modelo energético aislado la capacidad de actuar en milisegundos resulta crucial y un recurso como el almacenamiento permite mantener la red cuando la producción fotovoltaica no esté disponible o presente irregularidades.

Sería recomendable una entrada progresiva de almacenamiento, comenzando por aquellos con fines de capacidad y seguidos por los de energía. Según la Figura 138, el almacenamiento se incorporaría como recurso energético en las fases II y III. En dichas fases también aparecen propuestas de almacenamiento, como en la fase II con integración de vehículos eléctricos en la red (lo que denominamos vehicle to grid o V2G) y en la fase III con almacenamiento basado en hidrógeno o H₂ con capacidad de diferimiento estacional, entre el momento de producción de hidrógeno y su consumo. El H₂ sería obtenido a partir de un proceso electrolítico con electricidad excedentaria de plantas fotovoltaicas y depósitos ubicados en el área de la isla para un uso posterior de mayor desfase temporal (ciclos semanales o mensuales).

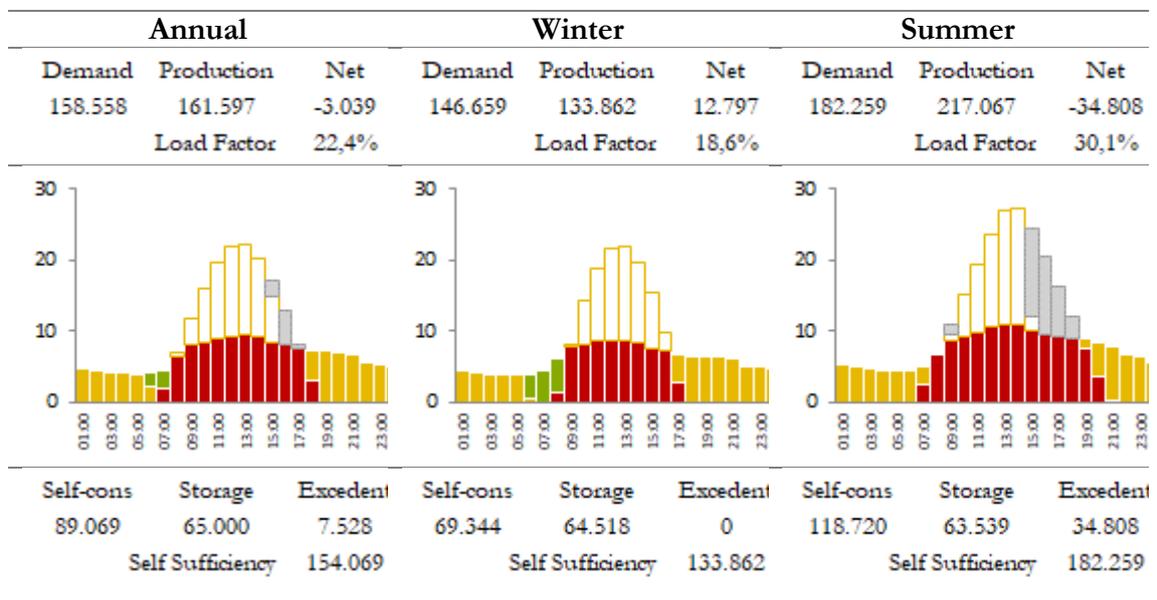


Figura 148 Seasonal Daily profile (demand, PV production & storage)

Una vez incorporadas las capacidades de almacenamiento sobre una demanda final, ajustada por el potencial de eficiencia energética, alcanzaríamos patrones diarios con capacidad 100% renovable, local y autosuficientes, alcanzando un modelo energético único, de referencia internacional por haber alcanzado la transición energética en un espacio antes de 2025.

La curva de consumo media diaria tendría el detalle de la siguiente Figura 149:

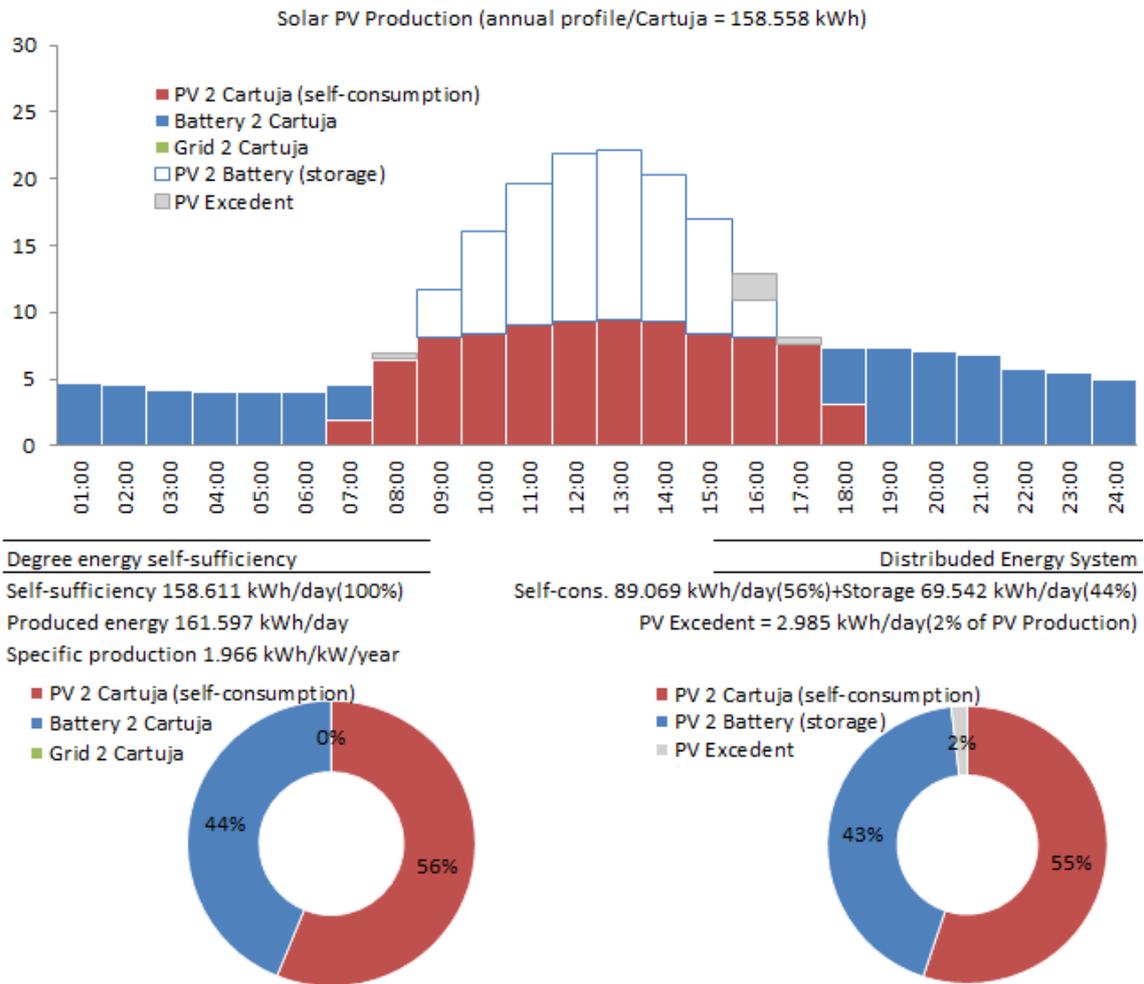


Figura 149 “Scenario efficient” with 35% EE+ solar PV + Storage

Serán necesarios elementos como la batería y los sistemas de distribución: potencia activa y reactiva, análisis de contingencias, cálculo de corriente de cortocircuito, cálculo dinámico de estabilidad y coordinación de protecciones. El sistema irá evolucionando e incorporando en la fase III un aseguramiento autónomo basados en redes neuronales.

La transición energética de la isla pasará por diferentes fases: la primera basada en la planta fotovoltaica con el fin último de que la producción alcance a la demanda energética, con esto logramos un balance energético neutro en emisiones. El elemento clave será una fórmula contractual tipo Power Purchase Agreement (PPA), para completar las necesidades diarias y horarias con otras fuentes no emisoras del exterior de la isla.

En su segunda fase, la capacidad de almacenamiento aprovechará los excedentes horarios de producción para ser utilizados en horas sin sol. Además de lograr la descarbonización, se alcanzará la autosuficiencia, es decir producir y consumir localmente. Esta fase evolucionará en función de los precios del almacenamiento hasta lograr un nivel razonable de costes y su repercusión sobre kWh almacenado y suministrado.

En su tercera fase la isla además empleará recursos energéticos distribuidos mediante la participación activa del consumidor, hidrógeno para lograr almacenar energía en periodos superiores al ciclo diario, vehículos abasteciendo a la red y edificios en un ecosistema integrado por plataformas digitales. La seguridad de suministro es la “clave de bóveda” en un modelo energético aislado, pero sin perder de vista la competitividad del “trilema energético”.

Power Purchase Agreement (PPA)

Las organizaciones persiguen reducir su huella ambiental, y al mismo tiempo vigilar sus costes energéticos. Para aprovechar el potencial de producción fotovoltaica de la isla, la energía excedente, parte inferior de la Figura 146, puede ser aprovechada a través de un contrato de venta de energía y por la misma vía, pero en sentido inverso, podrá ser compensada con tecnologías de origen renovable contrato de compra de energía tipo PPA, pero con unas horas de funcionamiento complementarias a la solar (como puedan ser la hidráulica y eólica).

Muchas empresas privadas están contratando otro tipo de fórmulas como parte de su reducción de huella ambiental y obteniendo, por ser un contrato a largo plazo, mejores condiciones económicas respecto al precio de referencia del mercado mayorista.

Como solución de transición a un modelo autóctono basado en el almacenamiento estacionario, esta puede ser una alternativa, existiendo otras opciones a título individual.

También los propios consumidores podrán realizar una inversión directa en un activo de generación, normalmente vinculado al edificio que ocupan, que permita aprovechar la producción autóctona y a su vez completar sus necesidades energéticas mediante compra de electricidad a terceros que cuenten con la certificación de origen oportuna.

DESARROLLO DE UN MODELO “SMART GRID”

El sistema actual fue diseñado para conectar la Exposición Universal de 1992, con una inversión que superaba los 30 millones de euros (Marchena Gómez, Manuel Jesús; Pablo-Romero Gil-Delgado, 1992) con una capacidad de 120.000 kilovoltio-amperios (kVA), con el exterior mediante las subestaciones: Alamillo (Norte), Centenario y Arjona (Sur) que realizan la transformación desde la alta tensión (66 kV) a media tensión (MT a 20 kV), utilizando 28 líneas eléctricas subterráneas y 141 centros de transformación de media y baja tensión (BT de 400V) con una potencia instalada de transformación de 72.445 kilovoltio-amperios (kVA). Se trata de un emplazamiento aislado desde el punto de vista eléctrico, con grandes oportunidades.

Subestación	AT	Línea MT	BT		MT		MT/BT	
			Nº clientes	Potencia contratada (kW)	Nº clientes	Potencia contratada (kW)	Nº clientes	Potencia contratada (kW)
		ARAGON	0	0	2	1.470	2	1.470
		CENTROPELL	3	33	2	600	5	633
		CONTRAINCE	15	388	4	2.716	19	3.104
		E_OLIMPICO	7	80	4	2.263	11	2.343
		ESC_INGENI	0	0	2	1.373	2	1.373
		N_1	52	1.520	9	3.019	61	4.539
		NVA_ZELAND	5	223	7	1.841	12	2.064
		O_N_U	7	164	5	2.345	12	2.509
		SEC_LAB_IN	17	303	0	0	17	303
		TORREPELLI	21	217	0	0	21	217
		V_2	0	0	0	0	0	0
		V_26	6	126	3	1.306	9	1.432
		V_3	3	33	2	1.168	5	1.201
		V_32	1	20	0	0	1	20
		ALAMILLO	137	3.106	40	18.101	177	21.207
		ABCCARTUJA	1	0	1	468	2	468
		ASEPEYO	23	392	8	3.741	31	4.133
		EDF_EXPO	2	0	2	1.780	4	1.780
		FUTURO	2	0	2	600	4	600
		HELIPUERTO	117	1.608	7	2.530	124	4.138
		NAVEGA	5	0	4	1.304	9	1.304
		REDESA_L1	2	0	2	220	4	220
		T_TRIANA	1	0	1	1.559	2	1.559
		V_10	1	0	1	1.558	2	1.558
		V_15	28	317	5	3.316	33	3.633
		V_23	37	976	9	1.832	46	2.808
		V_31	17	387	5	2.092	22	2.479
		V_8	2	0	2	1.401	4	1.401
		CENTENARIO	238	3.679	49	22.401	287	26.080
		ARJONA.	12	67	2	0	14	67
		ARJONA	12	67	2	0	14	67
		SMART CITY	387	6.852	91	40.502	478	47.354

Tabla 33 Clients & Power by feeder & MV/LV transformer

Con la ayuda de la empresa Endesa Distribución, se ha realizado una extracción agregada de la demanda dependiente de las subestaciones y centros de transformación en el área de estudio de la isla. Con datos agregados desde julio de 2017 a junio de 2018, se obtiene un balance de 84,9 GWh de demanda interanual, con un valor medio mensual de 7 GWh. En la Tabla 34 podemos ver el detalle de esta energía, medida en kilovatios por hora (kWh), suministrada para atender necesidades de sistemas de climatización, iluminación, equipos informáticos, motores y otros.

Subestación	AT	Línea MT	BT		MT		MT/BT	
			Nº clientes	Energía Facturada (kWh)	Nº clientes	Energía Facturada (kWh)	Nº clientes	Energía Facturada (kWh)
		ARAGON	0	0	2	2.829	2	2.829
		CENTROPELL	3	66	2	139	5	206
		CONTRAINCE	15	728	4	1.764	19	2.492
		E_OLIMPICO	7	226	4	5.657	11	5.883
		ESC_INGENI	0	0	2	3.856	2	3.856
		N_1	52	2.409	9	4.881	61	7.289
		NVA_ZELAND	5	106	7	3.736	12	3.842
		O_N_U	7	342	5	2.714	12	3.056
		SEC_LAB_IN	17	340	0	0	17	340
		TORREPELLI	21	224	0	0	21	224
		V_2	0	0	0	0	0	0
		V_26	6	321	3	1.256	9	1.577
		V_3	3	65	2	635	5	701
		V_32	1	3	0	0	1	3
		ALAMILLO	137	4.831	40	27.466	177	32.297
		ABCCARTUJA	1	0	1	1.125	2	1.125
		ASEPEYO	23	428	8	6.339	31	6.767
		EDF_EXPO	2	0	2	3.789	4	3.789
		FUTURO	2	0	2	198	4	198
		HELIPUERTO	117	1.635	7	9.980	124	11.616
		NAVEGA	5	0	4	2.957	9	2.957
		REDESA_L1	2	0	2	167	4	167
		T_TRIANA	1	0	1	4.976	2	4.976
		V_10	1	0	1	3.555	2	3.555
		V_15	28	409	5	6.447	33	6.856
		V_23	37	1.379	9	2.621	46	4.000
		V_31	17	1.151	5	3.298	22	4.449
		V_8	2	0	2	2.016	4	2.016
		CENTENARIO	238	5.003	49	47.467	287	52.470
		ARJONA.	12	106	2	0	14	106
		ARJONA	12	106	2	0	14	106
		SMART CITY	387	9.941	91	74.933	478	84.874

Tabla 34 Clients & Energy by feeder & MV/LV transformer

Se han identificado 478 suministros conectados a esta red en MT/BT, que demandan una potencia contratada de 47 MW. El 19% de estos suministros suponen el 80% de la potencia en MT, frente a un 81% de suministros que tan solo demandan el 14% de potencia en BT. El comportamiento de esta demanda tiene una acentuada estacionalidad en los meses de junio y

julio, con un 25% superior al valor promedio y motivado por el aumento de temperaturas de verano y la mayor utilización de los sistemas de refrigeración en los edificios. También al configurarse como parque empresarial las necesidades de días laborables superan hasta en un 50% a fines de semana.

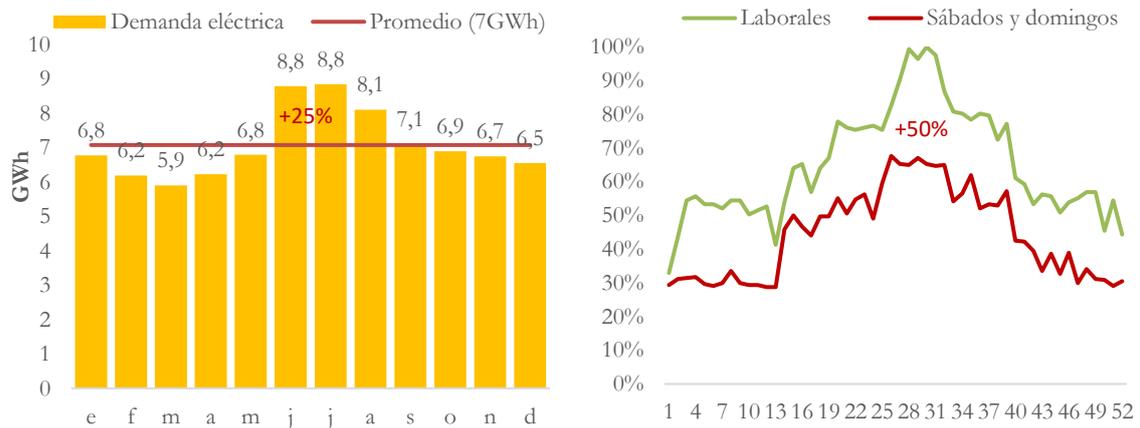


Figura 150 Cartuja electric demand (GWh) & % max power

La “carga máxima”, o capacidad máxima suministrada un determinado nivel de energía y momento de tiempo, se produce en días laborables (Figura 150).

La red eléctrica actual

Podemos resumir las características del sistema eléctrico actual en la siguiente tabla:

Sistema eléctrico Cartuja	Unidad	Valor 2017	Observaciones
Capacidad máxima instalada	MVA	120	Alamillo, Centenario y Arjona
Potencia de transformación	MVA	72	141 centros de transformación
Demanda punta diaria	MW	18	Semana laborable 25 - 31/07
Demanda punta horaria	MW	18	Laborable julio de 13:00 -15:00
Potencia contratada (478 suministros)	MW	47	19% suministros el 80% MT, 81% suministros el 14% BT
Demanda anual	GWh	85	+25% medio (jun, jul y ago)
Factor de emisiones	g CO ₂ /kWh	285	Promedio nacional (REE)

Tabla 35 2017 Cartuja electric system summary

En el modelo tradicional de red la electricidad fluye de forma unidireccional, desde las centrales eléctricas hasta las subestaciones y desde estas hacia los consumidores. La creciente penetración de recursos energéticos distribuidos aun representa un pequeño porcentaje como para redefinir la topología de red, pero a futuro la red será el elemento esencial que permitirá la integración de estos, beneficiando a los consumidores y pequeños productores renovables distribuidos.

La capacidad de suministro viene determinada por el diseño y el funcionamiento esperado de los sistemas a lo largo del año. El criterio contempla suministrar valores de carga según los máximos y mínimos anuales por fracciones temporales. La curva de carga horaria es una representación gráfica de estas (en MW) o demanda eléctrica en (MWh) realizada a lo largo del día. Nos quedamos con la Figura 151 para días laborables.

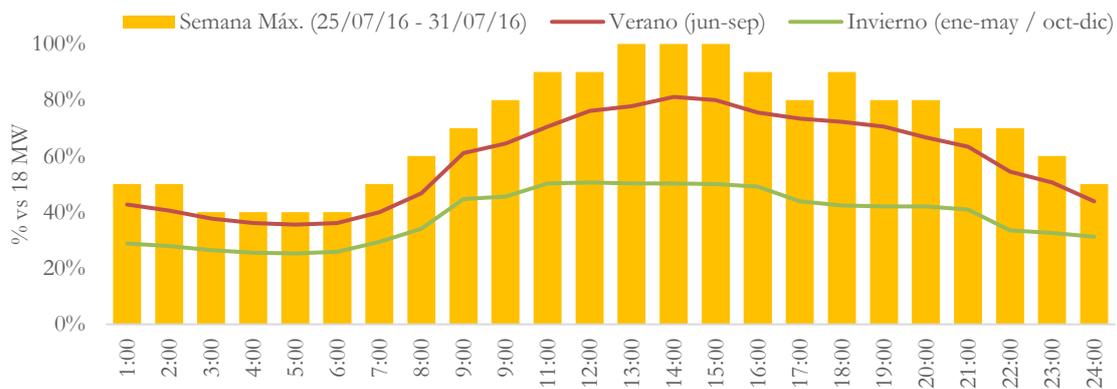


Figura 151 Cartuja Island hourly load values (MW) & Labor Day (average & max week). Endesa Database 2018

El recinto presenta un perfil derivado de su actividad empresarial, con la punta de carga en las horas siguientes a mediodía, a diferencia del comportamiento residencial que presenta su máximo al anochecer. En síntesis, es un modelo de demanda muy cercano a la capacidad de producción de un sistema solar fotovoltaico. La Figura 152 ofrece la panorámica de semana laborable en una matriz que representa las 52 semanas del año x 24 horas del día. La demanda instantánea tiene un máximo durante el mes de julio, en el tramo central de horas del año se alcanzan los límites de 18 MW de demanda punta horaria, llegando a duplicar el valor de las necesidades medias situadas en 9 MW.

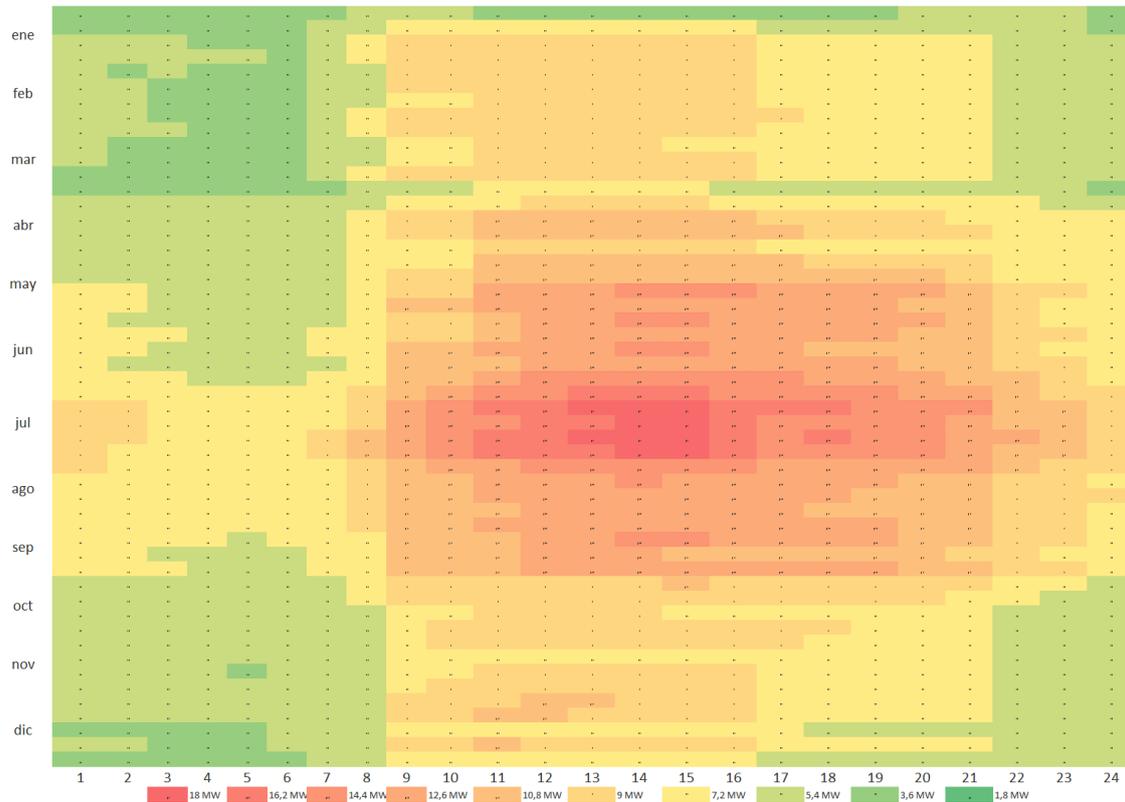


Figura 152 Labor Day load by hours and weeks

El dimensionado de la red existente se basa en un modelo costo eficiente para proporcionar megavatios suficientes de estos picos de demanda energética. La red asegura la fiabilidad y funcionamiento mediante otras actividades como la regulación de la frecuencia, el mantenimiento del voltaje, y la variación y el seguimiento de la carga desde un centro de control centralizado. Su nivel actual garantiza el funcionamiento seguro del sistema en todo momento, alcanzando una fiabilidad del 99,98% de horas.

Reordenando la curva de carga, en megavatios, según las horas de mayor a menor uso de red, obtendremos la monótona de carga. La Figura 153 nos permite comprobar el comportamiento de tres centros de transformación representativos de cada casuística que podemos encontrar.

A la vista de las monótonas, podemos concluir que están sobredimensionadas en la mayor parte del año y para unas pocas horas que superan el 90%. El sistema necesita esta sobredimensión para atender la mayor demanda que aparecerá unas pocas de horas cada año,

ejemplo para el centro S_69783. En algún caso, S_11368, no llegando siquiera a la capacidad para la que fue concebido en la planificación. Solo haciendo participe a la demanda energética y los recursos energéticos distribuidos podría reemplazarse esta sobrecapacidad por una participación y gestión activa desde los consumidores, es decir la demanda energética apoyará el sistema óptimo persiguiendo un aplanamiento de la curva para las 8.760 horas del año.

Monotona (CT 63 MVA)

100 horas de mayor carga

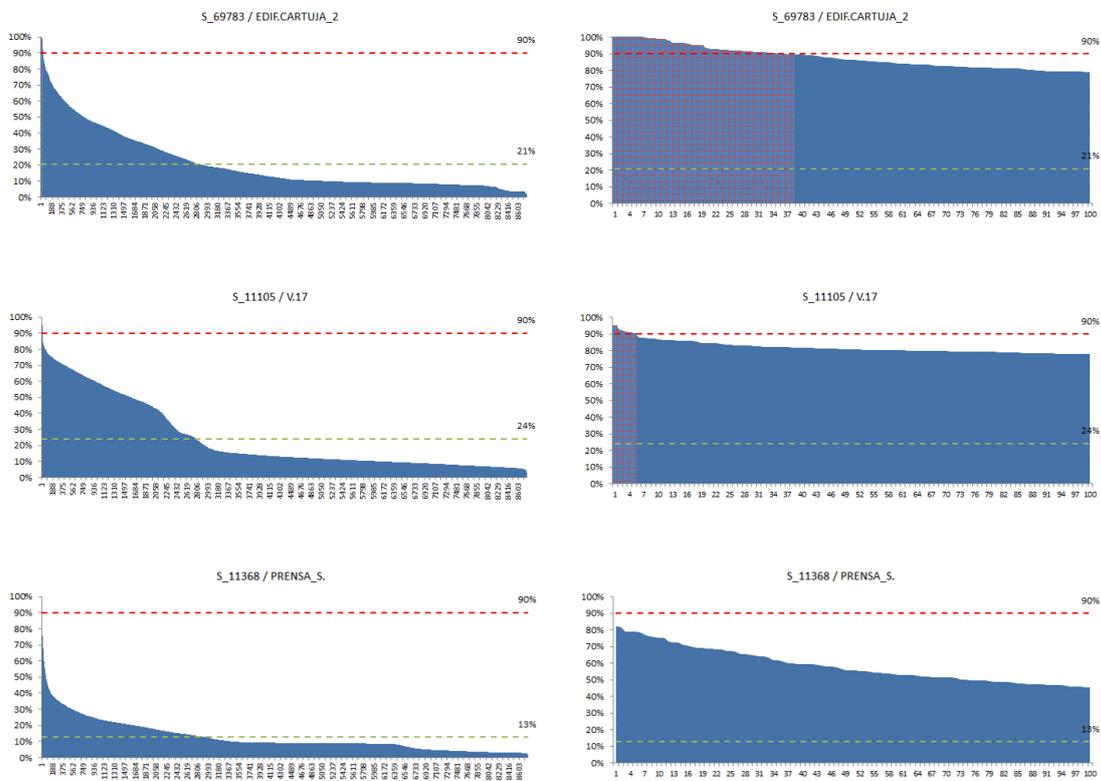


Figura 153 Monotone 3 substations (H/M/L)

Red inteligente o Smart Grid

El proyecto Smart City requiere como primer elemento, una red inteligente o Smart Grid, resultado de incorporar un mayor grado de automatización y control, basadas en la incorporación de equipos de sensorización y tecnologías de la información sobre la configuración actual. Esta red será la encargada de incluir la conexión a los nuevos productores de energías de origen renovable, que por su naturaleza distribuida aparecerá en la media y baja tensión, manteniendo los requerimientos de calidad de servicio y los límites técnicos de funcionamiento de la red.

Sin una red inteligente, el flujo de energía bidireccional procedente de recursos energéticos distribuidos podría afectar negativamente al sistema de distribución actual. Podríamos tener huecos y sobretensiones, fallos en la calidad de suministro, dificultades en el mantenimiento de voltaje y reactiva, etc. Las diferencias con la red tradicional (Farhangi, 2010) pueden reflejarse en la siguiente Tabla 36

RED EXISTENTE	SMART GRID
Electromecánica	Digital
Comunicación unidireccional	Comunicación bidireccional
Generación centralizada	Generación distribuida
Jerárquico	Red
Pocos sensores	Multisensores
Ciego	Monitorización
Restauración manual	Auto restauración
Fallos y apagones	Adaptativo y aislable
Comprobación manual / test	Control remoto / test
Control limitado	Control generalizado
Pocas opciones para el cliente	Muchas opciones para el cliente

Tabla 36 Smart grid compared with the existing grid

Existen diferentes opciones tecnológicas, desde el lado de la red pero que necesitan de un enfoque colaborativo, de la participación de los propietarios de los recursos energéticos distribuidos. Mediante la utilización a escala de despliegue de tecnologías de sensorización y

control a distancia se podrán implementar estrategias de incorporación dentro del sistema de distribución eléctrica incorporando todas las ventajas que los nuevos recursos podrían aportar. Pero la modernización de la red no solo debe venir por la renovación de infraestructuras, será necesario, además aspectos de coordinación de la información, con la incorporación de un sistema de gestión de la distribución (del inglés DMS Distribution Management Systems). En la Tabla 37 se sintetiza un posible plan de expansión hacia un modelo de red inteligente.

Fase	Medida	Objetivo
I	Telecontrol y modernización de la red de distribución MT	<p>Maximizar la flexibilidad y la capacidad de la red de distribución, realizar y mantener el servicio ante cualquier incidente, dotando de nuevos dispositivos de control y monitorización en centros de distribución.</p> <p>Nuevas funcionalidades de gestión de la red de distribución (sistemas DMS) enlazados con el Centro de Control, que informará al EMS de la Smart City para la reconfiguración de la red MT y optimizará de la carga de las líneas MT, en función de la previsión de demanda a corto plazo.</p>
II	Telecontrol y modernización de la red BT	<p>Dentro de las tecnologías disponibles en la red de distribución BT se consideran los elementos de mando y protección de las salidas de baja tensión en centros de transformación (soluciones para automatización y detección de tensión BT).</p> <p>Sustitución de los dispositivos de protección de líneas BT, basados en fusibles, por interruptores automáticos con posibilidad de rearme y operación remota (funcionalidad aún pendiente de homologar en España).</p>
III	Sensorización en centros de distribución	<p>Sensorización de centros de transformación de MT, como base para la optimización del funcionamiento y maximizar la capacidad de dar servicios de red a la red de distribución.</p> <p>Monitorizar en tiempo real los flujos energéticos de entrada y salida de los centros, las variables no energéticas pero que afectarían a la operación de los mismos (temperatura en el recinto, la temperatura de las máquinas transformadoras, alarmas de intrusismo, fuego e inundación). Señales a disposición del centro de control de la red y del sistema de gestión de la energía de la red de distribución.</p>

Tabla 37 Smart Grid evolution roadmap

Pese a las restricciones regulatorias de las actividades sujetas a régimen retributivo, como es la distribución eléctrica, sería recomendable incorporar, tanto a nivel centralizado como distribuido, la instalación de sistemas de almacenamiento eléctrico, de tipo ion-litio, con la finalidad de atender consignas de optimización del rendimiento de los recursos energéticos distribuidos de la Smart City. A modo de ejemplo, algo tan frecuente como el paso de nubes provocaría la caída de producción solar y sería necesario maximizar la capacidad de la red ante este tipo de fenómenos, al igual que ante restricciones por saturación o niveles de sobre-subtensión.

Nuevo modelo basado en la flexibilidad

Las redes inteligentes permiten la distribución de energía e información de manera bidireccional, otorgando mayor flexibilidad a la gestión de la oferta y la demanda, siendo clave la mejora de la capacidad de respuesta de los consumidores a las señales de precios.

En la Figura 154 se pueden apreciar las redes y mercados inteligentes como solución hacia la flexibilidad necesaria para lograr el cambio de paradigma en el sector energético.

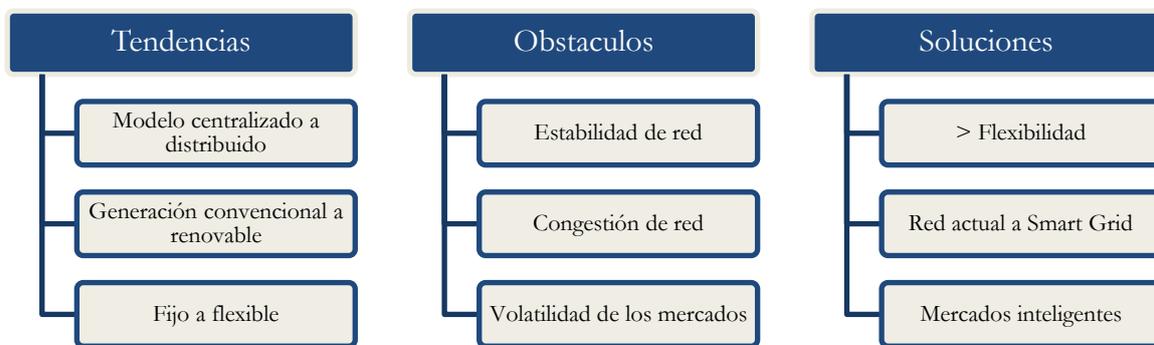


Figura 154 Towards a flexible model (European Commission)

En un apartado posterior veremos que gran parte de la potencia y consumo energético se concentra en un número reducido de edificios, lo que será una buena aproximación para centrar los esfuerzos de reducción de consumo y eficiencia energética logrando mayor impacto en el aplanamiento de la demanda energética y en la mejora de eficiencia del parque.

La convergencia de las TICs con el negocio eléctrico se produce en toda la cadena de valor. Las redes inteligentes facilitan la integración de renovables (EERR) y de recursos descentralizados (DER), además los consumidores se pueden transformar en productores, adoptando un rol mayor en la generación.

Las empresas con dispositivos inteligentes y tele contadores, podrán comunicarse con las redes inteligentes, suministrando una información muy detallada sobre su consumo. Por otro lado, la gestión de la demanda permite reducir el consumo final y cambiar los hábitos de consumo para evitar los periodos de consumo punta y de mayor precio.

A modo de ejemplo el transporte basado en la electricidad tendrá que integrarse en el sistema de red inteligente. Si esto se hace bien, los vehículos eléctricos pueden proporcionar un recurso valioso para el sistema, tanto para aplanar la curva de demanda, como para aprovechar los menores precios en horas de menor consumo; y almacenar la energía renovable no consumida en momentos de baja demanda y con el riesgo de ser desaprovechada.

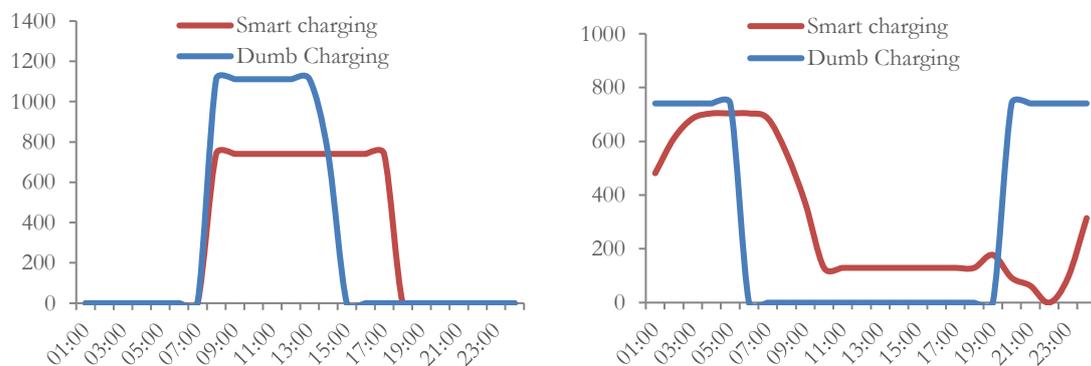


Figura 155 Smart vs Dumb Charging (business & residential profile)

Las utilities necesitan prepararse para la realidad del big data: los despliegues “smart” se traducirán en un enorme aumento en la cantidad de datos disponibles, con la consiguiente necesidad de saber manejarlos para transformarlos en información que permita dar mejor servicio al cliente. Las tecnologías “smart” permitirán a competidores externos al negocio tradicional vender productos y servicios al cliente final. Los nuevos entrantes se valdrán de sus fortalezas para entrar en el mercado energético, ya sea individualmente o asociados a “utilities”.

Escenarios de electrificación del transporte en Cartuja

En un estudio reciente de demanda energética, coordinado en 2017 para la patronal del sector eléctrico (UNESA, hoy AELEC), para el periodo 2015-2030, se presentaban tres alternativas de crecimiento del vehículo eléctrico para el mercado español. En el escenario central se espera que a 2050 un 50% de todo el parque español sea eléctrico, unos 12 millones de vehículos. Para ello, en 2030 casi la mitad de los vehículos vendidos cada año deberían ser eléctricos, cifra aún lejos de la realidad actual en España, donde pese a ser un crecimiento exponencial apenas contamos con unos miles de unidades al año.

En España existen 583 vehículos por cada 1.000 habitantes, que, aplicado al parque de la isla, en base a 17.700 trabajadores, se podría alcanzar un total de unos 10.300 vehículos susceptibles de utilización diaria y sin incluir visitas diarias externas al parque.

El objetivo inicial plantearía la renovación de entre 1.100 ó 2.300 vehículos sustituidos por eléctricos antes de 2025, dependiendo de que la entrada siguiera una curva de entrada, tipo S, lineal o de Gompertz. El impulso para alcanzarlo vendrá de las actuaciones previstas en esta propuesta industrial para el transporte, en la Tabla 39 siguiente, con un plan de accesos prioritarios a vehículos limpios y restricción progresiva del tráfico y aparcamiento cercano a los más contaminantes, la recarga en la isla y ventajas para sus propietarios.

Esto implica hasta un 20% de cuota total de vehículos eléctricos en 2025 y un 37% en 2030, con el escenario más ambicioso como puede compararse en la Figura 156.

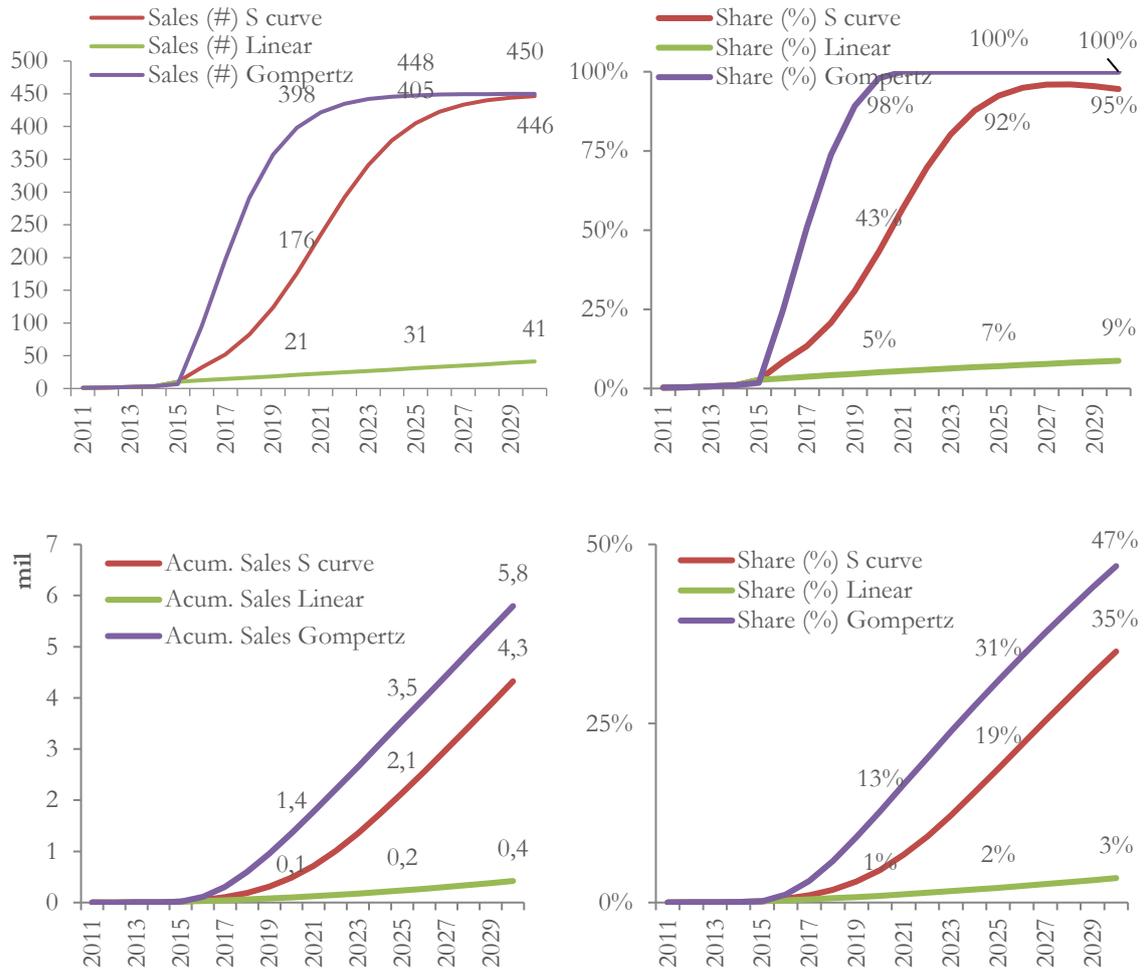


Figura 156 Cumulated sales EVs Spain -% share (3 escenarios)

Teniendo en cuenta el porcentaje de utilización de vehículos del 65% vistos en la Figura 159% Mobility modal use (Seville, Cartuja), nos llevan hasta un 31% de los vehículos circulando en el parque en 2025 y 47% en 2030, cifras significativas que combinadas con transporte público y otros medios individuales limpios como bicicletas. También los planes de movilidad de empleados y flotas de empresas e instituciones serán la vía de acelerar este camino hasta lograr que la isla sea un referente de movilidad sostenible.

Cada vez son más el número de ciudades que prohíben el acceso de vehículos de combustión, esto debiera ser una medida progresiva en la isla, o la preferencia para aparcamiento y recarga en las distintas zonas de la isla serán un incentivo a la migración de vehículos contaminantes a

no emisores. El transporte o puede quedar al margen de este plan si pretendemos descarbonizar el recinto y crear un espacio saludable y una forma sostenible de desplazamiento.

Infraestructuras para la recarga

Una infraestructura de carga suficiente es una de las principales barreras para la aceleración de la entrada de los vehículos eléctricos. El despliegue actual y futuro de la infraestructura de recarga de EV en los Estados miembros europeos es el principal elemento para lograr la confianza de los consumidores, dada la creciente oferta de vehículos, de diferentes gamas.

En el despliegue de puntos de recarga de la isla será preciso analizar las necesidades de carga de los usuarios respecto al tiempo de estacionamiento en su centro de trabajo o recorridos si fueran flotas, para lo que requerirán del apoyo de recarga rápida. Atendiendo al tiempo de parada que realizan los vehículos se diseñarán diferentes opciones de recarga. En la Figura 157 podemos apreciar que tendremos diferentes volúmenes de carga por hora desde 11 km recargados en una hora hasta 560 km según cargadores. En estos momentos la recarga habitual a desplegar se sitúa entre la recarga media y la rápida (7 kW y la rápida >50 kW)

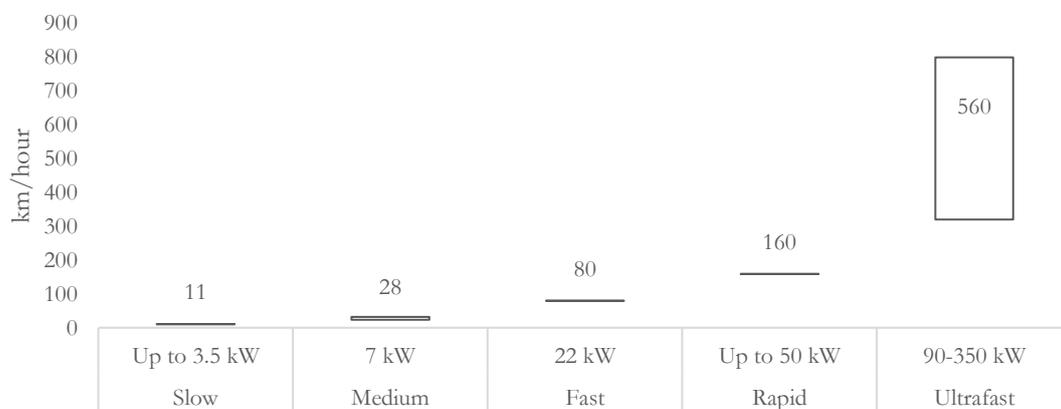


Figura 157 Charging infrastructure time (km/hour)

Casi todos los países han presentado planes a la Comisión como parte de la implementación de la Directiva de Infraestructura de Combustibles Alternativos (UE) 2014/94 de 22 de octubre de 2014. Según el Art 4.1 “1. Los Estados miembros harán lo necesario, a través de sus marcos de acción nacionales, porque se cree un número adecuado de puntos de recarga

accesibles al público antes del 31 de diciembre de 2020, a fin de que los vehículos eléctricos puedan circular al menos en las aglomeraciones urbanas o suburbanas y en otras zonas densamente pobladas y, en su caso, en las redes determinadas por dichos Estados miembros.

El número de estos puntos de recarga se establecerá teniendo en cuenta entre otros factores el número estimado de vehículos eléctricos matriculados a finales de 2020, según figure en sus marcos de acción nacionales, así como las buenas prácticas y las recomendaciones formuladas por la Comisión. Se tendrán en cuenta, en su caso, las necesidades particulares en relación con la instalación de los puntos de recarga accesibles en las estaciones de transporte público”.

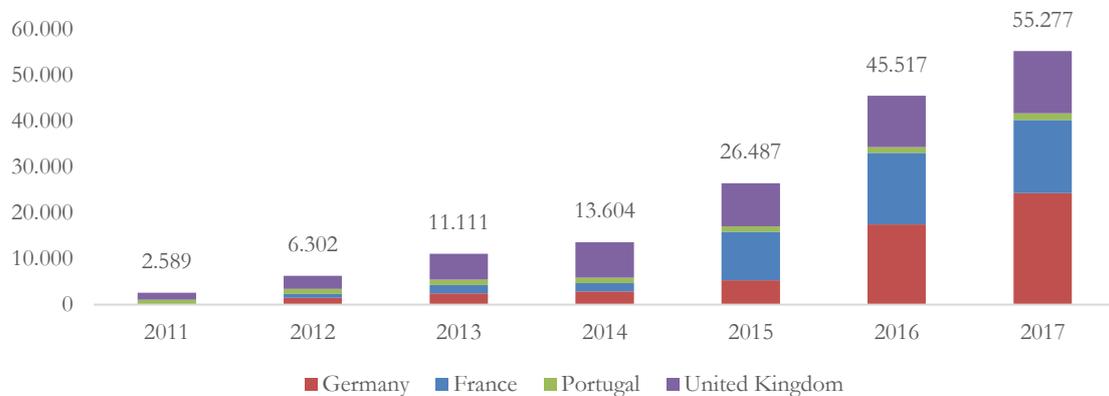


Figura 158 Publicly accessible charger (slow & fast) by country

España sin embargo ha presentado cifras poco ambiciosas, creyendo en el desarrollo propio del mercado. En la isla deberían de aparecer una combinación de puntos de recarga en sedes, aparcamientos colectivos e infraestructura de recarga, siguiendo las recomendaciones de la Directiva. Las cifras objetivo establecen una ratio entre infraestructura para vehículos alternativos AFI (Alternative Fuels Infrastructure) vs AFV (Alternative Fuels Vehicles). Aparece una ratio de referencia a fecha de 2020 de AFI/AFV= **1:10** es decir un punto de recarga por cada 10 vehículos eléctricos, llevando a una cifra de al menos 140 puntos para recarga en la isla, y con diferentes potencias de carga. En la actualidad en Europa se alcanza un volumen de puntos de acceso públicos creciente, pero centrado en cuatro países, Figura 158.

Gompertz escenario	Fase I	Fase II	Fase III
Medium (buildings & parkings)	130	220	310
Fast-Rapid (public areas)	10	20	30
Total	140	240	340

Tabla 38 Infrastructure recharge target

Usos modales

Un lado positivo del transporte es que ayuda a la movilidad social, un transporte seguro y asequible ofrece mejor acceso al empleo (Chetty & Hendren, 2018), siendo una oportunidad para las familias que, con movilidad, mejoran respecto a su entorno de origen. En Sevilla los usos modales representan una población que en un 55% se mueve en coche particular, seguida de transporte público en un 25% y a pie en un 19%. Por las condiciones y accesibilidad de la isla, según estudio realizado en 2017 por la Confederación de Empresarios de Cartuja sobre una muestra de 3.523 encuestas, el 65% de los empleados acceden a diario en vehículo privado, ello implica un flujo diario de casi 6.700 vehículos.

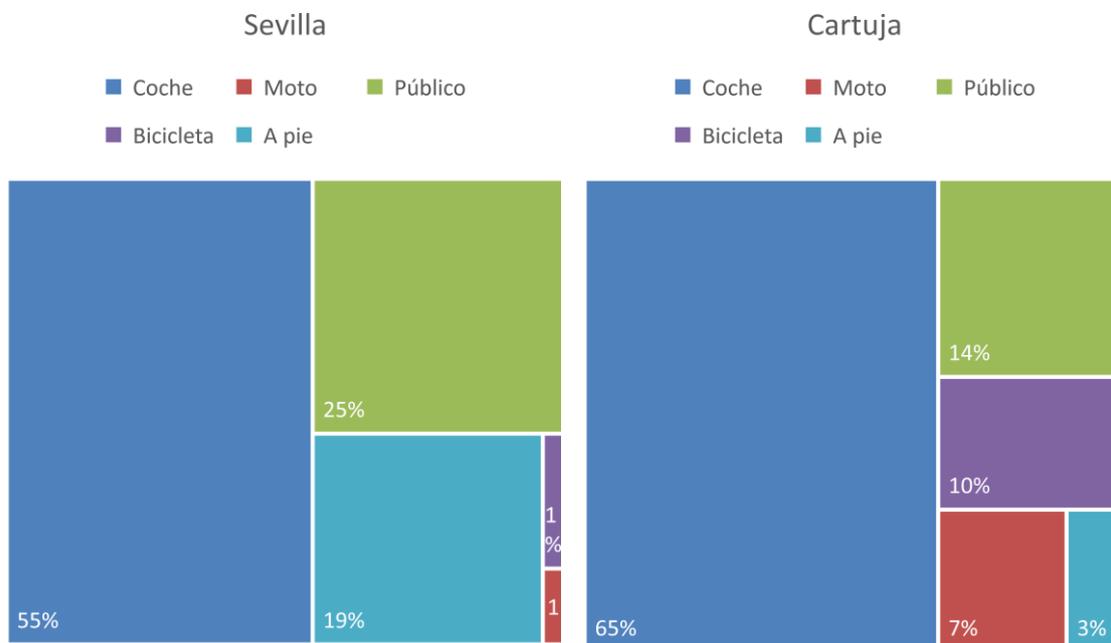


Figura 159% Mobility modal use (Seville, Cartuja)

El vehículo individual presenta una baja tasa de utilización, según Eurostats, Figura 160, España tiene un promedio diario de 22 minutos de uso para ir al trabajo, lo que supone un uso inferior al 2% de las horas, permaneciendo el resto del tiempo estacionado y ocupando espacio.

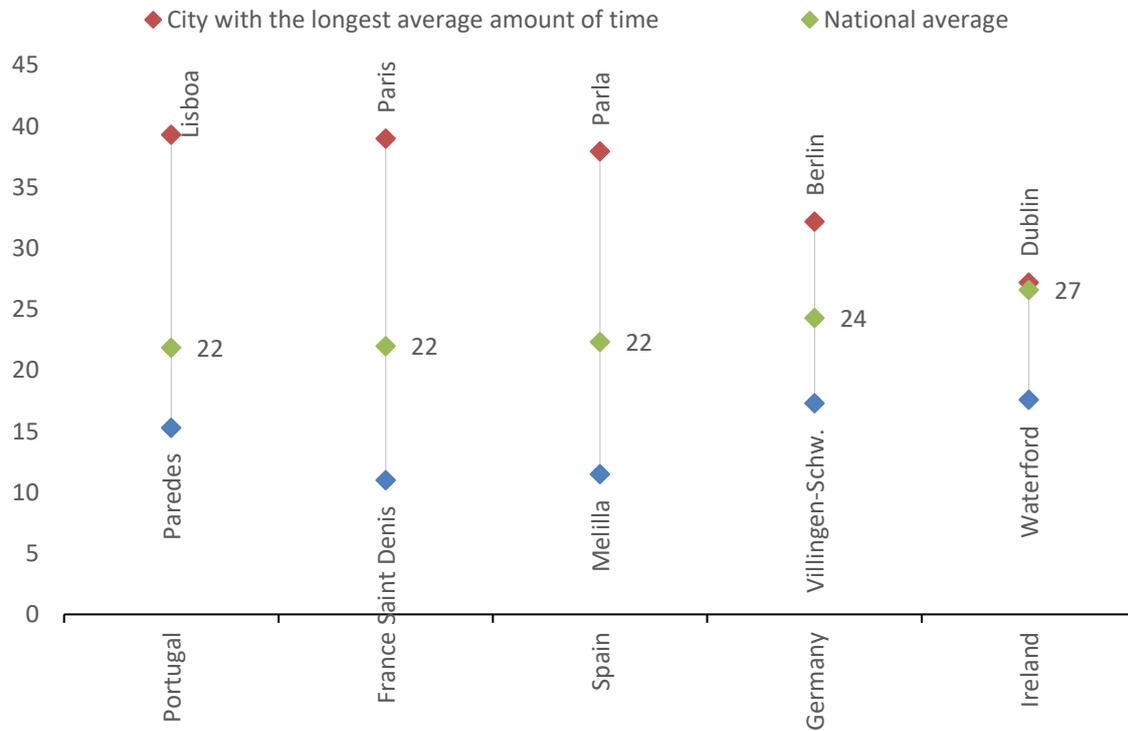


Figura 160 Cities with the shortest and longest average journey times to work, 2011 urb_ctrans Eurostat

El valor total de compra de un vehículo, (en inglés TCO o Total Cost Ownership) (G. Wu, Inderbitzin, & Bening, 2015), incluye de forma actualizada la inversión inicial de adquisición junto con los gastos a lo largo de su vida, con especial relevancia en la energía. Ante la baja utilización del mismo por su propietario, todo apunta a una oportunidad de ahorro económico futuro. Optar por la alternativa de usar un coche compartido puede suponer un ahorro de hasta 7.300 \$ por hogar y año (Arbib & Seba, 2017). Aunque nos tomará algún tiempo más para que las personas nos sintamos completamente cómodas con vehículos sin conductor, pero parece que estamos ante un comienzo.

Por todo lo anterior podemos concluir que la movilidad a futuro va a ser eléctrica, conectada y compartida. Adicionalmente en la isla tendremos que desarrollar actividades para recuperar la peatonalización, los espacios verdes, mediante la creación de parkings y lanzaderas que permitan la comunicación de personas y mercancías por medios alternativos. Los vehículos autónomos podrían llegar al final del proyecto, pero en el camino aparecerían los conceptos de movilidad compartida y la movilidad como un servicio. El plan de descarbonización del transporte de la isla contemplaría las siguientes actuaciones en las tres fases del periodo, que serán desarrolladas en estudios posteriores:

Fase	Medida	Objetivo
I	Green Area Design	Rediseño y peatonalización de la cartuja priorizando los espacios peatonales y carriles para vehículos no emisores y e-bikes. Recuperar un 80% del espacio hoy destinado a aparcamiento.
I	Car & E-bike sharing	Bicicletas eléctricas en uso compartido + automóvil, con al menos otras dos personas y todos deben vivir al menos a 10 kilómetros del lugar de trabajo. A cambio acceso preferente a aparcamientos.
I	10 lighting chargers	Cargadores integrados en alumbrado público, bajo la norme UNE CTN 178
I	Smart Parking	Parking de alta capacidad situado en la parte perimetral del recinto, conectado por lanzaderas y sistemas de movilidad compartida
II	V2G	Integración del vehículo eléctrico como parte del sistema eléctrico aportando su capacidad de almacenamiento cuando está estacionado. Piloto en parking de un edificio, alimentando a este.
II	CO ₂ restricted Area	Zonas de acceso restringido para motores de combustión
II	Mobility as a service (Maas)	Pasar de un modelo basado en la propiedad a otro de alquiler (por minutos, días, ...). La movilidad compartida ofrece ventajas a la congestión. Desarrollo de APP para coordinar origen/destino
II	Connected Logistics	Gestión de la cadena de suministro, basada en las tecnologías móviles, RFID y sensores IoT a nivel industrial
II	Ultra Fast Charging	Sistemas de recarga instantánea de vehículos eléctricos (350 kW), permitirá recargar grandes cantidades de energía en minutos
III	Autonomous vehicles	Conducción autónoma (nivel 5) en el recinto de la isla para movilidad sin conductor dentro de la Cartuja

Tabla 39 Cartuja Smart Transportation items

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA EDIFICACIÓN

En Europa los edificios son responsables del 40% del consumo energético y el 36% de las emisiones de CO₂. El 75% de la edificación tiene una baja eficiencia energética, derivado de que un 35% del parque de edificios tiene más de 50 años de antigüedad. A pesar de esto, diseñar un edificio con pautas bioclimáticas, puede llegar a alcanzar un ahorro entre el 50% y el 80% de consumo energético respecto a un edificio convencional.

Se estima que, en España, la superficie total construida de uso no residencial asciende a unos 825 millones de metros cuadrados, según catastro de Hacienda e información del Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), englobando en este total los edificios de oficinas, comerciales, deportivos, sanitarios, culturales y otros.

El sector de la edificación se enfrenta a uno de sus mayores retos, cumplir con los objetivos de la Directiva de Eficiencia Energética de Edificios (2010/31/EC), que fija la implementación de los llamados edificios de consumo de energía casi nulo antes de 2020.

Según el artículo 2 de esta Directiva se define edificios de consumo de energía casi nulo a aquel “edificio con un nivel de eficiencia energética muy alto, que se determinará de conformidad con el anexo I (de dicha Directiva). La cantidad casi nula o muy baja de energía requerida debería estar cubierta, en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno”.

Esto marcará el futuro para el diseño, la rehabilitación, la construcción y la gestión energética de los edificios de las ciudades sostenibles. La isla de la Cartuja por su configuración sólo tiene edificios, públicos y privados, destinados a uso de oficinas, centros de investigación, culturales y de ocio y universidades, pero sin un uso residencial dentro del recinto. Estos edificios tienen como meta máxima convertirse en edificios de consumo casi nulo aprovechando sus capacidades de autoconsumo junto al parque fotovoltaico desarrollado en el área de la isla.

La renovación de los sistemas de climatización puede alcanzar un 40% de ahorro en consumo energético, en iluminación la tecnología LED y sistemas Smart lighting consiguen que con la renovación se pueda conseguir un ahorro de hasta el 70%.

En el apartado anterior, Figura 143, se ponía de manifiesto la necesidad de contar con un menor consumo energético en la isla de un -35% respecto a la situación de partida y con el fin de que este pueda ser cubierto totalmente con energías renovables autóctonas. Por ello es crítico contar con las medidas de ahorro en los edificios y el transporte.

El esfuerzo necesario es enorme, pese a no contar actualmente con un inventario de edificios, superficies, empleados y valor añadido, pero con carácter previo a la elaboración de un análisis, podemos tomar como referencia las siguientes evoluciones para el sector terciario respecto a empleo y valor añadido. En la isla predomina el sector servicios, que a nivel nacional ha consumido 10,8 Mtep en 2016, un 3,7% por encima del año anterior presentando una peor intensidad energética respecto a la referencia del año 2000. El Valor Añadido Bruto (VAB) del sector servicios ha crecido un 1%, movido fundamentalmente por los sectores de oficinas y comercio. La explicación del indicador de intensidad energética, se debe a un mayor crecimiento de la energía respecto al VAB, Figura 161. Ello demuestra que en nuestro país el proceso de terciarización observado en la economía presenta, aun, oportunidades de mejora de eficiencia energética.

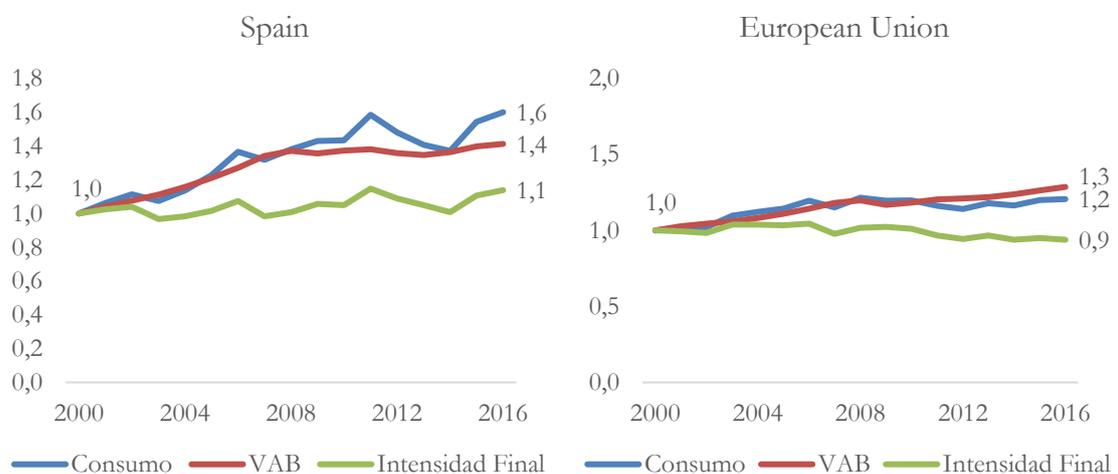


Figura 161 Spain vs Europe Service Index (2000=1)

Energía final por empleado

Se han elaborado a partir de la base de datos ODDYSSEE/MURE (IDAE, 2015) proyecto financiado por la Comisión Europea la siguiente comparativa de referencia a nuestro estudio. Del análisis realizado en 2015 vemos una gran estabilidad en la energía final por empleado, y un mayor grado de electrificación en Europa convergiendo con el valor de España. Véase la Figura 162 siguiente.

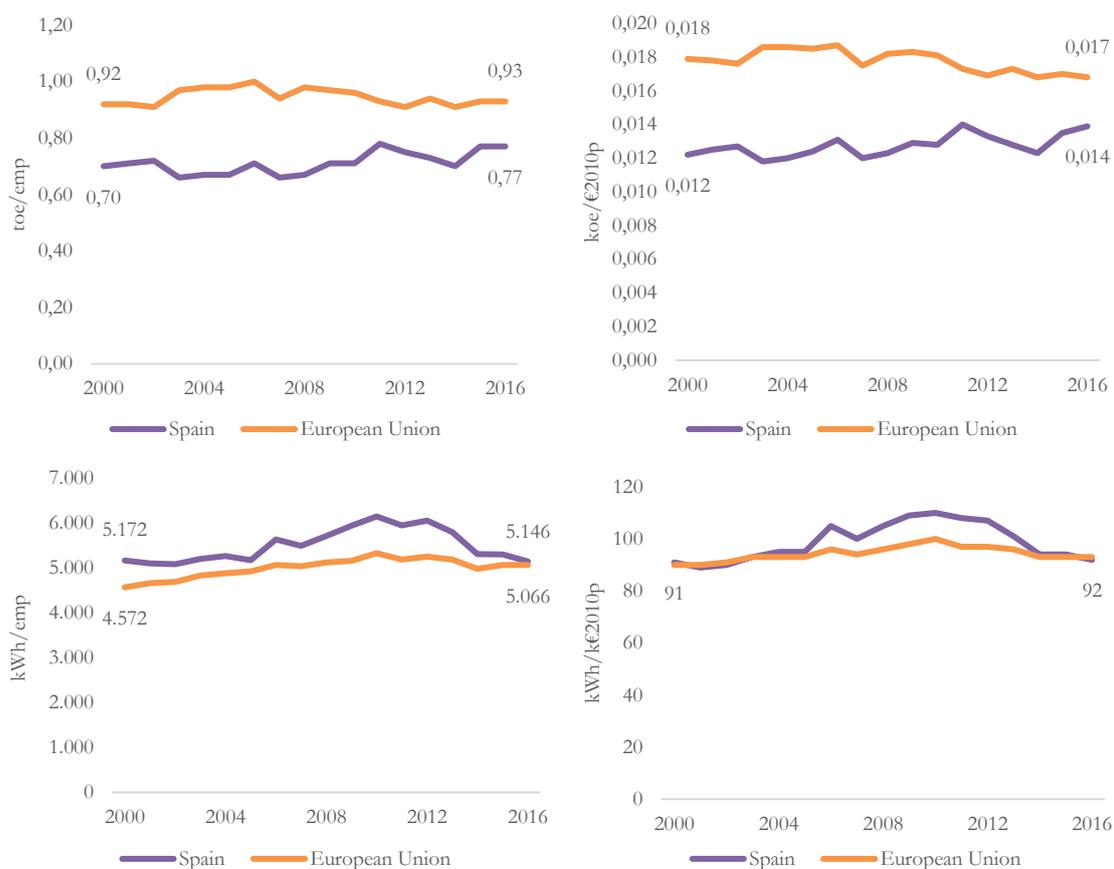


Figura 162 Energy & Electricity consumption per employee & Intensity in services (with climatic & PPA corrections)

A pesar de la peor evolución de la intensidad energética final respecto al año 2000, los valores por empleado y por PIB son mejores en España, por haber alcanzado un peso superior de electricidad en la cobertura de necesidades de la energía final, un 56%, respecto al 47% de promedio europeo. La electricidad lleva un mayor aporte de eficiencia energética a los procesos.

La necesidad de electricidad en los edificios viene determinada fundamentalmente por la climatización, la iluminación y los equipos informáticos. La electrificación no es contraria a la eficiencia energética como podemos comprobar en los indicadores de intensidad energética medida en energía sobre VAB, donde claramente se mantienen muy estables en el periodo comparado.

Inventario de edificios

De acuerdo con el artículo 5 de la Directiva (UE) 2012/27, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital remitió el 19 de diciembre de 2017 un inventario energético de los edificios utilizados por la Administración General del Estado con una superficie útil de más de 500 m² (250 a partir de julio de 2015).

Ministerio	Nº Edif.	Superficie (m ²)	Electricidad 2016 (kWh)	Fósiles 2016 (kWh)	Total 2016 (kWh)	Tamaño medio (m ²)	Cons. medio (kWh/m ²)	% electr.
MAPAMA	33	149.277	10.220.433	3.554.971	13.775.404	4.524	92	74%
MAEC	3	6.743	240.996	0	240.996	2.248	36	100%
MINECO	156	930.878	120.175.371	35.721.132	155.896.503	5.967	167	77%
MECD	56	374.064	13.854.035	5.881.680	19.735.715	6.680	53	70%
MEYSS	759	1.925.880	126.160.913	25.283.761	151.444.674	2.537	79	83%
MINETAD	11	295.284	18.972.355	3.291.216	22.263.571	26.844	75	85%
MFOM	87	213.650	6.541.707	1.978.111	8.519.818	2.456	40	77%
MINHAFP	395	1.334.474	68.174.789	18.240.701	86.415.490	3.378	65	79%
MIR	581	5.331.971	279.423.383	273.867.849	553.291.232	9.177	104	51%
MJUSTICIA	10	37.807	7.474.326	265.614	7.739.940	3.781	205	97%
MPR	6	118.628	15.885.332	1.799.454	17.684.786	19.771	149	90%
MSSSI	41	338.668	23.901.814	19.192.909	43.094.723	8.260	127	55%
TOTAL	2.138	11.057.324	691.025.454	389.077.398	1.080.102.852	5.172	98	64%

Tabla 40 Inventory of Central Government Buildings (art. 5 Directive EU 2012/27)

Este mismo artículo en su apartado 5 alude a la función ejemplarizante de los edificios de los organismos públicos, obligando a evolucionar a sus 2.138 sedes hacia edificios de consumo prácticamente nulo a partir de 2020. La Directiva, en su artículo 4, introduce la necesidad de renovación energética anual del 3% de la superficie total, 333.000 de sus 11 millones de m².

Por extensión esta obligación debiera llegar al Parque de Cartuja, primero en edificios públicos para provocar un efecto de llamada sobre el resto y la industria que lo desarrolle.

Energy Performance of Building Directive

La denominada Energy Performance of Building Directive (EU) 2018/844, también conocida por sus siglas EPBD, acuerda mejorar el rendimiento energético de los edificios. Su actividad se centra en una hoja de ruta que contempla entre sus objetivos: la descarbonización, avanzar en edificios inteligentes (automatizados y monitorizados) y despliegue de puntos de recarga para vehículos eléctricos, entre otras. Bajo esta Directiva, los edificios nuevos deben ser edificios de energía casi nula antes del 31 de diciembre de 2020 y en el caso de edificios públicos antes del 31 de diciembre de 2018. Además, los países miembros de la Unión Europea deberán:

1. Exigir la emisión de certificados de rendimiento energético cuando se vende o alquila un edificio y en todos los anuncios de venta o alquiler.
2. Establecer esquemas de inspección para los sistemas de calefacción y aire acondicionado o implementar medidas con un efecto equivalente.
3. Establecer los requisitos de eficiencia mínima costo-eficiente para edificios nuevos, renovación de existentes y modernización de ciertos elementos de construcción.
4. Elaborar listas de medidas financieras para mejorar la eficiencia de los edificios.

La administración autonómica cuenta con varias líneas de incentivos para actuaciones relacionadas con edificios, según tipo de beneficiario y tecnologías y con base en el modelo de servicios energéticos. Las convocatorias abiertas en mayo de 2017 sobre construcción sostenible y en junio de 2017 sobre pyme sostenible podrían apoyar necesidades de actuación para reducción de demanda energética en los edificios. Entre estas se incluyen sustituciones de ventanas, aislamiento de envolventes, aprovechamiento de luz natural, cubiertas vegetales y nuevos elementos de sombreado para un mejor acondicionamiento térmico. Se incorporan incentivos para instalación de renovables, fundamentalmente solar fotovoltaica y térmica.

Aunque dentro de la isla exista edificabilidad aun disponible, el mayor reto se encuentra en la rehabilitación del parque existente, que en la isla se remonta a una antigüedad de 25 años de primera construcción de gran parte de sus edificios. A modo de ejemplo la Agencia Andaluza de la Energía en la gestión del contrato REDEJA realizó una actuación de mejora y rehabilitación energética de Torretriana, edificio administrativo situado en la isla, consistente en la inversión de 3 millones de euros en el aislamiento térmico del edificio, sustitución de equipos de climatización por otros de mayor eficiencia, una instalación de trigeneración, junto a un sistema de control de la iluminación. Con dicha actuación se obtuvieron unos ahorros energéticos de 273 tep y 1.000 toneladas de CO₂ anuales. Aparece un reto a corto plazo sobre todo en los edificios públicos, que tendrán que acometer inversiones en sus edificios o exigir certificados de rendimiento energético cuando a partir de 2018 se compre o alquile un edificio.

En el año 2017 un 69% de las empresas del parque han declarado no tener implementado ningún sistema de gestión ambiental certificado (ISO 14001), lo que otorga un importante recorrido en la mejora. Como primeros pasos deben realizarse auditorías energéticas de los principales edificios, aquellos que vimos en la Figura 140, con un consumo superior a 1 GWh, que suponen un 56% del consumo actual de la isla.

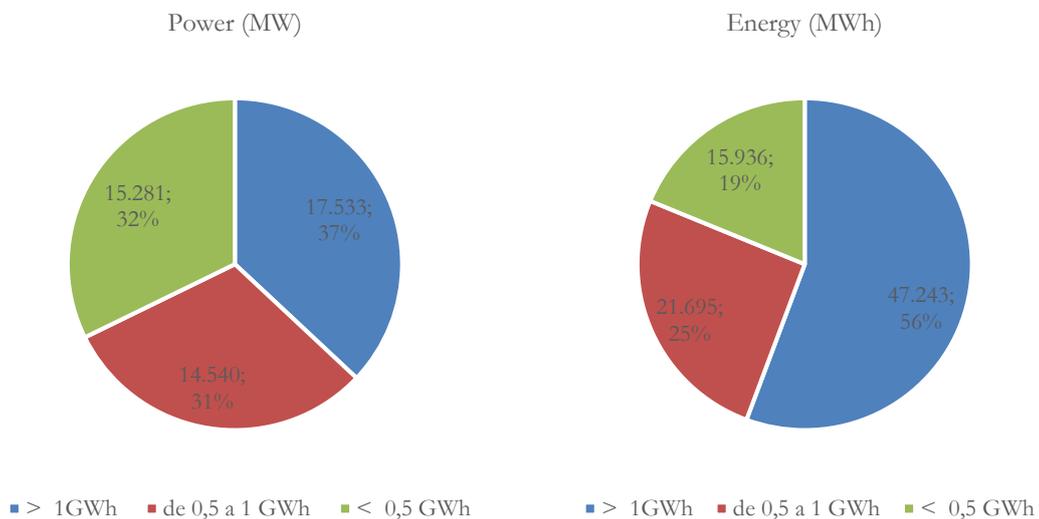


Figura 163 Power and Energy share by customer size

Los edificios situados en la isla de la Cartuja deberán evolucionar hacia la automatización. Además de la sustitución de elementos menos eficientes, la automatización permitirá evolucionar de edificios no eficientes a otros de máximo rendimiento energético.

Las actuaciones que podemos realizar sobre los mismos debe seguir una aproximación desde mayor a menor consumo. Comenzando por los superiores a 1 GWh de consumo anual el proceso debe partir de una auditoría previa que establezca el camino a seguir desde la estructura de consumo actual hacia la eficiente. Por tipo de empresa o institución podemos tener como referencia el consumo por empleado o por m². Después de una auditoría energética obtendremos la energía útil necesaria, a la que llegaremos eliminando las tecnologías fósiles y emisoras de CO₂, contando con las capacidades de autoconsumo del propio edificio, seguidos del posible contrato PPA, utilizando la planta fotovoltaica construida en el parque.

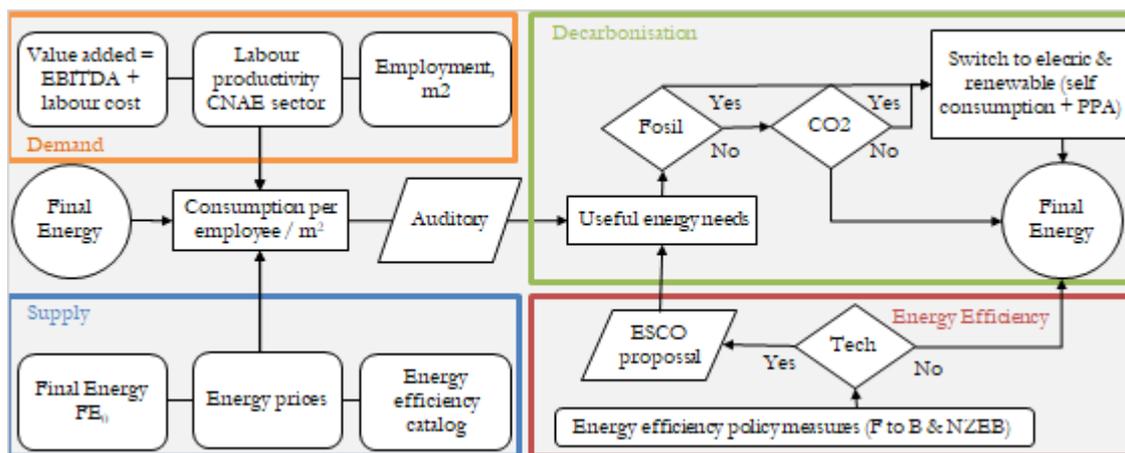


Figura 164 Flowchart Evolution to efficiency buildings

En contra de estas actuaciones tenemos que en la isla el uso y la propiedad no coinciden, pues el 71% de los residentes están en régimen de alquiler, teniendo que establecer planes de actuación respecto a los propietarios de las instalaciones. Si no se quiere invertir directamente por los propietarios de los edificios, tendremos la opción de contar con empresas ESCO, que a cambio de un contrato a largo plazo podrán realizar la rehabilitación del edificio a su cargo compartiendo los ahorros obtenidos con los clientes. En muchos casos gestionados desde empresas públicas, lo que facilitará la interlocución y propuestas de ahorro, si bien las mismas deberán realizadas dentro de las opciones de plazo que marca la ley de contratos del Sector

público 9/2017, en aplicación a los sectores de agua, energía, transportes y servicios postales. La Directiva de eficiencia energética en edificación (UE) 2018/844 de 30 de mayo de 2018 (también denominada EPBD Energy Performance Building Directive), sitúa a los edificios en el centro del modelo energético futuro.

Smart Readiness indicator

La Directiva pretende introducir sistemas de automatización y control (Building Automation and Control System o BACS y Technical Building Management TBM), despliegue de una infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos en edificios, e introducción del "smartness indicator", indicador que mida la tecnología o el grado de inteligencia de los edificios.

Clase EN 15232	Eficiencia Energética
High Energy Performance 	BACS y TBM avanzados Automatización de espacios y control automatizado de la demanda Mantenimiento programado Monitorización de energía Optimización y sostenibilidad
Advanced BACS & TBM 	BACS avanzado y TBM básico: Automatización de espacios sin control automático de la demanda Sin mantenimiento programado Monitorización de energía
BACS 	BACS estándar Automatización primaria de espacios Sin automatización electrónica por salas, solo válvulas termostáticas Sin mantenimiento programado Sin monitorización de energía
No Efficient 	BACS no eficiente, Necesitan ser rehabilitados Sin automatización de espacios ni control de la demanda Sin mantenimiento programado Sin monitorización de energía

Tabla 41 Energy Performance Classes - EN 15232

Para los edificios ya construidos en el parque, con antigüedades de hasta 25 años el potencial de mejora en edificios no residenciales es significativo, ya que en su mayor parte se encuentran en la clase D. Fundamentalmente se pueden obtener ahorros inmediatos con medidas como la

automatización de edificios orientados al control de consumo de energía, para Alemania se ha calculado con esta medida un ahorro potencial del 20% (Technologies, 2008).

La mejora de eficiencia energética en la edificación se basa en diferentes medidas como el ajuste de los niveles de confort, ventilación mecánica con sistemas de recuperación de calor, sustitución de calderas de mayor antigüedad, reducir las fugas térmicas, limitar la transmisión de temperatura respecto al exterior del edificio, sustituir las ventanas existentes y aislamiento.

En resumen, la Directiva EPBD fomenta la eficiencia energética de un edificio centrada en Calefacción EN 15316-1 y EN 15316-4, climatización ES 15243, agua caliente sanitaria EN 15316-3, ventilación ES 15241 e iluminación ES 15193 y la automatización de edificios EN 15232, todas ellas pertenecientes a los estándares europeos “EN” procedentes del CEN (Comité Europeo de Normalización) UNE (Asociación Española de Normalización).

En este sentido la norma europea EN 15232-1 de 2017 sobre " Energy efficiency in buildings – Influence of Building Automation and Control and Building Management" es una referencia clave para esta evolución hacia edificios con máximo rendimiento energético.

Edificios\Referencia	No eficiente	Estándar	Avanzado	Max. Rend.
	D	C	B	A
Oficinas	1,51	1	0,8	0,7
Bibliotecas	1,24	1	0,75	0,5 ^(a)
Centros educativos	1,2	1	0,88	0,8
Hospitales	1,31	1	0,81	0,86
Hoteles	1,31	1	0,85	0,68
Restaurantes	1,23	1	0,77	0,68
Comercios	1,56	1	0,73	0,6 ^(a)

(a) valores dependiente de la demanda de calefacción o climatización

Tabla 42 BAC efficiency factors thermal for non-residential buildings (EN 15232 defined)

Una clave básica es medir para poder mejorar. En agosto de 2018 ha concluido un estudio de la Comisión Europea, liderado por la Dirección General de Energía, para desarrollar un indicador que mida el nivel de inteligencia en los edificios. El denominado “Smart Readiness Indicator” (SRI) estará orientado a la eficiencia energética, el confort de sus usuarios, creando edificios más cómodos, saludables, con menor consumo energético e impacto en CO₂ y

facilitando la interacción de las energías renovables. El “Smart Readiness Indicator” (SRI) mide la eficiencia energética, la capacidad de generación in situ, la movilidad eléctrica, el almacenamiento y el nivel de apoyo TIC para la eficiencia en edificios, que pueden ayudar a crear edificios más sanos y cómodos con un menor consumo energético e impacto de carbono, y facilitar la integración de sistemas de energía renovable.

Ámbito y niveles de funcionalidad ⁵	Ahorro de energía	Flexibilidad de red y almacenamiento	Autoproducción	Confort	Comodidad	Salud	Mantenimiento	Información
	A	B	C	D	E	F	G	H
Calefacción	+++	++	++	++	++	++	+	++
ACS	++	+	0	++	++	0	++	++
Climatización	++	++	-	++	++	++	++	-
Ventilación	++	+	++	0	++	++	++	++
Iluminación	++	0	++	+	++	+++	++	++
Envolvente térmica	++	++	++	++	++	0	++	++
Generación	++	++	+++	++	+++	++	+	++
Cargadores veh. eléctrico	++	++	-	++	++	++	++	++
Monitorización y Control	++	++	--	++	-	++	0	++

Tabla 43 Smart Readiness Indicator (SRI) example

El indicador se compone de las puntuaciones ponderadas⁶

$$SRI = A \times a + B \times b + C \times c + D \times d + E \times e + F \times f + G \times g + H \times h.$$

⁵ Niveles de Funcionalidad: por cada ámbito aparece una escala de automatización, con una valoración en base a 7 niveles ---, --, -, 0, +, ++, +++ trasladables a escala numérica (+ = 1, ++ = 2, +++ = 3...).

⁶A ... H = la puntuación para cada una de las 8 clases de impacto (de 0 a 100) y a ... h = su ponderación (de 0 a 100%)

Los nuevos edificios deberán ser construidos en base a su eficiencia energética máxima y equipados con funciones de automatización y control hasta alcanzar una clase de eficiencia BAC tipo “A”, desde una visión costo eficiente. La reducción de energía en los edificios puede tener un impacto significativo en el uso total de energía de una ciudad. Se puede lograr una mayor eficiencia operacional en el parque de edificios existentes y nuevos a través de una combinación de diseño, regulación, materiales y soluciones técnicas. Con sistemas integrados de administración de edificios que permitan la monitorización y la optimización del uso y la demanda de energía, puede dar lugar a un menor consumo de energía, costos y emisiones de CO₂. En la hoja de ruta de la Propuesta Industrial de Cartuja deberían de incorporarse las siguientes medidas:

Fase	Medida	Objetivo
I	Auditoria Energética	Estudio detallado del parque de edificación existente con el objetivo de encontrar un ahorro potencial de al menos el 35%.
I	NZEB	Primer edificio público con consumo prácticamente nulo y certificación energética A. Con rendimiento energético alto, la energía que necesitan es muy baja y está cubierta con energía renovable local.
I	ESCO	Propuestas sobre los edificios de consumo mayor a 1 GWh, por parte de empresas de servicios energéticos. Elevar la certificación del edificio de D a B (ahorros hasta el 50%) implementación BACS & TBM
I	Smart Readiness Indicator (SRI)	Incorporación de la metodología "smartness indicator" que mida la tecnología o grado de inteligencia de todos los edificios.
II	Demand Response (BMS, TBM, DSM)	Demostración de la coordinación de funcionamiento de un edificio bajo un sistema de monitorización, respuestas a mandatos de potencia e interrumpibilidad.
II	Autoconsumo	En base a superficie disponible en los edificios, despliegue de 2 MWp con la finalidad de autoconsumo.
II	100% RE	Registro de los primeros edificios del parque son suministro 100% renovable.
III	Materials	Materiales avanzados y nanotecnología aplicada a la eficiencia.
III	Fuel Cell (H2)	Almacenamiento basado en pilas de combustible, hidrógeno, como almacenamiento estacionario de ciclo superior a diario.

Tabla 44 Cartuja Smart Building items

PLATAFORMA DE DATOS ABIERTOS E INFRAESTRUCTURA DIGITAL

Las ciudades necesitan de plataformas inteligentes para la gestión de la información que generarán ciudadanos y dispositivos físicos. Sobre una base hardware y software podemos mejorar la eficiencia de todo el sistema. Las tecnologías de la información y la comunicación (TICs) aplicadas de extremo a extremo (en inglés end to end), permitirán un mayor aprovechamiento de los recursos existentes, mejorando la coordinación en la disponibilidad de los mismos, de forma más eficiente y aprovechable.

En los apartados anteriores se han establecido un entorno basado en soluciones maduras: como la tecnología fotovoltaica, alternativas para el transporte sostenible o rehabilitación en edificios para mejorar su eficiencia; pero la siguiente pieza clave que acompañará es la que está centrada en la digitalización, como fuerza disruptiva clave. En la medida que la isla se convierta en un referente de sostenibilidad y con una infraestructura digital avanzada serán motor de atracción de mayor desarrollo económico para la ciudad y visibilidad internacional.

En este último apartado abordaremos el fenómeno de la digitalización del entorno de Cartuja como espacio de referencia y focalizado sobre: la eficiencia en las operaciones, la sostenibilidad medioambiental, la orientación al ciudadano y la creación de riqueza. La participación ciudadana, será un elemento imprescindible, al igual que una adecuada organización de la información captada, para que no se produzca un efecto “data smog” (Shenk, 1998) donde la enorme cantidad de datos disponibles pueda dificultar su gestión.

Las redes inteligentes se caracterizan por un flujo bidireccional de energía eléctrica y datos. El concepto de red inteligente (en inglés Smart grid) incorpora, sobre las redes eléctricas tradicionales, una serie de tecnologías y estrategias encaminadas a gestionar el intercambio de energía de manera flexible, económica, segura y eficiente. Las micro-redes serán un subconjunto de redes inteligentes, donde aparece el carácter aislado como reto a superar (Hatzigryriou, Asano, Iravani, & Marnay, 2007). La distribución de electricidad procedente de generación renovable, por su propia definición intermitente, debe dar respuesta a una demanda energética manteniendo su calidad, competitividad y de manera confiable.

Plataformas

En la presente década asistimos a un fuerte desarrollo de plataformas en línea que prestan diferentes servicios globales de comercio electrónico, redes sociales e intermediación, su desarrollo se ha centrado en los mercados de Asia y América, suponiendo un reto para Europa en su estrategia para el mercado único digital.

Un ecosistema de plataforma abierta puede llegar a ofrecer una ventaja competitiva en costes. La Comisión Europea en su comunicación de 25 de mayo “Online Platforms and the Digital Single Market. Opportunities and Challenges for Europe”, COM(2016) 288, muestra la enorme oportunidad latente para Europa, el desarrollo digital de la isla debiera centrar sus esfuerzos en el desarrollo de una “**plataforma para la gestión inteligente de las ciudades**”. Entre sus múltiples áreas de interés podemos destacar algún elemento como: Open data, Fiware y la normalización por capas de elementos que la componen, conformarán un modelo que permita la captura de información, su intercambio y posterior análisis con tecnologías avanzadas.

A corto plazo las plataformas integrarán servicios como el alumbrado público, necesidades diarias de desplazamiento, o la gestión de determinados servicios de información que faciliten la vida al ciudadano, a largo plazo estos podrán abarcar parcelas como procesos operativos, logística, calidad del aire e incluso los vehículos conectados para gestión de tráfico.

La plataforma para la gestión de Cartuja requerirá de múltiples capas, incorporando necesidades de hardware, soluciones de software, almacenamiento en la nube y comunicaciones. El dilema de sistemas propietarios, basados en posibles alianzas con desarrolladores frente a modelos abiertos derivados de la colaboración es otra alternativa, y cada una con ventajas e inconvenientes deberán ser debatidas en el momento de desarrollo de la hoja de ruta e infraestructura digital de la isla. Debe ser un proceso que, pese a su complejidad, contemple con visión horizontal las necesidades relacionadas con las infraestructuras, la movilidad, la energía, la seguridad y aquellos otros aspectos destinados a mejorar la calidad de vida de los ciudadanos en la utilización de este espacio para trabajo, investigación, y ocio.

Datos abiertos (Open data portal, ODP)

A finales de 2018, 117 ciudades componen una iniciativa global “Open & Agile Smart Cities” (link <http://oascities.org/>), basado en que ninguna ciudad por sí misma tiene un tamaño significativo como para atraer a un gran número de desarrolladores y resolver los retos de la ciudad individualmente. Sin embargo, el problema es común a todas y el compromiso de esta asociación se centra en implementar una plataforma de datos abierta con API (application programming interface) y modelos de datos comunes, con vistas a ofrecer atractivo a la comunidad de desarrolladores. Sevilla participa como miembro por España junto a ciudades como: Guadalajara, Las Palmas de Gran Canaria, Málaga, Murcia, Sabadell, Santander y Valencia.

Dentro de los desafíos de las ciudades tienen parte de respuesta y solución en el acceso a la información de estas. El acceso a la información en tiempo real, con acceso a datos abiertos procedentes de un despliegue coordinado de Internet de las cosas, favorecerán la creación de un ecosistema que permita el desarrollo de un modelo sostenible.

Existen iniciativas en este sentido en: Bruselas, Oslo, Manchester, entre otras destacadas por su grado de madurez en iniciativas y con estrategia de datos abiertos.

Ciudad	Iniciativas	Open Data Platforms
Bruselas	Información transporte público, estacionamiento, eficiencia energética, recogida de basura, acceso público a datos abiertos y participación ciudadana, Wifi pública	Smart City Brussels Bruxelles Mobilité , geo.brussels , cirb.brussels , Open Data ,
Oslo	Información transporte público, estacionamiento y recarga gratuita durante 10 horas vehículos sin emisiones, eficiencia energética, zonas de baja emisión, libres de automóviles, acceso público a datos abiertos, seguridad pública y protección ambiental	Smart Oslo , APPS SC collection , Rusken trash PEL is an app
Manchester	Información transporte público, eficiencia energética, acceso público a datos abiertos y participación ciudadana, alumbrado público LED, cámaras IP, Wifi pública	Smarter City Case Open Data Manchester Open Data UK

Tabla 45 Smart City Cases (Brussels, Oslo, Manchester)

Fiware

Estas plataformas están vinculadas al desarrollo de FIWARE (del inglés Future Internet Core Platform, link <http://fiware.org/>), iniciativa financiada por la Unión Europea bajo VII Programa Marco, abierta con el objetivo crear un ecosistema de código abierto para aprovechar las oportunidades que surgirán con la digitalización.

En Sevilla, en el parque científico tecnológico de la Cartuja existe un nodo Fiware, que junto con el de Málaga han sido los pioneros en nuestro país. Se configuran como plataformas de prueba y laboratorio para la innovación sobre el que se han resuelto diferentes retos y que permitirán desarrollar estándares sobre las necesidades relacionadas con este proyecto.

AEN/CTN 178

Se trata de una nueva norma impulsada por la Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la Información (SETSI) destinada a la implementación de infraestructuras tecnológicas orientadas a la eficiencia y sostenibilidad de las ciudades. Mediante un comité técnico de normalización de AENOR, formado por más de 300 expertos se están poniendo las bases de las futuras Smart cities, ordenando los modelos y reglas de los distintos elementos que la conforman. Sus diferentes grupos están avanzando de forma pionera en Europa, esta normalización sirviendo de base para elaborar estándares internacionales en el seno de la Unión Internacional de Telecomunicaciones (ITU).

La participación en la norma por Ayuntamientos, empresas y profesionales van acompañados por la red RECI (Red Española de Ciudades Inteligentes) y agrupadas en 5 grupos: Infraestructuras, Indicadores y Semántica, Gobierno y Movilidad, Energía y Medioambiente y un último de Destinos turísticos. En estos momentos se encuentran desarrolladas y publicadas 27 normas (enlace <https://goo.gl/jLP6b2>)

La norma UNE 178104 publicada en primera edición en 2015 y recientemente revisada en 2017 ha dado lugar a las recomendaciones de carácter internacional ITU-T Y.4200 – 4201. La norma desarrolla la creación de una plataforma interoperable bajo el título de “Sistemas

integrales de gestión de la Ciudad Inteligente. Requisitos de interoperabilidad de plataforma de ciudad inteligente “.

La forma de llevarlo a cabo se realiza mediante capas. Comenzando por el primer momento de adquisición de datos, la plataforma requiere de la captación desde diferentes fuentes de origen, sensores, sistemas externos, infraestructuras con capacidad de generar un gran volumen de datos, etc. que mediante interfaces de adquisición multiprotocolo serán capaces de trasladar la información ya estructurada a una capa de conocimiento. Dicha información será puesta a disposición, de manera abierta, mediante salidas Open Data, vistas anteriormente para aportar una difusión de esta información al ciudadano. Los clásicos elementos como almacenamiento, interfaces de acceso y seguridad seguirán acompañando a la plataforma, véase la Figura 165

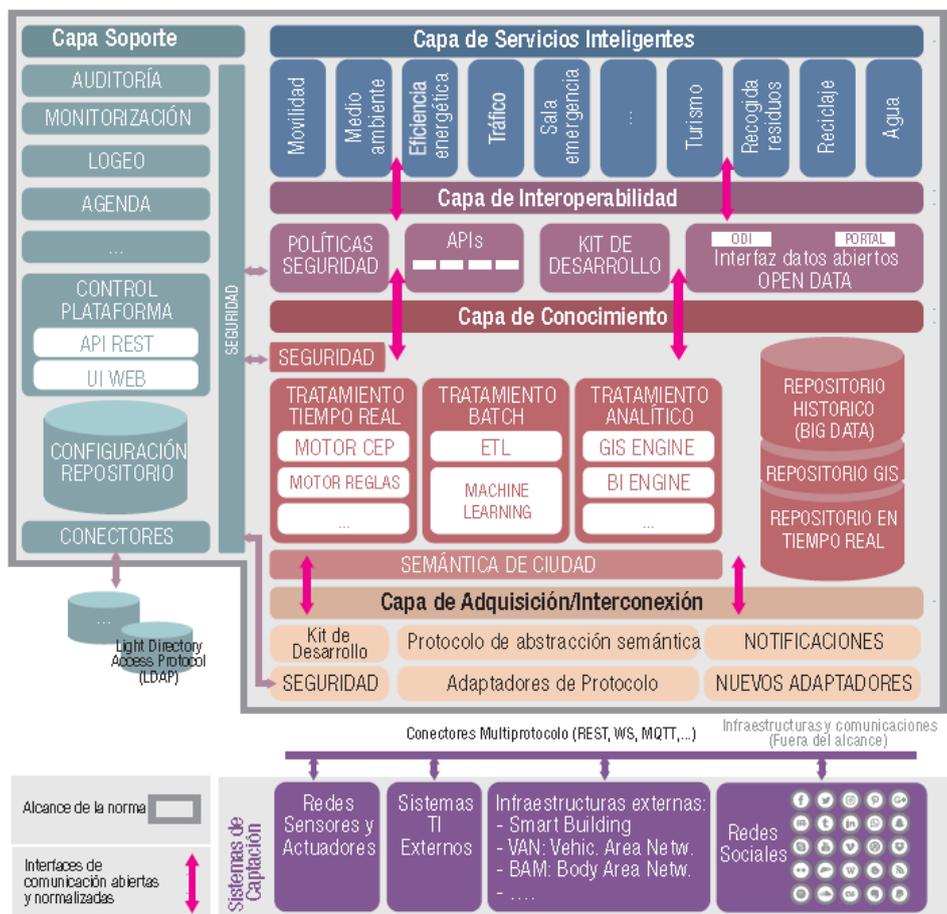


Figura 165 UNE 178104:2017 Layers

El uso de interfaces abiertos y normalizados no solo logran poner orden en el proyecto, sino poder compartir la plataforma con otras ciudades para cubrir nuevas funcionalidades y aportar en el conjunto más y mejores servicios.

Customer Engagement APPs

Herramientas desarrolladas bajo aplicaciones móviles (Moreno-Munoz, Bellido-Outeirino, Siano, & Gomez-Nieto, 2016), orientadas a trabajadores, emprendedores, investigadores y estudiantes del recinto, orientadas a comportamientos respetuosos con el medioambiente, la participación activa en el equilibrio del sistema energético como prosumidor o adecuando la demanda al comportamiento del sistema eléctrico en cada momento según recursos disponibles (recarga de vehículos eléctricos, adecuación de temperaturas y necesidades energéticas personales). Se podrá implementar un sistema de gamificación, o competición basada en redes sociales, con recogida sistemática de información para la mejora continua y vinculación con el reto hacia la sostenibilidad desde el lado del ciudadano.

City Wi-Fi

Otra iniciativa clave en términos de conectividad gratuita en las ciudades es el acceso Wi-Fi gratuito en el recinto. Jean Calude Juncker en 2016 lanzo el proyecto WiFi4EU, destinado a que los ciudadanos de la Unión Europea y sus visitantes tuvieran su disposición Wi-Fi gratuito en los espacios públicos. Con un presupuesto inicial de 120 millones de euros se podrán desarrollar espacios públicos con acceso gratuito, las convocatorias esperan alcanzar hasta 2.800 ciudades en la convocatoria de finales de 2018. En nuestro caso el alumbrado público jugará un papel esencial para el desarrollo de antenas para su implementación en el recinto, siempre que el alumbrado público esté desarrollado bajo la norma CTN 178 de Ciudades Inteligentes.

5G

Tras el lanzamiento de la primera generación a comienzos de los 80 con capacidades de voz y protocolo analógico, se han producido escaladas de mayores prestaciones en la pasada década (Gupta & Jha, 2015). Con la aparición de la tecnología 5G, nos referimos a la quinta generación

de la telefonía móvil. Caracterizada por el aumento de velocidad de transferencia de datos tiempo de respuesta, o latencia, será crítico para la conectividad de objetos, permitiendo la comunicación directa entre ellos sin intermediarios. Esta tecnología va más allá de un salto generacional en la conectividad, permitiendo la comunicación instantánea entre millones de dispositivos en nuestras ciudades. Entre sus características esperadas están las velocidades de acceso superiores a 10 Gbps y latencia o tiempo de respuesta inferiores a 1 ms.

Generac.	Año	Características	Tecnología
1G	1980	Voz (Analógica) Velocidad 1-2,4 kbps Encriptación de datos Amplia cobertura	Advance Mobile Phone Service (AMPS) Frequency Division Multiple Access (FDMA) Frequency 800 MHz
2G	1990	Voz + envío SMS (Digital) Velocidad 1-64 kbps Segura Calidad de voz pero limitada en datos	Global Systems for Mobile Communications (GSM) Time Division Multiple Access (TDMA) Code Division Multiple Access (CDMA) Freq. 850/900/1800/1900 MHz
3G	2000	Voz + datos simultáneos + Videoconferencia (Digital) Velocidad hasta 2Mbps Menor cobertura	Wideband Code Division Multiple Access (WCDMA) Universal Mobile Telecoms Systems (UMTS) Freq. 800/850/900/1800/1900/2100 MHz
4G	2010	Transmisión de voz IP (Internet Protocol), datos multimedia de HD (Juegos online y HD TV) Velocidades de 1,5-3 Gbps Soporte QoS Latencia datos gran tamaño	Long Term Evolution Advanced (LTE-A) Orthogonal / Single Carrier Frequency Division Multiple Access (OFDMA/SCFDMA) Freq. 1,8/2,6/2,3/2,5/3,5 GHz
5G	2020	Multimedia de ultra HD + Realidad virtual Velocidades de 10-50 Gbps y latencias <1 ms	Beam Division Multiple Access (BDMA) Ultra Reliable and Low Latency (URLLC) Freq. 1,8/2,6/30/300 GHz

Tabla 46 Evolution of wireless technologies

Esta tecnología abre un nuevo abanico de servicios para las ciudades, el tráfico y la conectividad entre vehículos y la conexión entre edificios e infraestructuras. El paso de internet de las personas a la internet de las cosas (en inglés Internet of things, IoT a través de tecnologías

device to device, D2D), donde la nueva conectividad abre una nueva etapa de computación e inteligencia artificial antes no vista. A modo de ejemplo las redes eléctricas, en la segunda etapa prevista en el Propuesta Industrial, en la Figura 138, abre una opción de auto reparación de la red (self-healing Smart Grid) donde siguiendo una filosofía de detección de falta, aislamiento y rearme también conocido por tecnología FDIR (del inglés Fault Detection Isolation & Recovery) (Hwang, Kim, Kim, & Seah, 2010) permitirá que la red ante un fallo en una línea logre un rearme automático en tiempo real, aplicando algoritmos no supervisados y de aprendizaje automático (Lei, Jia, Lin, Xing, & Ding, 2016).

IoT

El concepto IoT nace en 1999 por Kevin Ashton en el Auto-ID Center del Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT).

La conectividad está llegando a los objetos, creando un nuevo modelo automatizado y de economía compartida. Diferentes plataformas trabajan para resolver la automatización de nuestros edificios, si damos un breve repaso por grupos de necesidad: ya es posible regular la iluminación por horas y estancias (Phillips Hue, Wemo), regular la temperatura mediante termostatos que aprenden de nuestros hábitos (Nest), o poniendo a disposición, mediante voz, acceso a dispositivos e información general (Amazon Echo, Google Home). Un sinnúmero de vías para la automatización de tareas, en muchos casos programando respuestas ante la aparición de ciertas variables (IFFT, del inglés “if this, then that”), con capacidad de crear recetas de ilimitadas posibilidades.

Más allá de que puedan ser calificadas como soluciones de domótica, pues añaden un mayor grado de confort y comodidad, podemos encontrar herramientas para la gestión de energía, y el análisis de datos traducido en términos de eficiencia energética, en la medida en que podemos optimizar el coste del consumo energético. La escala de implementación podrá ir desde nuestro espacio en un edificio hasta el conjunto de la ciudad.

Blockchain y Transactive Energy

Blockchain se puede definir como un sistema contable digital descentralizado donde los registros de las transacciones se actualizan cronológicamente y se sellan criptográficamente sin que puedan ser eliminados (Zheng, Xie, Dai, Chen, & Wang, 2017). Todos pueden ver el registro y cada transacción, registrada como un "bloque" con toda la información asociada y garantizando el anonimato de participantes.

La tecnología, en sus inicios, ha estado muy vinculada a las criptomonedas. La razón fundamental ha sido la facilidad para sustituir transacciones basadas en apuntes, sin movimiento físico, sin intermediación, como si se tratara de un nuevo sistema de contabilidad avanzada. Pero Blockchain no se va a limitar a esto, sería como pensar que internet se concibió solo para el uso del correo electrónico. El Banco Mundial formulaba recientemente la pregunta sobre cómo la tecnología Blockchain puede ayudar a resolver los retos energéticos globales del planeta. ¿Podría Blockchain hacer más eficaz la cadena de suministro energético?

Para esto es necesario mostrar que el sector de la energía está evolucionando desde las energías fósiles hacia la electricidad, como vía para poder incorporar renovables. El avance tecnológico y económico de la tecnología fotovoltaica y almacenamiento, apoyado por redes de distribución inteligentes, están permitiendo construir un nuevo modelo sostenible. Estamos evolucionando de una economía basada en el petróleo a otra basada en el sol.

Por otro lado, de un modelo centralizado pasamos a otro basado en una masiva introducción de recursos energéticos distribuidos (en inglés DER que incluye elementos como plantas renovables, autoconsumo, vehículos eléctricos, almacenamiento, ...). Estos eficazmente coordinados bajo plataformas de este tipo, podrán formar parte del nuevo sistema eléctrico.

Mediante los sistemas Transactive Energy (Liu et al., 2017) podremos incorporar las ventajas de Blockchain a la integración de los recursos energéticos distribuidos (DER). Estos necesitan de nuevo el despliegue de redes inteligentes, pues cualquier transacción requerirá siempre de un flujo físico de la electricidad. Como posibles casos de usos en Transactive Energy tenemos ejemplos como compartir la producción renovable excedentaria entre edificios dentro de una

misma microgrid, o la posibilidad de recargas itinerantes de vehículos eléctricos. El interés por esa alternativa de transacciones se centra en ventajas como menores costes variables de procesamiento de pagos y contabilidad, mayor transparencia en la facturación, gestión directa de energía producida, consumida y circulada con capacidad de sofisticar la oferta de proveedores de energía

La combinación de Blockchain con IoT a través de los denominados “Smart Contracts” permitirá un mundo automatizado entre objetos simplificado, sin intermediación (Christidis & Devetsikiotis, 2016). Los datos en tiempo real informan a los sistemas que facilitan el cambio hacia conductas e incluso aportan instrucciones directamente a los objetos que consumen la energía (M2M). Este nuevo uso de la digitalización contribuye a una economía baja en carbono.

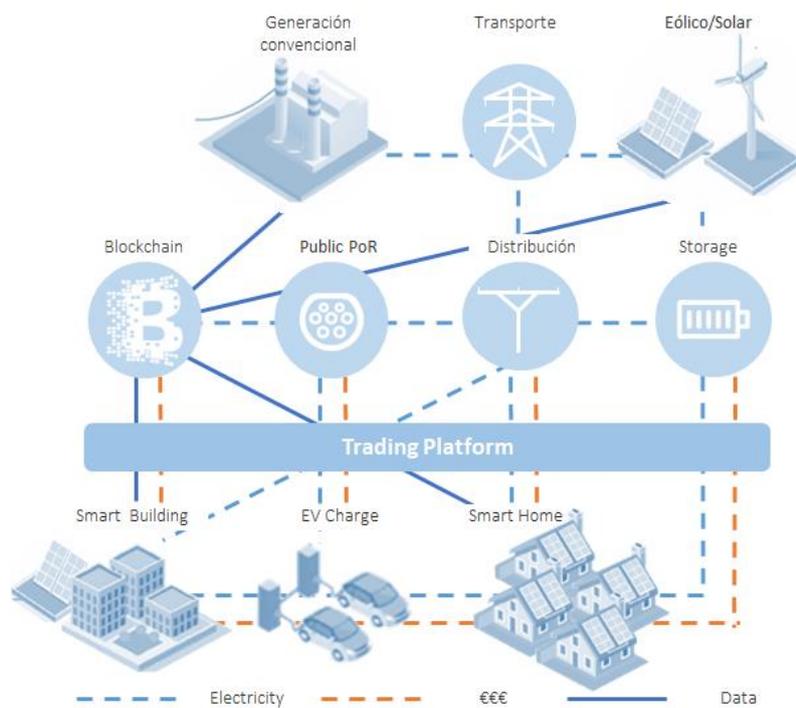


Figura 166 Transactive Energy

La carga eléctrica debe ser gestionada para evitar el aumento de puntas en invierno o verano y tener que aumentar la potencia contratada. Existen dispositivos (ejemplo vehículo eléctrico) que no necesitan la inmediatez de la conexión eléctrica y que se podrían gestionar en base a las horas de menor coste (€/kWh) o menor potencia requerida (kW).

Los diferentes elementos relacionados con infraestructuras digitales y que acompañarán el proceso de descarbonización y descentralización serán los siguientes:

Fase	Medida	Objetivo
I	Open Data Portal (ODP) + Fiware	Portal de datos abiertos para el intercambio de información y conocimiento con transparencia y colaborativos para generar servicios y nuevos negocios. Estudio de la posibilidad de compatibilizarse con otras plataformas Open Data existentes.
I	Estandarización infraestructura AEN/CTN 178	Se identificarán las capacidades y funcionalidades que debe tener la ciudad inteligente, estructurándolas e identificando los componentes y módulos necesarios en un Modelo de Capas, definiendo los requisitos a cumplir por cada capa y componente, tanto a nivel de operación como de interoperabilidad, seguridad, disponibilidad, rendimiento, capacidad y calidad, estableciendo las métricas para cada uno de ellos. Son normas en desarrollo, se tendrán que completar los aspectos técnicos de Interoperabilidad entre estándares, para establecer unas condiciones de partida, aumentando la capacidad de integración de nuevos sistemas y facilitando su integración, intentando mantener la compatibilidad con distintas plataformas existentes en el ámbito de las Ciudades Inteligentes.
I	Monitorización de Métricas	Definición, selección y monitorización de KPIs basadas en las prescripciones técnicas por las normas UNE 178, que establecen el rango de valores y el valor umbral, ambos definidos en base a la tecnología actual, incluyendo el procedimiento para ponderar, puntuar y publicar el grado de inteligencia de una red de servicio público (RSP) específica y del conjunto de estas redes en una ciudad, con el objetivo de calificar las ciudades por infraestructura.
I	Ciberseguridad	Establecer los niveles de seguridad necesarios para cumplir con los requisitos establecidos por los distintos estándares para Ciudades Inteligentes. Aunque los estándares pueden fijar niveles o procedimientos de seguridad concretos, debe existir un nivel mínimo común a todos los elementos de la Ciudad Inteligente, o al menos obtener niveles mínimos en distintas secciones o capas.
I	Custom engagement APP	APP Management Tools para publicaciones, avisos y noticias del parque. Situación de tráfico, buses, reserva de espacios, puntos de recarga, agenda, medioambiente, cloud, etc .
I	Red de comunicaciones (5G +City Wifi)	Estudio, selección y despliegue de distintas opciones de redes de comunicaciones (5G, WiMAX, Loraw, etc), para la interconexión de los distintos elementos de la Ciudad Inteligente, incluyendo el despliegue de una WWAN pública disponible en todos los edificios y zonas públicas.

I	Red de Servicios Públicos (RSP)	Involucrar otros servicios: Agua (EMASESA), transporte (Tussam, Sevici, Adif, empresas de alquiler, taxis, mercancías o comida por encargo, residuos (LIPASAM), turismo, etc.
I	Arquitecturas distribuidas y/o descentralizadas de computación	Dimensionamiento y despliegue de arquitecturas avanzadas para facilitar la administración distribuida y/o descentralizada apta para gestionar Ciudades inteligentes y las infraestructuras y recursos existentes. Incluye arquitecturas basadas en ambientes distribuidos como Cloud o Big Data y/o descentralizados como Blockchain.
II	IOT	Captación de información, despliegue de sensores sobre elementos ubicados en el entorno de Cartuja con el fin de gestionar de forma óptima el tráfico, la energía, el medioambiente, movilidad, etc... Utilización de estándares NGSI (9-10) para el intercambio de información interoperable entre productores y consumidores IoT/Fiware. Base en la iniciativa Open Mobile Alliance (OMA).
II	Blockchain Transactive Energy	Gestión DER basados en Blockchain. Blockchain para favorecer la descentralización de la energía y dar soporte a los nuevos mercados eléctricos basados en Transactive Energy.
II	Weather Data	Información climatológica (temperaturas, pluviometría, irradiación solar, ...), para ver impactos en oferta y demanda.
II	Water bioClima	Irrigación y microclima para nueva Green área basado en un diseño bioclimático utilizando el agua como recurso para adaptación al cambio climático y aumento de las temperaturas.
II	Gestión de Activos	Recursos y medios necesarios para proporcionar y recolectar toda la información sobre los activos existentes mantenimiento.
III	Analítica Avanzada	Analítica basada en algoritmos distribuidos y/o descentralizados de Inteligencia Artificial (IA) ejecutándose en las arquitecturas distribuidas y/o descentralizadas, implementados en Sistemas de Información Inteligentes. Esta tecnología es meramente software y se despliega sobre las arquitecturas de computación para proporcionar servicios avanzados basados en IA: Aprendizaje Máquina, Inteligencia Computacional, Aprendizaje Profundo, etc.
III	Sistemas de Información Inteligentes	Capa adicional basada en Software para Sistemas de Información Inteligentes, con el objetivo de establecer distintos sistemas para controlar las distintas infraestructuras, aprovechando las arquitecturas distribuidas y/o descentralizadas y la analítica avanzada, en el ámbito de la gestión de activos, monitorización de métricas, monitorización de red multiservicios o de RSPs, mantenimiento predictivo (no solo aplicado a la red sino también al resto de activos), etc. Ejemplos: Sistema de Gestión de Activos y Mantenimiento Predictivo de Ciudades Inteligentes y Sistema de Monitorización de KPIs de la Ciudad Inteligente

Tabla 47 Cartuja Smart Infrastructure items

GOBIERNO Y SEGUIMIENTO DEL PROYECTO

La Propuesta Industrial requiere de una estructura organizativa en modo de proyecto, con una Dirección de proyecto, una oficina técnica junto a los 4 grupos de trabajo que serán liderados por entidades representativas del alcance de los mismos.

El seguimiento tendrá reuniones mensuales por grupo de trabajo y anuales de puesta en común de los avances de cada grupo. El funcionamiento interno de cada grupo será coordinado por la oficina técnica del proyecto.

Para admisión de entidades se deben cumplir dos características, adaptar sus hábitos, rehabilitación de edificio y otras pautas hacia la sostenibilidad y contribuir a algún trabajo dentro de la hoja de ruta 2019-2025.

Dado que el trabajo se debe desarrollar por Grupo e ítem y en un modelo de ecosistema abierto, se emplearán metodologías de trabajo AGILE (Design thinking, Lean startup, Scrum). La colaboración entre entidades, en equipos multidisciplinares, auto organizados para dar respuesta rápida será el modelo de trabajo.

El seguimiento de la demanda energética de la isla se evaluará bajo diferentes modelos que permitan avanzar en las hipótesis de sostenibilidad presentadas y bajo diferentes modelos internacionales como los que se detallan en la siguiente Tabla 48

Nombre	www	Centro	Objetivo
RETScreen	goo.gl/HVkJD	Government of Canada	Evaluación de la implementación de energías limpias
LEAP	goo.gl/n9Zxgu	Stockholm Environment Institute,	Planificación de políticas energéticas a l/p y mitigación del cambio climático
HOMER	goo.gl/R6ZfC4	NREL/HOMER Energy LLC	Modelo de simulación de microrredes y DER
TRNSYS	goo.gl/Ue6c8G	Wisconsin University	Sistemas HVAC y microgeneración renovable
GENOPT	goo.gl/5y1JKe	Berkeley LAB	Software de optimización y minimización de la función de coste
EnergyPLAN	goo.gl/6aPSoc	Aalborg University	Planificación de sistemas energéticos
DER-CAM	goo.gl/RjcK1M	Berkeley LAB	Sistemas energéticos distribuidos
AERMOD	goo.gl/VnnFPc	EPA (United States Environmental Protection Agency)	Modelo de polución y contaminantes
CO ₂ DB	goo.gl/tzplDG	(IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis)	Base de datos para tecnologías de mitigación de carbono
LEED	goo.gl/UBtjCk	USGBC (U.S. Green Building Council)	Credencial sobre estándares para el diseño, construcción sostenibles
Climate Consultant	https://goo.gl/HBojy2	UCLA(California University)	Modelo de confort en edificios basado en ASHRAE 55

Tabla 48 Distributed generation tools

XII: CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

RESUMEN

El desarrollo humano viene acompañado de necesidades crecientes de energía, algo que podemos evidenciar al comparar la energía consumida por habitante y el avance de las sociedades. Hay un esfuerzo constante por mejorar los niveles de confort de los ciudadanos y la productividad de las empresas. La energía permite los desplazamientos, protegernos de las variaciones climáticas y atender una multitud de necesidades diarias.

El ser humano depende de la energía y ha encontrado en ella un aliado para el progreso. Sin ella hubiera sido imposible producir eficazmente todos los productos y servicios que demanda una población compuesta por más de 7.713 millones de habitantes, que ha crecido 7 veces en tan sólo dos siglos, y espera alcanzar los 10.875 millones de habitantes a finales de éste, según las estimaciones de Naciones Unidas (United Nations, 2019). Con esta evolución la humanidad se ve obligada a racionalizar los recursos del planeta, entre los que aparece la demanda de energía. El debate sobre el crecimiento y la sostenibilidad sitúa a los países en vías de desarrollo en un momento crítico ante el crecimiento económico y poblacional esperado.

En la década de los 70 se publicaba un famoso estudio “Los límites del crecimiento” por el Club de Roma pronosticando el agotamiento de recursos y el colapso de la humanidad. Desde entonces la población se ha duplicado y la economía mundial ha multiplicado su valor por 5. Sin embargo, hemos pasado a consumir cada año el equivalente a 1,7 planetas.

El límite del planeta se enfrenta a una demanda creciente y desmesurada de recursos que podrían provocar conflictos internacionales y migraciones masivas; el impacto más grave se presentaría en la población más desfavorecida. Los planificadores se muestran preocupados por este futuro desafiante, puesto que desde el año 1970 hemos pasado a consumir por encima de la capacidad sostenible, llegando a casi el doble de los recursos que nuestro planeta recupera cada año, mermando parte de la disponibilidad de recursos para las generaciones futuras. El desarrollo de las sociedades debe tender a un equilibrio entre prosperidad y la biocapacidad consumida, creando un área de difícil acceso en el encaje global.

El carbono, procedente principalmente de las emisiones por consumo de energía, se presenta como el mayor elemento que provoca impactos en la huella ecológica total, alcanza un 60% seguido de los cultivos que añaden un 20% al problema global. El futuro energético deberá estar alejado del ciclo del carbono, pues la demanda de energía con emisiones de CO₂ condiciona la biocapacidad del planeta y huella ecológica de la humanidad.

El dióxido de carbono participa y se encuentra presente en la vida, pero también se trata de un importante gas de efecto invernadero. Una concentración de 280 ppm se considera un valor de referencia entre periodos interglaciares y, por lo tanto, originado por fenómenos de la propia naturaleza. Desde el año 2013 este valor de referencia se ha visto superado en más de un 40%, llegando a nuestros días con 411 ppm de concentración. Un incremento continuo en la atmósfera derivado de razones antropogénicas (casi dos terceras partes proceden del consumo de energía) está provocando un efecto de calentamiento global del planeta con graves consecuencias.

Los gases efecto invernadero absorben y emiten radiación dentro de un rango infrarrojo que provoca un efecto invernadero sobre nuestro planeta. Según el quinto informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, las tres cuartas partes provienen del dióxido de carbono, le sigue el metano con un 16%, un gas con un potencial de calentamiento 21 veces superior al CO₂ por cada siglo, por lo que su impacto también es enormemente significativo. Se constata un proceso de aceleración en el ritmo de emisiones, sólo ralentizado temporalmente durante la crisis económica mundial de 2008.

En el pasado la mayor parte del consumo energético ha estado basada en el uso de recursos fósiles, siendo la quema de éstos la razón fundamental de impacto sobre la huella ecológica hasta nuestros días. Más de la mitad de las emisiones acumuladas de CO₂ se han producido en los últimos 40 años, y el calentamiento global es una de las consecuencias y al mismo tiempo, uno de los mayores desafíos de la humanidad, como quedó de manifiesto en los acuerdos de París firmados en abril de 2015. China y otras economías emergentes mantienen un fuerte peso del 60% en las cifras de emisiones globales, superando a las economías de la OCDE desde el año 2005 y China superando a Estados Unidos en emisiones procedentes de la utilización del

carbón por su protagonismo en la economía mundial. Se puede establecer patrones de causalidad de Granger entre el crecimiento económico y el consumo de carbón de estos países.

Por el lado del petróleo, Marion King Hubbert en el año 1956 establecía la más famosa predicción de agotamiento de la producción de petróleo para Estados Unidos, el que fuera conocido como “pico de Hubbert”. Desde entonces las diferentes crisis del petróleo han sometido a una alteración de precios continua, que impacta en las economías dependientes de este recurso energético concentrado en pocos países sometidos a constantes crisis geopolíticas.

La emisión de gases efecto invernadero ha llevado al planeta a un calentamiento progresivo elevando la temperatura media en aproximadamente un grado respecto al periodo preindustrial. El crecimiento de aproximadamente medio billón de toneladas de CO₂ ha supuesto el calentamiento de un grado, siendo necesario no superar el límite entre 1,5 y 2 °C. Existe una clara correlación entre el aumento de la concentración de partículas de CO₂ en la atmósfera y la temperatura global del planeta. El calentamiento afecta, entre otras, a las zonas de grandes volúmenes de hielo como Groenlandia y Antártida. Por cada tonelada de CO₂ se provoca la desaparición de tres metros cuadrados de hielo en el Ártico en la época de verano. En el mes de septiembre del año 2012, caracterizado por ser especialmente cálido, se alcanzó la superficie mínima en la historia con 3,6 millones de kilómetros cuadrados.

Desde una perspectiva global del planeta, las 20 principales economías del mundo concentran el 64% de la población y el 74% del Producto Interior Bruto sobre cifras del año 2018. China lidera de nuevo el ranking superando en el año 2013 a Estados Unidos, economía que, sin embargo, triplica a China en el valor de PIB por habitante. Ambas economías llevan un ritmo de crecimiento elevado, pero el mayor aparece en los países en vías de desarrollo.

Las 2.000 mayores empresas del planeta, por capitalización bursátil, tienen un reparto desigual entre continentes, concentrando Estados Unidos el 64% de éstas. La composición sectorial de las mayores compañías ha evolucionado desde los orígenes liderados por el sector bancario hasta nuestros días donde ha dado paso al liderazgo de sectores tecnológicos. Estados Unidos y China, mantienen su dominio en estas nuevas actividades, concentrando las mayores plataformas del planeta.

Energía y economía siempre habían llevado un ritmo paralelo en nuestro país, pero a partir de la crisis de 2008 comienza a desacoplarse, reduciendo su elasticidad a valores inferiores a la unidad. El cambio de tendencia en el binomio economía y energía provoca una enorme confusión en cuanto a impactos y expectativas futuras respecto a demanda de energía. Su evolución podrá obedecer a dos posibles causas, la bonanza o recesión económica por un lado y variación de la eficiencia energética por otro, un estudio necesario que plantea numerosas conjeturas pero que se aborda en el presente trabajo mediante un método de descomposición factorial de Laspeyres y LMDI.

En estos momentos nos encontramos en la denominada cuarta revolución industrial (Schwab, 2016). Desde la primera, basada en la máquina de vapor y la mecanización, hasta nuestro días hemos visto un nuevo contexto surgido a partir de la digitalización de la economía, con la inteligencia artificial como elemento central de esta transformación. En este nuevo periodo surgen nuevos campos caracterizados por la automatización, las fábricas con inteligencia, la comunicación entre máquinas junto a modelos distribuidos basados en el intercambio masivo de información, un proceso que ocasiona la convergencia entre sectores y a la vez cambios por la mayor inteligencia aportada por las nuevas tecnologías. España se sitúa, en este contexto económico, con un ritmo de avance económico superior al poblacional, ganando en riqueza por habitante. Pero al igual que otras economías desarrolladas, la lucha por mantener este espacio se enfrenta a retos como la falta de plataformas, patentes en los nuevos paradigmas o capacidad de impulso en el nuevo mercado cada vez más globalizado.

Esta nueva revolución industrial viene marcada por un uso intensivo de las tecnologías de información y las comunicaciones, que impactarán en el sector energético haciéndolo aún más eficiente y permitiendo un modelo de generación renovable y distribuida, añadiendo al modelo energético mayor escala y complejidad que las anteriores revoluciones. Los fenómenos de eficiencia energética futuros van a ser determinantes en la evolución hacia un coste variable energético con tendencia a la “efemeralización”, concepto que hace referencia a la capacidad de “hacer mucho con menos”, incluso llegando a la paradoja de ser capaces de hacerlo todo sin prácticamente consumir nada de energía. Un proceso que pudiera hacer desaparecer el concepto de limitación energética en la resolución de múltiples usos finales cambiaría el debate futuro. Pero aún nos encontramos lejos de alcanzar la producción infinita que pudiera venir de

fuentes como la fusión nuclear controlable, similar a la que se produce en el sol, y la utilización de nanomateriales.

La demanda de energía ha evidenciado una relación directa con la economía, manteniendo un ritmo constante de crecimiento, roto en algunos episodios como la crisis del 2008. En el estudio se analiza la evolución de los últimos 25 años, distinguiendo dos periodos: un primer periodo de evolución constante y creciente, seguido de una segunda época a partir de la crisis económica de 2008 y energética desde 2005, que no sólo han supuesto la ralentización en los crecimientos sino la aparición de un fenómeno novedoso en nuestro país como es el de la eficiencia energética.

La actividad económica humana requiere de energía, pero a su vez produce emisiones de dióxido de carbono. Utilizando un esquema de estudio basado en la identidad de Kaya (1997) lograremos justificar el CO₂ emitido, a partir de la combinación factorial de cuatro variables: población, PIB, energía y emisiones. Variables que, al ser multiplicadas y divididas por sí mismas, mantienen la equivalencia, llegando a poder analizar la evolución del CO₂ con la justificación de las diferentes causas que lo originan.

Un futuro con mayor población, bienestar y desarrollo económico, tendrá una necesidad creciente de energía, la cual, para que camine por la senda de la sostenibilidad, tendrá que venir vinculada a la descarbonización basada en la electricidad y ésta de origen renovable. Las economías en su proceso evolutivo acaban evolucionando desde sectores industriales hacia sectores de servicios en la economía. Son sectores menos intensivos en energía y emisiones, por lo que la tendencia natural con el proceso de “terciarización de la economía” favorecerá un menor consumo energético y por ende de menores emisiones por PIB generado.

El mundo actual se abastece a partir de la energía fósil (petróleo, carbón y gas) en un 85% y un 74% en Europa. China mantiene un 67% de su mix basado en el carbón, comprometiendo la velocidad global hacia la descarbonización. Sin embargo, el mundo se electrifica, con un incremento de 938 TWh en 2018, centrado en tecnologías renovables que comienzan a desplazar a las tecnologías emisoras.

Eurelectric, asociación del sector eléctrico, anunciaba en 2018 que para alcanzar los acuerdos de París debíamos superar el 60% de electrificación de la energía final en 2050. En estos momentos Europa se sitúa en un 22%, lo que supone un importante reto, condicionando poder alcanzar un 95% de reducción de emisiones en 2050. La electrificación suele conllevar un proceso de mejora de eficiencia energética. Algunos estudios apuntan la posibilidad de alcanzar un modelo final muy eficiente, con un consumo inferior a 2.000 vatios por habitante y año. Este proceso vendrá apoyado por una entrada masiva de digitalización en dispositivos y en las redes eléctricas, que a su vez permitirá la incorporación de tecnologías renovables y almacenamiento, extendiendo la eficiencia basada en la electricidad incluso a sectores como el transporte. De estos elementos el almacenamiento es el único que aún necesita alcanzar su madurez económica, pues desde el punto de vista técnico, se están logrando niveles aceptables.

La previsión de energía se ha analizado bajo diferentes enfoques, en unos casos teniendo en cuenta los horizontes de predicción a corto, medio y largo plazo. Un gran número utiliza procedimientos estadísticos entre variables causales en relación a la demanda de energía (temperatura, actividad económica, etc...). Las técnicas empleadas han evolucionado a lo largo del tiempo desde modelos de regresión sobre series temporales hasta nuestros días, con redes neuronales artificiales o mecanismos de predicción no supervisados. Casi todos estos métodos suelen ser contrastados con la realidad midiendo sobre los errores de predicción.

A partir de la información de Eurostat, oficina europea de estadística, analizamos los sectores energéticos en diferentes niveles de desagregación. Emplearemos hasta 30 subsectores de demanda energía final, que a su vez se relacionan con las actividades económicas. Para la predicción de la demanda energética a largo plazo, en este estudio, se ha utilizado un modelo de descomposición factorial del tipo Laspeyres y LMDI (Logarithmic Mean Divisia index). Esta preferencia permite realizar una proyección de series temporales a partir de cada uno de los factores que inciden en la demanda de energía: como la actividad económica, la variación de peso o estructura entre subsectores y la intensidad energética. Se trata de un análisis independiente de cada elemento, para luego realizar una agregación de sus previsiones logrando justificar la demanda energética final, mediante la justificación de cada efecto.

La predicción de demanda es uno de los grandes retos, pues juega un papel fundamental en la planificación de infraestructuras y en la adopción de políticas energéticas. Hemos tenido la ocasión de abordar la previsión energética en base a la temperatura y correlacionar las variables climáticas con la producción y la demanda eléctrica, en otro de los capítulos, mediante diferentes aproximaciones como redes neuronales, lógica difusa, análisis de series temporales, modelos de regresión, algoritmos entre otros modelos predictivos.

Se han realizado diferentes revisiones de los postulados (Stern, 2018) planteando continuamente el reto hacia la sostenibilidad y la posibilidad de ser abordado por unas sociedades en crecimiento. Con el escenario medio de población de Naciones Unidas a 2050, sin realizar esfuerzos, esperamos unas emisiones de 44,5 Gt de CO₂, inasumibles pensando en las consecuencias que tendría incrementar en otro grado la temperatura media del planeta.

La aportación de una metodología para lograr una mejor comprensión de la demanda energética es crucial y el primer ejercicio a realizar en un proceso para una ordenada transición energética. La descomposición factorial será un recurso que permite analizar los múltiples factores que inciden en su evolución, y a partir de los mismos realizar un ejercicio de predicción a partir de un mejor conocimiento de las causas. Esto llevará a entender la viabilidad que podemos obtener en política energética o al mismo tiempo, donde centrar los mayores esfuerzos que avancen en nuestro resultado.

El clima, dependiente de las diferentes zonas, aparece bajo una serie de modelos estocásticos relacionados entre sí. La observación del pasado puede mostrar la senda esperada, aplicando por ejemplo correlaciones climáticas de temperatura respecto a la demanda de energía eléctrica. Un gran volumen de datos podrá ser utilizado mediante modelos que una vez entrenados nos llevarán a una adecuada predicción, con mínimo error cuando la contrastamos con la realidad. La capacidad de computación actual permitirá utilizar algoritmos con o sin supervisión y que permitirán incorporar en los mismos los diferentes fenómenos como la evolución tendencial, la estacionalidad, los ciclos, etc. Nuestro objetivo será a partir de todos estos fenómenos obtener una buena previsión, que refleje el futuro con el menor esfuerzo y complejidad.

Cuando observamos el comportamiento de la demanda eléctrica peninsular de la última década, se repite un componente estacional. Tradicionalmente se ha venido realizando un análisis que identifica al menos los efectos de temperatura y laboralidad. La literatura apunta a un modelo de previsión (Holt Winters) idóneo para series que presentan una marcada estacionalidad que puede venir vinculada a la actividad económica o del clima.

Dicho modelo comienza por desestacionalizar la demanda empleando un factor de estacionalidad, cociente de la demanda media centrada sobre la demanda mensual, y normalizando los valores a la escala temporal utilizada. Un factor de estacionalidad muestra el comportamiento respecto al promedio. El modelo tendrá validez siempre y cuando consigamos minimizar su error cuadrático medio. En los sistemas de computación e inteligencia artificial esta aproximación se realizará durante la fase de entrenamiento. El modelo de Holt Winters permite ajustar el pronóstico a medida que van apareciendo nuevos datos reales que corregirán el dato inicial de entrada de la serie temporal y haciendo de éste un método en proceso dinámico de actualización del pronóstico. La estacionalidad aparece reflejada en los dientes de sierra que se observan en curvas de previsión.

La demanda eléctrica además de su dependencia respecto a la evolución económica, afectada por la temperatura media del aire, presenta una relación no lineal, en forma de “U”, teniendo diferente comportamiento en la medida que se aleja del valor central de 15° centígrados y mostrando una dependencia de los días de frío y de calor, algo que de manera sencilla se explica como un comportamiento humano que persigue la sensación de confort.

La temperatura tiene un comportamiento estacional, apareciendo los días fríos del año, también denominados HDD (del inglés Heating Degree Days), frente a los días de calor denominados CDD (Cooling Degree Days). El estudio del clima es clave cuando medimos la energía destinada a la confortabilidad de viviendas y espacios de trabajo. El diseño de un edificio, el nivel de ingresos por habitante y otros aspectos de comportamiento van a incidir a partir del cambio en las temperaturas.

Además de la eficiencia energética dentro de la demanda de energía aparece otro elemento indispensable como es el cambio hacia una generación de origen renovable o procedente de

fuentes inagotables. La energía del sol procede de un proceso de fusión nuclear, que incide sobre la superficie de la tierra en forma de radiación. El sol produce en una hora más energía que las necesidades actuales de la tierra en un año. La constante solar se sitúa en 1.361 W/m^2 , una cantidad que varía según la estación y posición del captador solar. El sol es la gran apuesta para abastecer la demanda energética futura, es capaz de ser aprovechado en cualquier parte del planeta, genera electricidad sin emisiones de gases efecto invernadero y con un coste variable mínimo, prácticamente nulo.

El efecto fotovoltaico es probablemente el avance más significativo de la última década; las células fotovoltaicas absorben fotones de luz emitiendo electrones en forma de electricidad. Se utiliza como material el silicio, un elemento que aparece en la naturaleza de manera abundante, pues supone la cuarta parte de la corteza terrestre siendo el segundo elemento más abundante después del oxígeno. Una placa fotovoltaica puede superar los 25-30 años de vida útil, produciendo en dicho periodo entre 10-20 veces la energía que fuera necesaria para su fabricación. Desde el punto de vista de precios los paneles fotovoltaicos han seguido descendiendo a razón de un 16% promedio al año durante la presente década, un efecto similar a la ley de Moore. La ley de Swanson asegura una reducción del 20% en los costes cada vez que se duplica el volumen de ventas mundiales. La eficiencia ya se sitúa entre un 16% del silicio amorfo y el 24% del silicio mono cristalino.

Se trata de una tecnología en constante crecimiento. En el año 2018 el mundo superaba los 488 gigavatios de potencia fotovoltaica instalada, un proceso exponencial en la presente década pues cada año se ha venido instalando casi un tercio respecto al anterior. En 2018 se ha producido una cierta ralentización; hasta la fecha el 83% de la nueva potencia fotovoltaica se concentra en menos de 10 países, con gran protagonismo de China con casi 175 gigavatios acumulados, y aportando casi la mitad de la nueva capacidad añadida. Con un factor de capacidad promedio del 14% se ha alcanzado una producción de 585 megavatios-hora. La innovación sigue aportando nuevas formas y materiales, que permiten aumentar las horas de utilización y las condiciones respecto a la orientación.

Cuando analizamos el comportamiento de la irradiación solar y la producción sobre la capacidad instalada en tecnología solar podemos observar un elevado grado de estacionalidad.

Utilizando los datos captados por satélites y observación terrestre podemos obtener un modelo basado en el sol altamente predecible. Al realizar un análisis mensual, el ritmo constante y cíclico muestra una máxima irradiación en los meses de verano que puede llegar a duplicar el comportamiento de invierno.

La tecnología eólica presenta diferentes retos: el aumento de potencia por generador, el diámetro de los rotores y, en definitiva, lograr una mayor capacidad de producción de energía por cada emplazamiento, tanto en tierra como en el mar. El tamaño y tipo de turbinas instaladas en Europa han evolucionado. Nos encontramos con una potencia media cercana a los 3 MW cuando la tecnología on shore y de casi 7 MW la tecnología off shore. La curva de experiencia ha mantenido una escalada continuada en sus prestaciones técnicas y caída en los precios del 3% interanual desde 1990 hasta nuestros días, logrando una reducción de precios del -54%, en valor acumulado, desde los 3,3 \$/W de 1990 a los 1,5 \$/W de 2018.

El mundo alcanza un volumen de 564 GW de potencia eólica y una producción de 1.270 MWh, si bien el último periodo de incorporaciones ha mantenido un crecimiento plano. La mayor capacidad añadida en 2018 también corresponde a China, en un 41%, lo que la sitúa a nivel acumulado en un tercio de la potencia instalada global.

El estudio de series temporales ha concentrado gran parte de los esfuerzos de la investigación. Partiendo de una captura masiva de datos, una buena utilización de algoritmos y procedimiento van a permitir ajustar con rigor el comportamiento esperado futuro teniendo en consideración elementos como la tendencia o patrón y logrando un bajo error respecto a la realidad.

Las series temporales relacionadas con el clima analizan el comportamiento de fenómenos como viento, lluvia, irradiación solar, entre otros. Son fenómenos cíclicos, donde el comportamiento esperado puede ser una buena referencia para atender una demanda de energía basada en el suministro procedente de fuentes renovables.

Dentro de los diferentes modelos de predicción, planteados en el estudio, hemos analizado un conjunto representativo de estos, lineal, basado en medias y de alisado exponencial. En el método de tendencia relacionamos variables, una explicativa o independiente, que puede ser el

periodo temporal, y otra segunda, la dependiente en el eje Y. Se trata de un método muy aplicado por su simplicidad. Un segundo método utiliza la media móvil simple o ponderada, también de aplicación sencilla puesto que utiliza la información histórica de la propia variable para generar un pronóstico futuro. El alisado exponencial simple o ajustado, a pesar de ser un poco más complejo, presenta la ventaja de no necesitar grandes volúmenes de datos, pues se pueden utilizar los cambios más recientes y mediante una formulación sencilla ir añadiendo la posibilidad de ponderar las observaciones mediante un coeficiente de suavizado.

La inversión en energía limpia ha superado en 2018 los 332 billones de dólares americanos, si bien se ha ralentizado en China, Europa y Estados Unidos, manteniendo un crecimiento promedio del 14% anual en la pasada década. El crecimiento de capacidad instalada, a un ritmo del 23% interanual, se ha visto compensado por la caída de precios medios por megavatio del 8%. Las tecnologías renovables requieren un menor número de años para la construcción y sus costes en la mayor parte de los casos, son competitivos e inferiores a las tecnologías fósiles, por debajo de 0,015 \$/kWh de LCOE (del inglés Levelized cost of energy).

Su factor de capacidad, sin embargo, se sitúa muy por debajo de las tecnologías térmicas y nuclear, generando un 18%, 30%, 39% y 48% de las horas totales del año las tecnologías: solar, eólica de tierra, eólica marina e hidráulica respectivamente. Por este motivo la especial importancia de una previsión mensual que permita abastecer la demanda con las tecnologías disponibles en cada momento.

El marco de energía y clima para 2030, publicado por la Comisión Europea en el año 2014, fija como objetivo central la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero en un 40% a 2030 respecto a los niveles de 1990, con objetivo de alcanzar la casi plena descarbonización, y entre un 85% y 90% a 2050. A este objetivo se añaden, de manera solidaria, un 32% de energía renovable sobre energía final y un 32,5% de eficiencia energética. El escenario planteado para España contempla el cumplimiento de estos tres objetivos e incluso elevar a un 42% el de renovables, lo que supondrá de forma implícita el incremento hasta un 74% la generación eléctrica renovable, hoy en un 42% esto condicionará la garantía de suministro. A partir de la aplicación desarrollada para esta tesis, “Energy Transition Model” (en adelante ETM), se han

obtenido conclusiones relacionadas con el abastecimiento de la demanda energética futura y cuyas conclusiones para España se presentan en el siguiente apartado de “hallazgos”.

El almacenamiento es cualquier medio tecnológico que permita capturar y conservar la energía producida hasta liberarla en un momento posterior de consumo, alejado tanto en espacio como en tiempo. El almacenamiento aporta la flexibilidad necesaria al consumo de energía en el nuevo escenario energético, dominado por la inestabilidad de las renovables. La demanda de electricidad se podrá diferir respecto a su momento de producción, en ocasiones sin disponibilidad de recurso renovable.

El almacenamiento evoluciona de forma exponencial, se presenta en forma eléctrica, mecánica, térmica o química. Sus características le permiten cubrir diferentes necesidades de demanda energética, atendiendo a sus características como: densidad energética y de potencia, vida útil, eficiencia, dinámica de entrega y coste. Aún se encuentra en diferentes grados de madurez para atender a costes razonables los requerimientos de potencia y tiempo de descarga.

El almacenamiento químico ha evolucionado significativamente de la mano de las telecomunicaciones móviles desde la década de los 80. La necesidad de almacenamiento para las comunicaciones en movilidad ha pasado por diferentes soluciones, llegando hasta la batería de iones de litio, con gran desarrollo y abaratamiento. El coste por kilovatio/hora ha tenido una reducción importante en la presente década, de 1.160 \$/kWh a 176 \$/kWh en 2018.

Los almacenamientos mecánicos y químicos presentan diferentes alternativas y grados de madurez. El siglo XX estuvo dominado por el bombeo, un sistema que utiliza el trasvase de agua entre dos depósitos, superior e inferior, como solución. Hoy en día, debido a los diferenciales de precios entre periodos de punta y valle, tienen un bajo funcionamiento, pese a tener una capacidad instalada de más de 3 GW. En 2018 produjo por debajo del 10%, 2.009 GWh, con un consumo de 3.201 GWh, y una eficiencia del 63%. Su funcionamiento se incrementará con los vertidos de las renovables, cuando puedan aplicar mayores diferenciales de precio. Pero no son la única solución mecánica; hoy en día aparecen alternativas basadas en aire comprimido, volantes de inercia, e incluso grúas con levantamiento de peso o piedras que pueden utilizar emplazamientos con menores requerimientos físicos.

El 95% de los vehículos que circulan por Europa utilizan combustibles fósiles. Esto hace que el sector represente la cuarta parte de las emisiones de CO₂, llegando hasta un 31% añadiendo el transporte internacional y las actividades de refino asociadas al mismo. El Libro Blanco del transporte del año 2011 establecía una meta de reducción del 60% de las emisiones en 2050 respecto a 1990, valores muy alejados de la realidad con emisiones crecientes en transporte. El sector transporte también impacta en la calidad del aire. La combustión presenta un gran volumen de dióxido y monóxido de nitrógeno junto a partículas en suspensión en el aire que, según la Agencia Europea de Medio Ambiente para el año 2017, son causantes de más de 400.000 fallecimientos prematuros en Europa.

La electrificación y el almacenamiento son una de las principales herramientas para reducir las emisiones globales del transporte y contaminantes en las ciudades. Un vehículo eléctrico es entre tres y cuatro veces más eficiente que uno con motor de combustión interna y tiene emisiones cero el punto de consumo. También, incorporando la energía de origen, representa la décima parte de las emisiones de un motor de combustión cuando la carga se realiza en periodo valle nocturno o nulas cuando la recarga proviene de un origen renovable.

Cada vez aparecen mayor número de vehículos con autonomías crecientes: los lanzamientos de los próximos años se sitúan entre 400 y 500 kilómetros en la mayor parte de nuevos modelos. El lanzamiento de nuevos vehículos está incrementando el ritmo de ventas en el planeta, superando en 2018 los 5 millones de unidades. La velocidad de las ventas incrementa a razón de 1 millón de vehículos eléctricos cada seis meses. Se espera que en 2030 circulen entre 134 y 253 millones de vehículos eléctricos según la Agencia Internacional de la Energía (2019).

La digitalización global de la economía también camina a un ritmo exponencial. Actualmente casi la mitad de la población tiene acceso a Internet, aspirando a alcanzar el 90% la cifra de población que tiene acceso a la electricidad.

La cuarta revolución industrial, antes comentada se basa en la fusión de tecnologías física, biológica y digital, y con la introducción masiva de tecnologías de la información se está produciendo un cambio a una escala, alcance y complejidad sólo equiparable a la aparición de

la electricidad. Los datos son el nuevo petróleo; el volumen de éstos no deja de crecer superando en 2017 un exabyte, un valor que ha crecido 10 veces en una década. En este contexto los algoritmos son como el refino de este nuevo petróleo. Su utilización para el manejo de grandes volúmenes de información permitirá llevar a cabo las actividades con una productividad exponencial en la resolución de problemas complejos. La inteligencia artificial y el aprendizaje automático, combinan matemáticas con la capacidad de proceso de las máquinas.

Las futuras generaciones tendrán un perfil nativo digital, acostumbrado a la aparición de tecnologías disruptivas para la gestión de datos, basadas en la sensorización y conexión entre dispositivos o máquinas. El consumidor tiene cada vez mayores expectativas, un papel activo y cada vez tendrá un mayor acceso a dispositivos conectados a Internet, planteando a futuro una experiencia de usuario multicanal, disponible las 24 horas del día en la relación con las empresas. Actualmente las tres cuartas partes de los hogares tienen acceso a banda ancha en Europa; los usuarios utilizan sus teléfonos inteligentes para acceder a la mayor parte de la información recogida en Internet. La singularidad tecnológica está cerca, los algoritmos podrán realimentar de forma progresiva y limitada, superando la capacidad humana lo que provocaría una explosión de conocimiento con consecuencias difíciles de predecir.

La demanda energética para datos es un fenómeno creciente. Los centros de proceso de datos de todo el mundo consumieron alrededor de 200 TWh, el 1% de la demanda eléctrica total y casi las dos terceras partes del consumo anual de España. Sin embargo, además de este crecimiento en volumen aparecen procesos de eficiencia energética en el consumo de electricidad por Exabyte. Se producen fenómenos de disminución de costes de incorporación de sensores y comunicaciones inalámbricas incorporadas a cualquier objeto, así como el coste de almacenamiento eléctrico.

Las tarjetas SIM alcanzan hoy un total de 7.500 millones de unidades y superarán los 25.000 millones en 2025 aportando un crecimiento de datos a un volumen exponencial. La proyección global a 2030 en los diferentes usos de datos va a crecer alcanzando los casi 9.000 TWh al año. Actividades nuevas como el minado de datos para Blockchain o la computación de inteligencia artificial supondrán unas necesidades crecientes de consumo eléctrico haciendo que digitalización y energía sigan un camino de crecimiento constante a futuro.

HALLAZGOS

El concepto de transición energética no es nuevo, pues ya en Gran Bretaña en el siglo XVIII, siglo XIX en el resto de Europa, se producía la evolución desde la biomasa hacia carbón, seguido de una posterior sustitución de éste por petróleo. Estamos en los comienzos de una nueva transición justificada por el cambio climático. El mayor reto pasa por evolucionar desde una economía basada en el carbón y el petróleo hacia fuentes de energía de mayor sostenibilidad, como la eólica, hidráulica y solar, apoyadas parcialmente por el gas en momentos de extrema necesidad. Dado que el gas natural formará parte de la transición energética, también se vuelve necesario reducir las emisiones de metano producidas en su extracción, transporte y utilización, pues de no hacerlo su impacto en el cambio climático tendría el mismo alcance que cerrar todas las centrales de carbón de China.

El debate mundial ha resituado la forma de consumir y producir la energía, pues con ella estaríamos resolviendo las tres cuartas partes del problema climático. La clave va a estar en lograr una mayor eficiencia energética, generalizada, en la demanda de energía, haciéndolo de forma económicamente viable. Los riesgos de calentamiento global, unido a los problemas de contaminación de nuestras ciudades van a provocar que el futuro incierto deberá estar centrado en tecnologías renovables y una economía basada en ellos a través de la electricidad. El documento desarrolla el estudio de la demanda energética, en la comprensión de sus factores clave que condicionan su evolución, con vistas a predecir su comportamiento futuro.

El abastecimiento será uno de los retos clave en el siglo XXI, por los esfuerzos de renovación tecnológica, acompañados de nuevos modelos de abastecimiento de esta demanda. Las tecnologías de información aportarán una mayor eficacia y aprovechamiento de todos los recursos.

España ocupa la posición 15 en la economía mundial, con un buen ritmo de crecimiento del Producto Interior Bruto y por habitante, habiendo multiplicado por tres el valor desde 1990. Pero a pesar de ello la economía española entró oficialmente en recesión en el cuarto trimestre de 2008. La demanda de energía per cápita anticipaba esta recesión frenando su ritmo ya desde

el año 2005, momento en el que alcanzaba su récord histórico de energía primaria por habitante, marcado en 3,3 toneladas equivalentes de petróleo.

En el periodo 1990-2017 se ha producido un crecimiento de la población del 19,8%, la capacidad económica (o Producto Interior Bruto per cápita) un 44,8% lo que conllevará un desarrollo humano con mayores necesidades de recursos energéticos para confort y productividad. Esto puede venir compensado si la demanda avanza de forma eficiente: energía utilizada por unidad de PIB, lo que se denomina intensidad energética, y sobre una base de mix de energético hipo carbónico o bajo en emisiones de CO₂ por cada unidad de energía consumida, definido por intensidad de carbono o CO₂ por unidad energética consumida.

Tomando el año 1990 como referencia para el análisis, en el último cuarto de siglo, España ha visto cómo su población ha crecido a un ritmo propio de economías en desarrollo, mientras que el Producto Interior Bruto lo hacía a un mayor ritmo, con un crecimiento del 73%, la energía primaria creció un 48% y las emisiones de CO₂ un 22%, similar al crecimiento de la población. Pero este camino no ha sido homogéneo, las magnitudes económicas, energéticas y de emisiones crecían a un ritmo constante pero insostenible que tuvieron un punto de inflexión a partir de la crisis de 2008.

Descomponiendo por factores las magnitudes que participan en la identidad de Kaya, podemos revisar e incluso comparar su evolución respecto a otros países y Europa. El Producto Interno Bruto por habitante ha mantenido de forma constante un gap de unos 10.000 euros por debajo del promedio de Europa, frenando el proceso de convergencia con la crisis.

La intensidad energética, o energía dividida entre el Producto Interior Bruto, mantiene un ritmo constante de mejora, desvinculando el crecimiento económico del consumo energético, Europa partía de un valor superior a España con este indicador, pero ha logrado reducirlo en mayor medida, entre 1990 y 2017, un 37% frente a una España que ha tenido una reducción más modesta, del 15%. Podemos afirmar que la eficiencia energética despierta en España a partir de la crisis, permitiendo un sistema energético competitivo e iniciando el camino con similar trayectoria a Europa. La intensidad carbónica ha seguido un comportamiento muy

similar, logrando una reducción del 17% en el periodo 1990 a 2017, frente al 21% de Europa, igualmente logrados a partir de la crisis.

En síntesis, podemos decir que, pese a que nuestras emisiones han aumentado en la misma proporción que para las emisiones de Europa han supuesto un descenso, esto se debe a un fuerte crecimiento de la población, en el mismo orden a las emisiones, y esto no ha sido posible ser compensado pese a que el camino de la mejora de intensidad energética y carbónica haya sido relevante, pero habiendo despertado sólo en los años posteriores a la crisis. Las emisiones de gases efecto invernadero y de CO₂ por habitante actuales se han mantenido prácticamente planas en el último cuarto de siglo, mientras que Europa habrán descendido del orden de un 26%. Como partía de un valor muy superior al de España, con una intensidad carbónica por habitante de 5,5 toneladas frente a 7,3 de Europa, tenemos aún un valor de emisiones per cápita inferior.

Para entender la evolución de la demanda energética a futuro, es necesario separar los diferentes elementos que han provocado su variación durante los últimos 25 años. Esto no siempre es una tarea fácil, mediante el uso de metodologías de descomposición factorial, permitiendo identificar y aislar el comportamiento de cada uno de sus componentes. La actividad total, (medida en términos de crecimiento del PIB o Valor Añadido Bruto de cada sector), las variaciones de composición en la estructura de actividades (los diferentes sectores económicos tendrán mayores o menores necesidades energéticas) y por último a la evolución de eficiencia energética donde cada sector y su desarrollo, podrá incorporar nuevas tecnologías que cubran las necesidades con el menor consumo de energía.

La descomposición realizada mediante diferentes modelos matemáticos, tanto aditivos como multiplicativos, por simplicidad en la modelización podemos recomendar el método de Laspeyres, que ofrece mayor simplicidad y resultados similares al Index Decomposition Analysis o el índice de media logarítmica Divisia, desarrollados en el estudio. El método nos permitirá medir la variación temporal de la demanda de energía, no sólo identificando la contribución de los fenómenos económicos respecto a los de eficiencia energética, sino profundizando en su comportamiento previo a la crisis y su posterior recuperación. A partir de estos índices podemos afirmar que en el periodo 1990 a 2015 tenemos una fase continua

expansiva del consumo energético en España, hasta el año 2005 donde se anticipaba de manera prematura la crisis económica de 2008 a partir de los indicadores de la demanda energética. Es a partir de este momento cuando se contrae el crecimiento de la demanda basado en el factor económico y aparece de manera importante una mejora de eficiencia energética, con lo que se iniciará un desacoplamiento de la energía respecto a la economía, logrando hacer un desarrollo del país menos intensivo energéticamente. Por lo tanto, la eficiencia energética es un fenómeno de reciente aparición en nuestro país, aunque a niveles de algunos subsectores hubiera surgido antes su aparición.

Las proyecciones de Naciones Unidas establecen un escenario prácticamente plano de población para España hasta el año 2030. El escenario medio mantiene la población en 46,2 millones de habitantes. Es esencial entender las tendencias de la economía, para lo que podemos aplicar diferentes métodos de proyección como la tendencia lineal o el alisado exponencial simple o ajustado. De todas, el escenario central nos llevaría a un valor un 18% superior a 2015, 1.179 millones de euros en moneda constante de 2015, lo que supondría una hipótesis de crecimiento constante del 1,1%.

En el caso analizado de España en sus pasados 25 años, la proyección del consumo de energía final de un sector vendrá determinado por la suma de efectos. Tomando como base 1990, el valor unitario cada uno de los elementos que componen la variación de demanda habrá sufrido una evolución independiente, y siguiendo la tendencia del pasado procedemos a proyectar mediante la curva que mejor ajuste a futuro, siempre con cada variable independiente y por separado. Con la suma de todos los subsectores alcanzamos la proyección del escenario central a 2030, donde alcanzaríamos una demanda energética final de 82 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Una demanda con un comportamiento bastante aplanado se justifica por qué las mejoras de eficiencia energética compensan los crecimientos del resto de variables.

La calefacción y refrigeración representa casi la mitad del consumo energético residencial, alcanzando casi un 65% en viviendas unifamiliares frente a un tercio en las ubicadas en edificios, con mayor eficiencia energética por metro cuadrado. El número de días de frío es muy superior en nuestro país al de días de calor, 1.600 frente a unos 300, por lo que las necesidades térmicas se centran en el uso intensivo de la calefacción frente al aire

acondicionado. Con el calentamiento global del planeta se espera que éstos descendan, incrementando las necesidades de refrigeración en los meses más cálidos del año.

El clima de España se encuentra dividido, predominando el continental seguido del oceánico (Mediterráneo y Atlántico). Las clasificaciones de ciudades en base a zonas climáticas nos mostrarán el comportamiento de consumo energético en los diferentes entornos identificados. Así los usos térmicos dedicados a la calefacción y el agua caliente sanitaria son responsables del 70% del consumo de energía en nuestras ciudades, sobre un estudio realizado para aquellas de más de 50.000 habitantes. Un edificio orientado a la eficiencia energética permitirá obtener ahorros entre el 50% y el 80% respecto a los convencionales.

La política europea, en materia de eficiencia energética, pretende desacoplar el ritmo de crecimiento económico del energético, para lograr una economía mucho más productiva en términos de necesidades de recursos. La mejora de intensidad energética en España pasa de 133 a 113 tep/mill€ de 2015 una notable mejora, superior al 15%. Siguiendo lo marcado por la directiva de eficiencia energética, en 2030 se espera pueda alcanzar las 84 tep/mill€ de 2015.

Siguiendo con las magnitudes de la identidad de Kaya, a futuro destaca el comportamiento paralelo a Europa, con pendientes de descenso similares al escenario de referencia para Europa elaborado en 2016. Nuestro Producto Interno Bruto por habitante mantendrá el gap de unos 10 mil euros respecto a Europa, frenando el proceso de convergencia a partir de la crisis.

La intensidad energética, o energía dividida entre el Producto Interno Bruto, mantiene un ritmo constante de mejora, lo que permite desvincular el crecimiento económico del consumo energético. Europa partía de un valor superior en este indicador logrando reducir un 37% entre 1990 y 2017. España, que hasta el momento ha tenido una modesta mejora de la eficiencia energética. Efectuando un ejercicio de descomposición factorial comprobaremos como la eficiencia energética se despierta España a partir de la crisis, iniciando un camino de similar trayectoria a Europa hacia un sistema energético competitivo.

A futuro existen importantes retos relacionados con el consumo de energía y su descarbonización. La intensidad carbónica, con un comportamiento muy similar, ha logrado

una reducción del 17% en el periodo 1990 a 2017. No debemos dejar pasar que las dos terceras partes de las emisiones han tenido su origen en el sector energético, y realizar un consumo eficiente y descarbonizado será la “invocación” más repetida en el presente siglo. Nuestro país tendrá que superar el reto de abastecer el crecimiento económico constante esperado, con cada vez menor proporción recurso energético. Asimismo, avanzamos hacia una sociedad con mayor consumo de electricidad sobre la energía final, un vector que primero ofrece la oportunidad de hacer el consumo más eficiente, y descarbonizado al incorporar generación renovable; por último tendrá un tercer efecto de menor dependencia externa.

En energía solar España ocupa la décima posición a nivel mundial, si bien el vaivén regulatorio, tras la derogación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, provocó una incertidumbre inversora tras un momento donde la madurez tecnológica aún no estaba presente. Pero la ubicación geográfica de nuestro país, por latitud, presenta una situación privilegiada respecto al sol que permitirá aprovechar, con mayor rendimiento, respecto a otros países de Europa la Unión Europea. Más del 80% de la capacidad instalada en 2018, 4.688 MW, son plantas de gran tamaño que cuentan con ventajas de fiabilidad y eficiencia en costes. Su distribución por comunidades autónomas está concentrada en Castilla-La Mancha Andalucía y Extremadura, Castilla y León, seguidas del resto. Con una utilización que podrían alcanzar hasta las 2.000 horas en la zona sur de nuestro país y un factor de utilización que alcanza el 20% de las horas.

España alcanza el 17,5% de renovables sobre energía final, bien encaminada hacia el cumplimiento de los objetivos de renovables a 2020, pero aún lejos del objetivo final. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) explora un escenario central con una capacidad instalada de 157 GW a 2030, un incremento de 51 GW respecto a 2015, incorporando 27 GW de energía eólica y 32 GW de solar fotovoltaica. Un importante esfuerzo hacia la descarbonización conlleva implícitamente la reducción de la dependencia energética del exterior, que disminuirá desde un 74% a un 59% en 2030.

El sistema eléctrico futuro aparece con mayor dispersión geográfica, mucho más distribuido y con la aportación de pequeñas plantas de generación renovables, dependientes de la evolución del clima, por lo que el sistema tendrá un ritmo predecible a lo largo del día y estaciones del año. Nuestro sistema eléctrico 2030 incorporará 119 GW renovables distribuidos. Será un 41%

dependiente del viento, seguido del 37% dependiente del sol y un 20% de la lluvia. La garantía de suministro la aportará el gas y la nuclear, hasta que se consoliden las tecnologías de almacenamiento a costes competitivos.

El calendario de cierre de plantas de carbón, nuclear y gas, junto con la adición de un 50% de la nueva potencia renovable, cambiarán radicalmente el modelo. La desaparición del carbón a partir de mediados de la próxima década y la nuclear en la siguiente serán los hitos más significativos en el proceso de transición energética, cerrando la era dominada por los combustibles fósiles hacia otra centrada en la electricidad de origen renovable. El cierre de unos 40 GW se producirá en tres fases: una primera etapa de cierre del carbón, seguida del cierre progresivo de la nuclear, con repunte del gas y de las emisiones de CO₂ y, finalmente, la sustitución del gas por tecnologías de almacenamiento y térmicas con captura de CO₂. Venimos de una etapa que se ha caracterizado por el bajo funcionamiento, en número de horas, del carbón y el gas. Lo que se conoce por “hueco térmico”, en los próximos años seguirá decreciendo hasta casi desaparecer. Pese a haber alcanzado el 52% hace dos décadas, en la presente nos situamos prácticamente en la mitad y está prevista su casi desaparición futura.

A partir del modelo de proyección “Energy Transition Model (ETM)”, una vez elaborado el balance energético, la producción alcanzará los 284 TWh en el año 2030. Si asumimos las hipótesis de potencia instalada en el PNIEC, tendríamos un peso del 79,5% procedente de renovables y alcanzando el 88% libre de emisiones si añadimos la nuclear disponible en 2030.

Dentro de las renovables destaca la producción procedente del viento, un 37%, seguido de aportación solar con 30%. Nuestra región geográfica se encuentra influenciada por el anticiclón de las Azores, en el hemisferio norte el viento gira en sentido contrario a las agujas del reloj en áreas de bajas presiones. Esto determina que el ritmo de vientos de los meses de invierno (diciembre, enero y febrero) ofrecen mayor velocidad y capacidad de producción eólica.

Los precios del petróleo seguirán al alza, superando las estimaciones en un 30%, incluso sobre el máximo de 81\$/barril de octubre de 2018. El cierre del carbón anunciado, con la práctica totalidad antes de 2025, hace prever un entorno de reducción térmica quedando centrado en el gas, en un 12%, bajo las modalidades de ciclo combinado y pequeñas plantas de

cogeneración. El número de horas de utilización de las tecnologías de respaldo seguirán por debajo del umbral de horas de funcionamiento mínimo para su viabilidad, menores a las 800 horas al año, dejando un factor de capacidad por debajo del 15%. Es por ello que seguirán necesitando recibir algún tipo de compensación como respaldo en momentos de baja producción renovable.

La mayor penetración de tecnologías renovables, con coste variable cercano a cero, impulsarán la reducción del coste del mercado eléctrico, si bien los vertidos solares en las horas centrales del día pueden provocar un desincentivo de estas tecnologías, pues las expectativas de ingresos podrían ser insuficientes a partir de cierta potencia instalada que supere la demanda instantánea en dichas horas. Pese a ello la energía renovable alcanzará un 80% de la demanda en 2030, funcionando casi 1.900 horas al año, alcanzando un 21% de factor de capacidad.

Destaca por volumen de energía entregada en 2030 la tecnología eólica con un factor de capacidad del 25%, llegando casi a las 2.100 horas en dicho año, seguida de la tecnología solar fotovoltaica con 1.900 horas, un 22% de las horas. España, según la planificación estimada en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), y con una potencia fotovoltaica de 5 a 42 GW, en 2030 estaremos produciendo 81 TWh, pero con unas oscilaciones de 3 - 11 TWh en meses de menor a mayor irradiación solar a lo largo del año. Se trata de uno de los mayores retos que tendrá nuestro país para abastecer la demanda, fundamentalmente por esta amplia oscilación, seguida de los meses en los que el sol pueda tener un carácter más intermitente por el paso de nubes. Anticipando la propuesta industrial que se ofrece en este estudio, será necesario experimentar una demanda energética sometida a altos niveles de penetración solar como fuente principal de suministro.

El cierre del parque nuclear, que en estos momentos alcanza 7 GW y un 20% de la demanda eléctrica peninsular, debiera ser reemplazado por al menos 25 GW de tecnologías renovables con un factor de capacidad promedio del 24%, si pretendemos asegurar la firmeza al sistema que hoy en día aportan. La nuclear es una tecnología de base con más de 7.800 horas y un factor de capacidad del 89%; irá reduciendo su aporte energético hasta el final de la vida útil de sus instalaciones, suponiendo en el año 2030 tan solo el 8,6% de la demanda. Esta tecnología, aunque nos sea considerada renovable, se encuentra entre aquellas libres de CO₂.

La capacidad de interconexión, hoy de 5 GW, no permite suplir esta energía de base del sistema, sobre todo si recordamos los episodios acontecidos en la interconexión en noviembre de 2017 ante situaciones críticas o de climatología extrema adversa.

Las emisiones del mix eléctrico, entre 2030 y 1990, se reducirá en un orden de magnitud de 10 veces, pasarán de 403 gCO₂/kWh a 43gCO₂/kWh. La desaparición del carbón y utilización del gas en momentos puntuales lograrán que las emisiones del sector eléctrico sean irrelevantes.

El sol es un aliado en la transición energética, una tecnología con escala modular que podremos tenerla en grandes plantas de producción como en edificios o superficies de aparcamiento. Su introducción deberá venir acompañada de soluciones de almacenamiento que evite la pérdida de energía en momentos de vertido y utilización de la misma para momentos donde el recurso no tenga disponibilidad. Las ciudades tendrán que aprovechar todos sus espacios existentes con capacidades solares. El papel del nuevo consumidor será mucho más activo y eje central en la transición energética, aportando no sólo su capacidad de producción de energía local sino utilizando la flexibilidad disponible de su demanda en el equilibrio local.

El clima añade una componente de incertidumbre diaria y estacional. A medida que se incorpore mayor peso de potencia solar, fotovoltaica o térmica, obtendremos una mayor amplitud de producción entre los meses de mayor y menor irradiación solar. Esto impactará en el equilibrio mensual, teniendo por un lado situaciones de vertido en unos momentos del año y otros opuestos donde será necesario el respaldo de capacidad térmica descarbonizada.

Es importante entender en un modo real este comportamiento y los retos a los que nos enfrentará en un futuro, por ello el estudio plantea una propuesta de actuación industrial acotada en un espacio como la isla de la Cartuja en Sevilla, donde se propondrá un modelo de ciudad futura que permita comprobar los diferentes fenómenos analizados en este estudio y dando continuidad a la investigación una vez se realice la transformación de este recinto. La tesis en su capítulo final propone un plan en vía de ser llevado a la práctica en un modelo de colaboración público privada abierta a los integrantes del espacio Cartuja.

PROPUESTA INDUSTRIAL

La ciudad será el terreno de juego donde probar los retos fundamentales de la transición energética futura, abastecer la demanda a partir de recursos energéticos distribuidos, con necesidades de inteligencia y conexión para poder abastecer en tiempo real una demanda energética creciente basada en un modelo eléctrico y renovable. La propuesta industrial para la Isla de la Cartuja busca convertir la isla en un referente de sostenibilidad a nivel internacional y un modelo de transición energética de las ciudades. La propuesta desarrolla un entorno para anticipar los retos que deberán afrontar las ciudades del futuro y hacerlo 25 años antes de lo que espera la Unión Europea, mediante un proyecto pionero en el que convergen los sectores de energía, transporte y edificación, apoyados por el sector de las telecomunicaciones.

El objetivo central es asegurar la calidad de suministro eléctrico actual en la isla a precios asequibles y competitivos obteniendo un parque eficiente y 100% renovable mediante una alianza público–privada que se articulará mediante la fórmula de ecosistema de innovación abierta.

Se necesitan más medidas para acelerar el proceso de transición hacia una energía limpia en las islas y ciudades de toda Europa. Las necesidades de descarbonización exige instar a los responsables políticos e instituciones involucradas en este enorme esfuerzo en el marco de la estrategia de reducción de las emisiones de carbono.

Para la isla de Cartuja es preciso abordar una propuesta de descarbonización adaptada a sus propias necesidades. Cada isla es única, con diferentes condicionantes de partida como su demanda, su extensión, o las capacidades de interconexión que pudieran tener. Una isla es un ecosistema pequeño y frágil, desde el punto de vista de seguridad de suministro, y tampoco las economías de escala pueden aflorar debido a su limitado tamaño.

La composición demográfica y de actividades económicas van a marcar la situación local, con diferentes ritmos que condicionan el sistema energético en función de las actividades desarrolladas (oficinas, industrias, residencial, otros sectores).

No se puede perder de vista el coste energético futuro respecto al existente, por lo que establecer soluciones basadas en incentivos o ayudas públicas estarían enmascarando la viabilidad de hacer frente a la seguridad del suministro, o el coste de acceso a una energía limpia. Para lograr la descarbonización, se deben considerar sólo alternativas que se encuentren en situación de rentabilidad o viabilidad exclusivamente a través del mercado. Además de la incorporación de una generación limpia, basada en la tecnología solar fotovoltaica, se irán incorporando dispositivos de almacenamiento y flexibilidad, movilidad eléctrica y gestión de la demanda. Gracias a las interconexiones con el resto del sistema eléctrico, se podrá realizar un concepto de balanceo de energía entre las horas excedentarias de sol y las de noche. Para ello la conexión de las subestaciones entre la isla y la ciudad permite esta opción mediante fórmulas contractuales tipo Power Purchase Agreement (PPA), que permitan desde el primer momento un balance neutro en emisiones de CO₂.

En muchas islas, la generación térmica fósil, diésel o gas, asegura la firmeza necesaria para cubrir la demanda en los momentos de ausencia de recurso renovable. En Cartuja esto estaría cubierto por la capacidad de conexión de dos subestaciones con el resto del sistema, aportando la seguridad necesaria.

La isla también permite, por su delimitación y tamaño, trabajar con las particularidades de nuevo modelo energético basado en la generación distribuida de pequeña escala. A medida que se realicen actuaciones de eficiencia energética en cada edificio, iremos evolucionando hacia un modelo más descentralizado con una creciente penetración de las energías renovables distribuidas, autoconsumo individual o compartido, junto al almacenamiento de energía, aportando a los consumidores un papel mucho más activo y eficiente al actual, conectados mediante plataformas digitales que permitan no sólo generar, sino distribuir y consumir la energía de forma más inteligente y eficiente.

Después del proceso de rehabilitación energética en los principales edificios del parque, centrados en al menos los 50 mayores consumidores de electricidad, la demanda final resultante (calefacción, refrigeración e iluminación) se suministrará mediante electricidad de origen renovable, en su mayor parte de origen fotovoltaico producida dentro del propio recinto de la

isla, con lo que se podrá mostrar un alto grado de autosuficiencia, llegando progresivamente hasta su totalidad.

El emplazamiento de la isla cuenta con casi 2.000 horas de sol al año, lo cual la convierten en un espacio ideal para el desarrollo de la generación fotovoltaica. Tras analizar la localización, se podrían desarrollar al menos 30 MW_p fotovoltaicos con una producción anual de 59 GWh, suficiente para abastecer el 70% de las necesidades actuales de la isla (85 GWh al año) o la totalidad después de llevar a cabo las actuaciones de eficiencia previstas en los mayores edificios e incorporando el transporte eléctrico. Dependiendo del tipo de instalación y considerando un valor promedio actual de entre 900 - 1.000€/kW, la instalación de los 30 MW supondría una inversión de entre 27 y 30 millones de euros.

Las grandes instalaciones fotovoltaicas se complementarían además con la integración de recursos energéticos distribuidos, autoconsumo y el desarrollo de sistemas de almacenamiento, integrados gracias al desarrollo de la smartgrid. El proyecto contempla además un contrato de compraventa de energía (Power Purchase Agreement o PPA) con una duración de 10 años y cuya finalidad será la de alcanzar un suministro 100% renovable de toda la energía completando las necesidades diarias de energía de las más de 500 empresas e instituciones del parque.

La apuesta por las renovables se complementará con una mejora de la eficiencia energética del 35% del consumo eléctrico actual y como requisito previo tras un proceso de rehabilitación energética. En Europa, los edificios son responsables del 40% del consumo energético y el 36% de las emisiones de CO₂. Diseñar un edificio con pautas bioclimáticas puede llegar a alcanzar un ahorro entre el 50% y el 80% de consumo energético respecto a un edificio convencional. La renovación de los sistemas de climatización puede alcanzar un 40% de ahorro en consumo; en iluminación la tecnología LED y sistemas Smart lighting consiguen que con la renovación se pueda conseguir un ahorro de hasta el 70%.

La nueva edificación, construida con funciones de automatización, seguirá un esquema de consumo nulo o energía positiva; se realizarán auditorías energéticas para mejorar la eficiencia en el consumo de los edificios existentes y se instalará una iluminación pública de bajo consumo y sensores.

Otra de las claves del proyecto será la apuesta por la movilidad sostenible partiendo de la base de que la movilidad del futuro va a ser eléctrica, conectada y compartida. El objetivo inicial plantearía la renovación de al menos entre 1.100 a 2.300 vehículos sustituidos por eléctricos antes de 2025, con un plan de accesos prioritarios a vehículos limpios y restricción progresiva del tráfico a los más contaminantes. Esto implica hasta un 20% de cuota total de vehículos eléctricos en 2025 y un 37% en 2030. Además, se prevé la instalación de un punto de recarga por cada 10 vehículos eléctricos, llevando a una cifra de al menos 140 puntos para recarga.

El proyecto posibilita además la incorporación de recursos energéticos distribuidos tradicionalmente utilizados en sistemas aislados, pero que en Cartuja comenzarán a formar parte importante del sistema de suministro.

El proyecto Smart City requiere como primer elemento el desarrollo de una red inteligente o Smart Grid, resultado de incorporar un mayor grado de automatización y control, basadas en la incorporación de equipos de sensorización y tecnologías de la información sobre la configuración actual. Esta red será la encargada de incluir la conexión de nuevos productores de energías de origen renovable, que por su naturaleza distribuida aparecerá en la media y baja tensión, manteniendo los requerimientos de calidad de servicio y los límites técnicos de funcionamiento de la red.

En fases avanzadas del proyecto, se desarrollarán además sistemas de almacenamiento, centrándonos en el almacenamiento electroquímico, sin descartar a futuro un análisis pormenorizado de necesidades que pudieran ser atendidas con otras opciones como electrolizadores de hidrógeno, aire comprimido, volantes de inercia o centrales de bombeo.

A la apuesta por la tecnología fotovoltaica, alternativas para el transporte sostenible o rehabilitación en edificios para mejorar su eficiencia, se suma la digitalización como fuerza disruptiva clave de todo el proceso.

El desarrollo digital de la isla debiera centrar sus esfuerzos en el desarrollo de una “plataforma abierta para la gestión inteligente de las ciudades”. Entre sus múltiples áreas de interés podemos destacar algún elemento: Open data, Fiware y la normalización por capas de elementos que la

componen conformarán un modelo que permita la captura de información, su intercambio y posterior análisis con tecnologías avanzadas. A corto plazo, las plataformas integrarán servicios como el alumbrado público, necesidades diarias de desplazamiento, o la gestión de determinados servicios de información que faciliten la vida al ciudadano. A largo plazo, estos podrán abarcar parcelas como procesos operativos, logística, calidad del aire e incluso los vehículos conectados para gestión de tráfico.

En fases posteriores del proyecto, mediante los sistemas Transactive Energy, podremos incorporar las ventajas de sistemas novedosos como Blockchain para la integración de los recursos energéticos distribuidos (DER). Como posibles casos de usos en Transactive Energy tenemos ejemplos como compartir la producción renovable excedentaria entre edificios dentro de una misma microgrid, o la posibilidad de recargas itinerantes de vehículos eléctricos. En resumen, la transición energética de la isla pasará por tres fases:

- 1) La primera basada en la planta fotovoltaica con el fin último de que la producción alcance a la demanda energética. Con esto logramos un **“balance energético neutro”** en emisiones. El elemento clave será una fórmula contractual tipo PPA para completar las necesidades diarias y horarias con otras fuentes no emisoras del exterior de la isla.
- 2) En su segunda fase, la capacidad de almacenamiento aprovechará los excedentes horarios de producción para ser utilizados en horas sin sol. Además de lograr la descarbonización, se alcanzará la **“autosuficiencia”**, es decir producir y consumir localmente. Esta fase evolucionará en función de los precios del almacenamiento hasta lograr un nivel razonable de costes y su repercusión sobre kWh almacenado y suministrado.
- 3) En su tercera fase, la isla, además, empleará recursos energéticos distribuidos mediante la participación activa del consumidor, hidrógeno para lograr almacenar energía en periodos superiores al ciclo diario, vehículos abasteciendo a la red y edificios en un ecosistema integrado por plataformas digitales. Todo ello en un sistema **“inteligente”**

CONCLUSIONES

Sostenía el obispo de Hipona, San Agustín, en su libro de las Confesiones, la dificultad de conceptualizar el tiempo con su frase “Si nadie me lo pregunta lo sé, pero si trato de explicárselo a quien me lo pregunta no lo sé” (Isler Soto, 2008)

El título de la tesis comienza con el futuro, concepto que junto a pasado y presente es una de las partes en las que se divide el tiempo. San Agustín defendía la inexistencia de pasado y futuro, por lo que todo se basa en el presente. En el presente podemos traer el pasado con la memoria, y el futuro con la expectación. El problema de anticipar ese futuro es algo complejo y por ello la mayoría de nuestras hipótesis serán erróneas, pues al igual que podemos recordar el pasado, con mayor o menor detalle o interpretación, no podemos hacer lo mismo con el futuro (Hawking, 1988).

El futuro es algo que ocurre en tanto en cuanto dejamos pasar el momento presente, y no nos damos cuenta que la mejor forma de “recordar” el futuro es construyéndolo, incorporando los pilares para que el mismo ocurra, asegurar una línea de fuerzas en una determinada dirección, sin quebrantar los ciclos, las tendencias de manera abrupta, o haciendo que las leyes de la física lleven en una dirección contraria a nuestra profecía de él, o resultado de nuestras acciones.

Las expresiones que comienzan por “en algún lugar” o por “algún día alguien” no reflejan sino la resignación a que sea aquí y ahora por nuestra voluntad las que den comienzo a la construcción de la narración del relato de ese futuro. El tiempo, sus ciclos, serán un testigo necesario a nuestras actuaciones, y todo el problema de la transición energética tiene mucho de cambiar el futuro, romper con lo inevitable. Tiempo y movimiento en este aspecto coinciden y a diferencia de lo que opinaba San Agustín, el movimiento sí existe en el presente.

En este estudio hemos aludido en multitud de ocasiones al movimiento del sol, las estaciones, también recordando el pasado como medida de esperanza hacia lo que tendría que ocurrir en un futuro cercano y lejano. Hemos dado diferentes explicaciones del pasado que no siempre son explicadas por una causa única. Los diferentes efectos o factores de una variación han de ser diseccionados para entender como economía, eficiencia, o clima pueden aportar diferentes

explicaciones a nuestra primera y simplista visión de lo que ha cambiado. En la duración de los cambios está a veces la explicación del tiempo, el paso de un estado de reposo a una alteración del equilibrio de los fenómenos. Entender los ciclos, medir su duración, adivinar los ritmos con los que se mueve a nuestro alrededor serán la clave.

El mundo necesita energía para seguir evolucionando. El foco sobre la demanda energética ha sido la razón de estudio de esta tesis, con vistas a establecer una predicción y recomendaciones para un uso adecuado de la energía, coherente con lo que podemos gastar frente a lo que estamos utilizando. La previsión de la demanda de energía será un elemento clave, el primer elemento, pues condiciona no sólo el volumen de mercado, sino que compromete inversiones en infraestructura necesarias para atenderla.

La demanda de energía seguirá creciendo paralelamente a la evolución de la población, al avance de la economía, medidos por el Producto Interior Bruto, y las nuevas necesidades atendidas. Los escenarios futuros contemplan un importante aumento de la demanda energética motivado por el desarrollo humano de las economías más atrasadas y que necesitan mayor prosperidad. La demanda energética mundial crece a medida que lo hace la economía, pero gracias a la visión aportada en este trabajo, la metodología de descomposición factorial, hemos podido desacoplar el crecimiento relacionado con la economía de otros fenómenos como la eficiencia energética, que compensa el crecimiento exponencial esperado.

Hemos evolucionado desde los primeros momentos basados en el fuego, la máquina de vapor hasta las más recientes tecnologías basados en sol, viento y agua. A futuro no cabe pensar una demanda abastecida por combustibles fósiles pese a su enorme concentración y densidad suponen el despilfarro del reservorio energético almacenado para abastecer las necesidades de unos breves instantes de tiempo. Las fuentes renovables, de nulas emisiones de carbono, provocarán una necesidad de adecuación de la demanda que tendrá que ajustarse a la capacidad existente en cada momento fundamentalmente derivado de las condiciones climatológicas o bien apoyando estas con el almacenamiento. La consolidación de las energías renovables y el fenómeno de la eficiencia energética van a reducir las necesidades futuras en combustibles fósiles. La forma esperada será un aplanamiento futuro de estas a cambio de un crecimiento de la electricidad basada en fuentes de origen renovable.

GLOSARIO

bcm billion cubic metres

billion 10^9 anglosajón y 10^{12} Europa

Biomasa Material orgánico no fósil de origen biológico que constituye una fuente de energía renovable.

Bombeo Producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

CAES Compressed-air energy Storage

Cogeneración Proceso mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica y/o mecánica útil.

Consumo de energía final. energía total consumida por usuarios finales. Excluye la que es utilizada por el sector energético en sí mismo durante el proceso de transformación.

Consumo de energía primaria demanda total de energía de un país. Abarca el consumo del sector de la energía en sí, las pérdidas durante la transformación y la distribución de energía, y el consumo final de los usuarios finales. Excluye los usos de energía para fines no energéticos.

Conversiones para la energía

A:	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
Desde:	Multiplicar por:				
Tj	1	2.388×10^2	2.388×10^{-5}	9.478×10^2	2.778×10^{-1}
Gcal	4.187×10^{-3}	1	1.000×10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.187×10^4	1.000×10^7	1	3.968×10^7	1.163×10^4
MBtu	1.055×10^{-3}	2.520×10^{-1}	2.520×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.600	8.598×10^2	8.598×10^{-5}	3.412×10^3	1

A:	kWh	MWh	GWh	TWh
Desde:	Multiplicar por:			
kWh	1	10^{-3}	10^{-6}	10^{-9}
MWh	10^3	1	0	0
GWh	10^6	10^3	1	0
TWh	10^9	10^6	10^3	1

DER Distributed Energy Resources. Recursos energéticos distribuidos, éstos incluyen las energías renovables de pequeña y mediana escala, los sistemas de almacenamiento y el vehículo eléctrico

DMS Distribution Management Systems

DSO Distribution System Operator

EMS Energy management system

ESCO Empresa de servicios energéticos

Energías renovables Son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen hidráulica, hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biogás, biomasa, hidráulica marina, geotérmica y residuos renovables.

Energías no renovables Aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados. Incluyen turbinación bombeo, nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado, cogeneración y residuos no renovables.

Europe (from 1990) Albania, Austria, Belarus, Belgium, Bosnia and Herzegovina, Bulgaria, Croatia, the Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, the Former Yugoslav Republic of Macedonia, France, Germany, Gibraltar, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Kosovo⁵, Latvia⁶, Lithuania, Luxembourg, Malta, the Republic of Moldova (Moldova), Montenegro, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, the Russian Federation, Serbia⁷, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Ukraine, the United Kingdom.

EV Electric vehicle o vehículo eléctrico

Giga 10^9 vatios, 10^6 kilovatios, 10^3 Megavatios

GW Gigawat o gigavatio

GWh gigawatt hour o gigavatio hora, unidad de energía que representa mil millones horas vatios y equivale a un millón de kilovatios hora.

Intensidad energética Mide el consumo de energía de una economía y su eficiencia energética. Es la relación entre el consumo interno bruto de energía y el producto interno bruto (PIB a precios constantes para evitar el impacto de la inflación). Su unidad es Toneladas por €

kWh kilowatt hour o kilovatio hora, unidad de energía

LCOE Levelized Cost of Energy o Coste Nivelado de Energía. Se trata de un método para hacer comparable el coste energético, kilowatt-hora que produce cualquier tipo de sistema de generación de electricidad

Mt million tonnes o millones de toneladas

OECD/OCDE Australia, Austria, Belgium, Canada, Chile, the Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Israel⁴, Italy, Japan,

Korea, Latvia, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, New Zealand, Norway, Poland, Portugal, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom, the United States.

Potencia instalada Capacidad de energía que puede alcanzar una unidad de producción en condiciones ideales.

Producible hidráulico Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

PPM Parts per million o Partes por millón

PPP Purchasing power parity o poder de paridad de compra

PMU Phasor measurement unit, (sistemas sincrofasores IEEE C37-118) proporcionando medida en tiempo real del estado del sistema de potencia.

Solar fotovoltaica Luz solar convertida en electricidad mediante el uso de células solares, generalmente de material semiconductor que, expuesto a la luz, genera electricidad.

Solar térmica Calor producido por la radiación solar que puede aprovecharse para la producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica.

TIC Tecnologías de la información y la comunicación

TSO Transmission system operator

TOE, TEP Tonnes of oil equivalent. Por convención, es el equivalente a la cantidad aproximada de energía que se puede extraer de una tonelada de petróleo crudo (1 t diesel = 1,01 toe, 1 m³ diesel = 0,98 toe, 1 t petrol = 1,05 toe, 1 m³ petrol = 0,86 toe, 1 t biodiesel = 0,86 toe, 1 m³ biodiesel = 0,78 toe, 1 t bioethanol = 0,64 toe, 1 m³ bioethanol = 0,51 toe) Es una unidad estandarizada, a la que se le asigna un valor calorífico neto de 41.868 kilojulios / kg y puede usarse para comparar la energía de diferentes fuentes.

VPP Virtual power plant

Unidades:

- kJ - kilojulio ($1 \text{ julio} \times 10^3$)
- MJ - megajulio ($1 \text{ julio} \times 10^6$)
- GJ - gigajulio ($1 \text{ julio} \times 10^9$)
- TJ - terajulio ($1 \text{ julio} \times 10^{12}$)
- PJ - petajulio ($1 \text{ julio} \times 10^{15}$)
- EJ - exajulio ($1 \text{ julio} \times 10^{18}$)
- kWh – kilovatio hora ($1 \text{ vatio hora} \times 10^3$) = 3,6 MJ
- MWh – megavatio hora ($1 \text{ vatio hora} \times 10^6$)
- GWh – gigavatio hora ($1 \text{ vatio hora} \times 10^9$)
- TWh – teravatio hora ($1 \text{ vatio hora} \times 10^{12}$)
- MtCO₂ - (1 ton de CO₂ x 10⁶)
- GtCO₂ - (1 ton de CO₂ x 10⁹)

Recursos energéticos distribuidos (véase DER)

trillion 10^{12} anglosajón y 10^{18} Europa

LISTA DE FIGURAS

<i>Número</i>	<i>Página</i>
Figura 1 HDI & energy consumption (BP 2019, UN 2018).....	16
Figura 2: GDP & GDP per capita (20 largest Countries) 2019.....	17
Figura 3: Gross World Product, 1990-2019 (Trill \$ 2018, PPP).....	18
Figura 4: Projection for disaster, 1972 The Limits to Growth	19
Figura 5 World population 1950-2100 (United Nations 2019).....	20
Figura 6: Ecological footprint per capita 1960-2016.....	20
Figura 7: Ecological footprint & Human Development Index	21
Figura 8: Ecological footprint main components.....	22
Figura 9 Algebraic identity, square of a binomial $(a+b)^2$	24
Figura 10: CO ₂ Atmospheric concentration vs interglacial average	25
Figura 11: Atmospheric CO ₂ concentration Spain.....	26
Figura 12: GHG emissions by gas (IPCC 2014, WG3 based on global emissions from 2010)	27
Figura 13 Anthropogenic GHG Emissions by Gas 1970 – 2010	28
Figura 14: CO ₂ emissions by sector (2016).....	29
Figura 15 Global CO ₂ emissions from fossil fuel burning	30
Figura 16: CO ₂ emissions from fossil fuel burning vs GDP ppp.....	31

Figura 17: Emissions from OCDE vs no OCDE 1950-2018	32
Figura 18: CO ₂ emissions top 10 countries fossil fuel burning (2018)	32
Figura 19 China vs US emissions	33
Figura 20: Correlation Emissions (Mill tons CO ₂) vs Population and GDP, absolute and value per person (\$ 2018)	34
Figura 21: Hubbert 1956 vs real crude-oil production (EIA)	35
Figura 22 Storyline vs price oil evolution (\$ 2018 & money of the day).....	36
Figura 23: CO ₂ & average global temperature, 1900-2018	37
Figura 24: CO ₂ (ppm) vs global temperature (°C).....	38
Figura 25: Average temperature & 10 hottest years (1900- 2018).....	39
Figura 26: Arctic Sea Ice Extent, 1979-2018.....	40
Figura 27: September & annual average Arctic ice extent, 1990-2018	41
Figura 28 Gross Domestic Product, Population and variation in 5 Largest Economies (50% 2019e) & Spain.....	43
Figura 29: The World's 100 largest public companies (B\$ 2019).....	44
Figura 30: Primary Energy (Mtoe), GDP(€2015) x cápita &Elasticity	45
Figura 31: EUROSTAT GDP per capita at euro current market prices, 2007 and 2017 (EU28=100)	46
Figura 32: Kaya identity, main figures (1990-2017).....	47
Figura 33: 1990-2017 Main variables variations Spain.....	48

Figura 34 Kaya Identity & decarbonisation challenges	50
Figura 35: 1990-2017 Main factors variations	51
Figura 36: Primary energy per cápita (toe/hab)	52
Figura 37: GDP/P (2015€ per cápita)	53
Figura 38: Primary energy Intensity (Mtoe/€2015).....	54
Figura 39: Carbon energy intensity (t CO ₂ /Mtoe)	55
Figura 40: Evolution of Kaya Identity & compared emissions.	56
Figura 41 GHG & carbon energy emission per capita (tCO ₂ /hab)	57
Figura 42: Laspeyres & Logarithmic Mean Divisia Index	62
Figura 43: Laspeyres decomposition 1990-2015.....	63
Figura 44 Demand decomposition index (1990=1).....	63
Figura 45: Factorial decomposition pre & post crisis (2005)	64
Figura 46: Value added, gross (billion € 2015 prices)	65
Figura 47: Energy Demand (Industry, Services, Agric & For.)	66
Figura 48 Fourth Industrial Revolution. World Economic Forum	67
Figura 49: Light technologies, life and savings (Westinghouse, 2019)	68
Figura 50 Top 20 largest companies by market value (B\$ 2019).....	69
Figura 51 Primary Energy Supply by Source. (2018 World in Mtep)	70

Figura 52 Primary energy consumption per inhabitant (1900-2200)	71
Figura 53 Disruptive trends towards electrification demand	72
Figura 54 World Electricity Generation. (2017 World in TWh)	73
Figura 55 Electricity generation share by country& Source, 2018 (%)	74
Figura 56 Structure of energy demand disaggregation	78
Figura 57 UN population scenario 2015-2030.....	79
Figura 58 GDP scenario 2015-2030	80
Figura 59 Final energy demand Mtep (center 1990, 2015 exterior)	81
Figura 60: Index forecast and descomposition demand 2015-2030	83
Figura 61 Procedure to obtain the energy demand forecast	84
Figura 62 Final Energy Demand Forecast.....	85
Figura 63: Kaya identity, key elements (1990-2030).....	86
Figura 64: Kaya identity, main factors (1990-2030)	87
Figura 65 Final Demand, GDP (M€ 2015) & Final Intensity	88
Figura 66 Electrification degree and peninsular demand forecast	89
Figura 67: Direct electrification results by scenario (Eurelectric Decarbonisation Pathways 2018)	89
Figura 68 Spanish demand, trend and exponential smoothing (25 years to date).....	92
Figura 69 Conceptual framework of a forecasting system.....	93

Figura 70 Spanish peninsular demand (2010-2018)	94
Figura 71 Historic demand & seasonality	96
Figura 72: Trend, forecast and 2018 demand comparison.....	98
Figura 73 Demand forecast 2019 using 3 vs 10 years.....	99
Figura 74 Demand Forecast 2019-2030	100
Figura 75 Forecast Models Demand GWh 1990-2030 ($\alpha = 0,8$, $\delta = 0,1$ y $\gamma = 0,2$).....	101
Figura 76 Electric peninsular demand, (Spain 2007-2016) vs average air temperature	103
Figura 77 SPAHOUSEC. Analysis of the Energy Consumption in the Spanish Households.....	104
Figura 78 HDD vs CDD days in Spain (1990-2016).....	105
Figura 79 HDD y CDD vs air temperature (5 years)	106
Figura 80 Summary energy consumption & clima.....	108
Figura 81 Solar radiation monitoring by latitude (Oregon Lab.2007)	110
Figura 82 Fotovoltaics utility cost (\$/W)	112
Figura 83 Best PV module efficiencies (NREL 2018).....	113
Figura 84 Worldwide Solar Photovoltaics installations (MW)	113
Figura 85 Solar Photovoltaics Top10 countries (MW & % share).....	114
Figura 86 World Annual SPV Generated Electricity (MWh).....	114

Figura 87 Share of renewable energy in gross final energy consumption (%) & Share of renewable energy in electricity (%).....	115
Figura 88: PV energy output (kWh) & in-plane irradiation (kWh/m ²) PVGIS-CMSAF DB (LAT 37.429, LON -6.004)	116
Figura 89 Solar Production vs Global Irradiation (2007-2018)	119
Figura 90 Production vs solar radiation by month (2013-2016).....	119
Figura 91 Fotovoltaics Energy Forecast (2019-2030).....	120
Figura 92 2018 Wind power installations 2018 by country, number of turbines and average power rating (Wind Europe).....	122
Figura 93 Turbine evolution, power (MW) & rotor diameter (m).....	122
Figura 94 Total installed costs of onshore wind projects and global weighted average, 1990-2018 (\$/W)	123
Figura 95 Worldwide Wind Power Plants installations (MW)	123
Figura 96 Worldwide Wind installations and Top10 countries (MW &% share)	124
Figura 97 World Annual Wind Generated Electricity (MWh).....	124
Figura 98 Wind power vs speed & power capacity (1990-2018).....	126
Figura 99 Wind speed (m/s) & wind power generation (TWh).....	127
Figura 100 Wind, rain & sun observations	129
Figura 101 Comparison of different forecast applied to sun irradiation (W/m ²).	135
Figura 102 Wind, rain & sun forecast & error	136

Figura 103 Clean Energy Investments (BNEF 2019, bn\$).....	137
Figura 104 IRENA Cost & Auction Database (GWEC, WindEurope Make Consulting & Solar Power, 2017).....	138
Figura 105 Renewable installed capacity by technology 2018 vs 2030.....	141
Figura 106 Wind, solar and hydro energy by zone.....	142
Figura 107 Energy Transition Model (ETM v.2019).....	145
Figura 108 Forecast Closure Plants.....	147
Figura 109 Thermal production, hours & capacity factor	148
Figura 110% decarbonisation & renewables	149
Figura 111 Energy Balance forecast (1990-2030).....	152
Figura 112 Thermal production (GWh) vs demand (1990-2030).....	153
Figura 113 CO ₂ free production (GWh) vs demand (1990-2030)	154
Figura 114 Evolution mix and technologies. Solar Irradiance Impact.....	156
Figura 115 Storage Technologies Power vs Time and applications.....	161
Figura 116 Lithium-ion battery price survey (BNEF 2018 in 2018\$) & learning rate (% vs Y-1).....	165
Figura 117 Spanish greenhouse gas emissions.% & index.....	166
Figura 118 Rush to Work, time travel (mins) vs distance(km)	168
Figura 119 Technology shares in the European Union car market, 2010-30 (Simulation based on IEA analysis 2019).....	169

Figura 120 Battery Capacity by year (2011 - 2018).....	170
Figura 121 Electric range of selected models (model, km) by year.....	171
Figura 122 Time to sell a million EVs (BNEF)	171
Figura 123 Electric Market share (BEV and PHEV 2018)	172
Figura 124 New policies & EV30@30 scenarios (IEA, 2019a).....	172
Figura 125 Electricity & Individual Internet acces (% population Wolrd & Spain) 1990-2018.....	173
Figura 126 Internet access of households, 2011 and 2018 (% of all households), Eurostats	174
Figura 127 Global internet traffic (EB Exabyte= 10 ¹⁸ bytes) Cisco 2018	175
Figura 128 Digital Strategy Focus.....	178
Figura 129 Individuals who used a portable computer or a handheld device (% of individuals aged 16 to 74), Eurostats	180
Figura 130 Frequency of internet use, 2018 (% of individuals aged 16 to 74), Eurostats	180
Figura 131 Annual consumption TWh/EB (Exabyte).....	183
Figura 132 Electric Energy consumption for digitalisation. Worldwide.....	184
Figura 133 Historical river flow	185
Figura 134 Energy trilema challenge.....	186
Figura 135 Energy in Cities. The new path to Sustainability.....	187
Figura 136 Cartuja Island ecosystem	190

Figura 137 Cartuja Industrial Plan.....	191
Figura 138 Cartuja Smart City “Director Plan”	192
Figura 139 Seasonal load factor for European cities (%).	197
Figura 140 Annual demand by customer size	198
Figura 141 Daily load (winter & summer) vs annual peak load (MW).....	199
Figura 142 Rational for self-consumption + storage.....	200
Figura 143 Flowchart Evolution to renewables.....	201
Figura 144 Surface available for FV generation (30MWp).....	202
Figura 145 “Scenario base” energy balance with solar PV (30 MW).....	204
Figura 146 Daily profile & excedent PV production.....	205
Figura 147 Seasonal Daily profile (demand & PV production)	206
Figura 148 Seasonal Daily profile (demand, PV production & storage).....	208
Figura 149 “Scenario efficient” with 35% EE+ solar PV + Storage	209
Figura 150 Cartuja electric demand (GWh) &% max power.....	213
Figura 151 Cartuja Island hourly load values (MW) & Labor Day (average & max week). Endesa Database 2018	214
Figura 152 Labor Day load by hours and weeks	215
Figura 153 Monotone 3 substations (H/M/L).....	216
Figura 154 Towards a flexible model (European Comission)	219

Figura 155 Smart vs Dumb Charging (business & residential profile)	220
Figura 156 Cumulated sales EVs Spain -% share (3 scenarios)	222
Figura 157 Charging infrastructure time (km/hour).....	223
Figura 158 Publicly accessible charger (slow & fast) by country	224
Figura 159% Mobility modal use (Seville, Cartuja)	225
Figura 160 Cities with the shortest and longest average journey times to work, 2011 urb_ctrans Eurostat.....	226
Figura 161 Spain vs Europe Service Index (2000=1)	229
Figura 162 Energy & Electricity consumption per employee & Intensity in services (with climatic & PPA corrections).....	230
Figura 163 Power and Energy share by customer size.....	233
Figura 164 Flowchart Evolution to efficiency buildings.....	234
Figura 165 UNE 178104:2017 Layers	243
Figura 166 Transactive Energy	248

LISTA DE TABLAS

<i>Número</i>	<i>Página</i>
Tabla 1: Highest temperatures ever recorded 2010-2019	41
Tabla 2 20 Largest Economies, 2018 International Monetary Fund	42
Tabla 3 Growth top 5 economies vs Spain (\$ 2018 PPP)	43
Tabla 4: Intensidad Energética (alternativas de presentación)	53
Tabla 5 Laspeyres and LMDI factorial decomposition.....	61
Tabla 6 Electricity demand forecasting models	75
Tabla 7 Sectors of activity considered for energy demand disaggregation	77
Tabla 8 GDP growth, lineal and exponential models	80
Tabla 9 Training the Holt-Winters model (error < - 0,33%)	97
Tabla 10 109 spanish cities based on clima	107
Tabla 11 Climate Index formulation.....	109
Tabla 12 PV capacity installed and energy 2018 in peninsular electrical system by region. CNMC 2018.....	117
Tabla 13 Wind capacity installed by region. CNMC 2018.....	125
Tabla 14 Hydro capacity installed by region. CNMC 2018.....	125
Tabla 15 Climate and Energy EU goals (in grey mandatory).....	140
Tabla 16 PNIEC Power installed capacity 2015-2030.....	140

Tabla 17 Key elements of Energy Transition Model.....	144
Tabla 18 Power Capacity 1990 – 2050 (MW &% MIX).....	146
Tabla 19 Base case 1990 – 2030 (GWh &%).....	149
Tabla 20 average hours 2020 – 2050 (GWh &%).....	150
Tabla 21 Technologies vs Emissions ((tCO ₂ /kWh & MilltCO ₂)	151
Tabla 22 Fuel Prices 2030	152
Tabla 23 Nuclear substitution (average 2010-2018).....	155
Tabla 24 Electrical Energy Storage Systems (ESS) Classification	160
Tabla 25 Storage variable definitions	162
Tabla 26 Mechanical & Chemical energy storage systems benchmark best & worst case, SBC 2013, KPMG 2016, IRENA 2017	164
Tabla 27% GHG vs Energy Uses & Total, Reference Scenario 2016	167
Tabla 28: Key questions	188
Tabla 29 Cartuja Smart Energy ítems	193
Tabla 30 DER compared with the existing power plants.....	196
Tabla 31 Cartuja surface for FV power plants.....	203
Tabla 32 Storage technology 2016 vs 2030.....	207
Tabla 33 Clients & Power by feeder & MV/LV transformer.....	211
Tabla 34 Clients & Energy by feeder & MV/LV transformer	212

Tabla 35 2017 Cartuja electric system summary	213
Tabla 36 Smart grid compared with the existing grid.....	217
Tabla 37 Smart Grid evolution roadmap	218
Tabla 38 Infrastructure recharge target	225
Tabla 39 Cartuja Smart Transportation items.....	227
Tabla 40 Inventory of Central Government Buildings (art. 5 Directive EU 2012/27)	231
Tabla 41 Energy Performance Classes - EN 15232.....	235
Tabla 42 BAC efficiency factors thermal for non-residential buildings (EN 15232 defined).....	236
Tabla 43 Smart Readiness Indicator (SRI) example.....	237
Tabla 44 Cartuja Smart Building items	238
Tabla 45 Smart City Cases (Brussels, Oslo, Manchester).....	241
Tabla 46 Evolution of wireless technologies.....	245
Tabla 47 Cartuja Smart Infrastructure items	250
Tabla 48 Distributed generation tools	252

BIBLIOGRAFÍA

- AEMet. (2012). Guía Resumida del Clima en España (1981-2010). *Agencia Estatal de Meteorología*.
<https://doi.org/http://hdl.handle.net/20.500.11765/411>
- Agrawal, R. K. R. A. K., Adhikari, R., & Agrawal, R. K. R. A. K. (2013). An Introductory Study on Time Series Modeling and Forecasting Ratnadip Adhikari R. K. Agrawal. *ArXiv Preprint ArXiv:1302.6613*.
- Alfares, H. K., & Nazeeruddin, M. (2002). Electric load forecasting: Literature survey and classification of methods. *International Journal of Systems Science*.
<https://doi.org/10.1080/00207720110067421>
- Almehaie, E., & Soltan, H. (2011). A methodology for Electric Power Load Forecasting. *Alexandria Engineering Journal*. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2011.01.015>
- Amorim, F., Vasconcelos, J., Abreu, I. C., Silva, P. P., & Martins, V. (2013). How much room for a competitive electricity generation market in Portugal? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.010>
- Andersen, F. M., Larsen, H. V., & Boomsma, T. K. (2013). Long-term forecasting of hourly electricity load: Identification of consumption profiles and segmentation of customers. *Energy Conversion and Management*. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.01.018>
- Andrae, A., & Edler, T. (2015). On Global Electricity Usage of Communication Technology: Trends to 2030. *Challenges*, 6(1), 117–157. <https://doi.org/10.3390/challe6010117>
- Andres, R. J., Fielding, D. J., Marland, G., Boden, T. A., Kumar, N., & Kearney, A. T. (1999). Carbon dioxide emissions from fossil-fuel use, 1751-1950. *Tellus, Series B: Chemical and Physical Meteorology*. <https://doi.org/10.1034/j.1600-0889.1999.t01-3-00002.x>
- Ang, B. W. (2015). LMDI decomposition approach: A guide for implementation. *Energy Policy*.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.007>

- Ang, B. W., & Zhang, F. Q. (2000). A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies. *Energy*. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(00\)00039-6](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00039-6)
- Arbib, J., & Seba, T. (2017). Rethinking Transportation 2020-2030: The Disruption of Transportation and the Collapse of the Internal-Combustion Vehicle and Oil Industries. *RethinkX Sector Disruption Report*. <https://doi.org/https://www.rethinkx.com/transportation>
- Astruc, D., & Ruiz, J. (2011). Organo-iron mediated synthesis of functional dendrimers with 1 → 3 connectivity. *Journal of Organometallic Chemistry*, 696(17), 2864–2869. <https://doi.org/10.1016/j.jorganchem.2011.03.011>
- Bahramirad, S., Khodaei, A., Svachula, J., & Agüero, J. R. (2015). Building Resilient Integrated Grids: One neighborhood at a time. *IEEE Electrification Magazine*. <https://doi.org/10.1109/MELE.2014.2380051>
- Berger, A. (1988). Milankovitch Theory and climate. *Reviews of Geophysics*, Vol. 26, pp. 624–657. <https://doi.org/10.1029/RG026i004p00624>
- Bertoldi, P., & Boza-Kiss, B. (2017). Analysis of barriers and drivers for the development of the ESCO markets in Europe. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.023>
- Bloomberg NEF. (2018). Clean Energy Investment Trends 2017. In *Bloomberg*. <https://doi.org/10.1159/000229005>
- BP Energy Economics. (2018). BP Energy Outlook 2018. In *2018 BP Energy Outlook*. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/342/1/012091>
- Bunnoon, P., Chalermyanont, K., & Limsakul, C. (2012). Mid-term load forecasting: Level suitability of wavelet and neural network based on factor selection. *Energy Procedia*. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.955>
- Capros, P., De Vita, A., Tasios, N., Siskos, P., Kannavou, M., Petropoulos, A., ... Kesting, M. (2016). EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG emissions trends to

2050. In *European Commission*. <https://doi.org/10.2833/9127>

Cavalieri, D., Parkinson, C., Gloersen, P., & Zwally, H. J. (1996). Sea ice concentrations from Nimbus-7 SMMR and DMSP SSM/I passive microwave data. *Sea Ice Concentrations From Nimbus7 SMMR and DMSP SSMI Passive Microwave Data*. <https://doi.org/10.5067/8GQ8LZQVL0VL>

Chandran Govindaraju, V. G. R., & Tang, C. F. (2013). The dynamic links between CO₂ emissions, economic growth and coal consumption in China and India. *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.042>

Chatfield, C. (2006). The Holt-Winters Forecasting Procedure. *Applied Statistics*. <https://doi.org/10.2307/2347162>

Chetty, R., & Hendren, N. (2018). The Impacts of Neighborhoods on Intergenerational Mobility I: Childhood Exposure Effects*. *The Quarterly Journal of Economics*. <https://doi.org/10.1093/qje/qjy007>

Christidis, K., & Devetsikiotis, M. (2016). Blockchains and Smart Contracts for the Internet of Things. *IEEE Access*. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2016.2566339>

Commission of the European Communities. (2013). Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050. Retrieved from e-Highway2050 website: <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

De Felice, M., Alessandri, A., & Catalano, F. (2015). Seasonal climate forecasts for medium-term electricity demand forecasting. *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.030>

Dinda, S. (2004). Environmental Kuznets Curve hypothesis: A survey. *Ecological Economics*. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2004.02.011>

Dryar, H. A. (1944). The Effect of Weather on the System Load. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*. <https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1944.5058843>

- Dudek, G. (2015). Pattern similarity-based methods for short-term load forecasting - Part 2: Models. *Applied Soft Computing*. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2015.07.035>
- EC. (2016). 2020 Climate & Energy Package.
- Edwards, R., Hass, H., Larivé, J.-F., Lonza, L., Mass, H., Rickeard, D., ... Weindorf, W. (2013). Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context WELL-TO-TANK (WTT) Report. Version 4. *Joint Research Center of the EU (JRC): Ispra, Italy*. <https://doi.org/10.2790/95629>
- El-Telbany, M., & El-Karmi, F. (2008). Short-term forecasting of Jordanian electricity demand using particle swarm optimization. *Electric Power Systems Research*. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2007.03.011>
- Etheridge, D. M., Steele, L. P., Langenfelds, R. L., Francey, R. J., Barnola, J. M., & Morgan, V. I. (1996). Natural and anthropogenic changes in atmospheric CO₂ over the last 1000 years from air in Antarctic ice and firn. *Journal of Geophysical Research-Atmospheres*. <https://doi.org/10.1029/95JD03410>
- Europe. (2011). Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050. *Production*.
- European Commission. (2014). A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. In *Policy Framework*. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- European Commission. (2018). Clean Energy For All Europeans Communication. *Website*.
- European Environment Agency. (2017). Air quality in Europe — 2017 report. In *EEA Technical Report*. <https://doi.org/10.2800/22775>
- Farhangi, H. (2010). The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*. <https://doi.org/10.1109/MPE.2009.934876>
- Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., & Sauer, D. (2012). Technology Overview on Electricity

- Storage. *Smart Energy for Europe* <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.5191.5925>
- Gabel, M., & Walker, J. (2006, September). The anticipatory leader: Buckminster Fuller's principles for making the world work. *Futurist*, Vol. 40, pp. 39–44.
- Gano, G. (2015). Starting with Universe: Buckminster Fuller's Design Science Now. *Futures*, 70, 56–64. <https://doi.org/10.1016/j.futures.2014.12.011>
- Gassmann, O., Enkel, E., & Chesbrough, H. (2010). The future of open innovation. *R and D Management*. <https://doi.org/10.1111/j.1467-9310.2010.00605.x>
- Gelaro, R., McCarty, W., Suárez, M. J., Todling, R., Molod, A., Takacs, L., ... Zhao, B. (2017). The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2). *Journal of Climate*. <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>
- GISTEMP Team. (2016). GISS Surface Temperature Analysis (GISTEMP). <https://doi.org/10.1029/2010RG000345>
- Global Footpring Network. (2014). World Footprint.
- Grabher, G. (2004). Temporary architectures of learning: Knowledge governance in project ecologies. *Organization Studies*. <https://doi.org/10.1177/0170840604047996>
- Gupta, A., & Jha, R. K. (2015). A Survey of 5G Network: Architecture and Emerging Technologies. *IEEE Access*. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2461602>
- Hady Soliman, S. A., & Al-Kandari, A. M. (2010). Electrical Load Forecasting. In *Electrical Load Forecasting*. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-60996-X>
- Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., & Marnay, C. (2007). Microgrids. *IEEE Power and Energy Magazine*. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2007.376583>
- Hawking, S. (1988). A Brief History of Time: From the Big Bang to Black Holes. In *Structure*. <https://doi.org/EB E HAWK/B>

- Hayes, B. (2012). Computation and the human predicament. *American Scientist*.
<https://doi.org/10.1511/2012.96.186>
- Heffron, R. J., McCauley, D., & Sovacool, B. K. (2015). Resolving society's energy trilemma through the Energy Justice Metric. *Energy Policy*.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.08.033>
- Hubbert, M. K. (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. *Drilling and Production Practice*.
- Hwang, I., Kim, S., Kim, Y., & Seah, C. E. (2010). A survey of fault detection, isolation, and reconfiguration methods. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*.
<https://doi.org/10.1109/TCST.2009.2026285>
- IDAE. (2015). Energy Efficiency Trends and Policies in Spain. In *National Report for the ODYSSEE-MURE Project Planning and Studies Department*.
- IDAE, & Ministerio de Industria, E. y T. (2011). Análisis del consumo energético del sector residencial en España. *PROYECTO SECH-SPAHOUSEC Proyecto SECH-SPAHOUSEC*.
- IEA. (2016). CO₂ Emissions From Fuel Combustion. *International Energy Agency*.
https://doi.org/10.1787/co2_fuel-2016-en
- INE. (2016). Proyecciones de Población 2016-2066. *Notas de Prensa*. <https://doi.org/5/2/2014> consulta
- International Energy Agency. (2017). Global EV Outlook 2018: Towards cross-modal electrification. *Global EV Outlook*. <https://doi.org/10.1787/9789264278882-en>
- IPCC. (2014). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. In *Ipcc*.
- Isler Soto, C. (2008). El tiempo en las confesiones de San Agustín. *Revista de Humanidades*.

- Jacob, D., Petersen, J., Eggert, B., Alias, A., Christensen, O. B., Bouwer, L. M., ... Yiou, P. (2014). EURO-CORDEX: New high-resolution climate change projections for European impact research. *Regional Environmental Change*. <https://doi.org/10.1007/s10113-013-0499-2>
- Kampa, M., & Castanas, E. (2008). Human health effects of air pollution. *Environmental Pollution*. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2007.06.012>
- Kapsalaki, M., Leal, V., & Santamouris, M. (2012). A methodology for economic efficient design of Net Zero Energy Buildings. *Energy and Buildings*. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.10.022>
- Kaya, Y. (1997). Japanese strategy for mitigating global warming. *Energy Conversion and Management*. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(96\)00239-7](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00239-7)
- Keeling, C. D., Bacastow, R. B., Bainbridge, A. E., Ekdahl Jr., C. . A., Guenther, P. R., Waterman, L. S., & Chin, J. F. S. (1976). Atmospheric carbon dioxide variations at Mauna Loa Observatory, Hawaii. *Tellus A*. <https://doi.org/10.3402/tellusa.v28i6.11322>
- Kok, K., & Widergren, S. (2016). A Society of Devices: Integrating Intelligent Distributed Resources with Transactive Energy. *IEEE Power and Energy Magazine*. <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2524962>
- Kolokotsa, D., Rovas, D., Kosmatopoulos, E., & Kalaitzakis, K. (2011). A roadmap towards intelligent net zero- and positive-energy buildings. *Solar Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.09.001>
- Kurzweil, R. (2005). The Singularity Is Near: When Humans Transcend Biology. *Book*. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2005.12.002>
- Lei, Y., Jia, F., Lin, J., Xing, S., & Ding, S. X. (2016). An Intelligent Fault Diagnosis Method Using Unsupervised Feature Learning Towards Mechanical Big Data. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. <https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2519325>

- Liu, Z. ;, Wu, Q. ;, Huang, S. ;, Zhao, H., Liu, Z., Wu, Q., ... Huang, S. (2017). Transactive Energy A Review of State of The Art and Implementation Transactive Energy: A Review of State of The Art and Implementation. *PowerTech 2017*.
- López-Peña, Á., Pérez-Arriaga, I., & Linares, P. (2012). Renewables vs. energy efficiency: The cost of carbon emissions reduction in Spain. *Energy Policy*.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.006>
- Lovins, A. A. B. (2004). Energy efficiency, taxonomic overview. *Encyclopedia of Energy*.
<https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00167-4>
- Lovins, A. B. (1990). The negawatt revolution. *Across the Board*.
- Luke, T. W. (2010). Ephemeralization as environmentalism: Rereading R. Buckminster fuller's Operating Manual for spaceship earth. *Organization and Environment*.
<https://doi.org/10.1177/1086026610381582>
- Lynn, P. A. (2010). Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics. In *Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics*. <https://doi.org/10.1002/9780470710111>
- Manfren, M., Caputo, P., & Costa, G. (2011). Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: Methods and models. *Applied Energy*.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.10.018>
- MARCHENA GÓMEZ, Manuel Jesús; PABLO-ROMERO GIL-DELGADO, M. del P. (1992). La Exposición Universal de Sevilla en 1992: Consecuencias de Orden Territorial. *Tribuna Científica*.
- Masters, J. (2015). Record Ocean Temperatures Threaten Hawaii's Coral Reefs.
- McGinnis, R., Meadows, D. H., Meadows, D. L., Randers, J., & Behren, W. W. (1973). The Limits to Growth: A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. *Demography*. <https://doi.org/10.2307/2060820>

- Michalena, E., & Hills, J. M. (2012). Renewable energy issues and implementation of European energy policy: The missing generation? *Energy Policy*.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.021>
- Moreau, V., & Vuille, F. (2018). Decoupling energy use and economic growth: Counter evidence from structural effects and embodied energy in trade. *Applied Energy*.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.044>
- Moreno-Munoz, A., Bellido-Outeirino, F. J., Siano, P., & Gomez-Nieto, M. A. (2016). Mobile social media for smart grids customer engagement: Emerging trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.077>
- Murphy, A., Ponciano, J., Hensen, S., & Tourlayai, H. (2019). GLOBAL 2000 The World's Largest Public Companies. Retrieved from Forbes website:
<https://www.forbes.com/global2000/#4d5684c5335d>
- Nations, U. (2015). Paris Agreement. *21st Conference of the Parties*.
<https://doi.org/FCCC/CP/2015/L.9>
- Nemet, G. F. (2006). Behind the learning curve: Quantifying the sources of cost reductions in photovoltaics. *Report University of California*.
- NOAA. (2017). <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/>.
- Notz, D., & Stroeve, J. (2016). Observed Arctic sea-ice loss directly follows anthropogenic CO₂ emission. *Science*. <https://doi.org/10.1126/science.aag2345>
- Palomo-Navarro, Á., & Navío-Marco, J. (2017). Smart city networks' governance: The Spanish smart city network case study. *Telecommunications Policy*.
<https://doi.org/10.1016/j.telpol.2017.10.002>
- Parkinson, C. L., Cavalieri, D. J., Gloersen, P., Zwally, H. J., & Comiso, J. C. (1999). Arctic sea ice extents, areas, and trends, 1978-1996. *Journal of Geophysical Research: Oceans*.
<https://doi.org/10.1029/1999JC900082>

- Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO. , European Council § (2009).
- Parsons, J., Buongiorno, J., Corradini, M., & Petti, D. (2019). A fresh look at nuclear energy. *Science*. <https://doi.org/10.1126/science.aaw5304>
- Perez, R., & Perez, M. (2009). A Fundamental Look At Energy Reserves For The Planet. *The International Energy Agency SHC Programme Solar Update*. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.02.007>
- Pessanha, J. F. M., & Leon, N. (2013). Uma metodologia para previsão de longo-prazo do consumo de energia elétrica na classe residencial. *II Seminário de Metodologias Do IBGE*.
- Phuangpornpitak, N., Prommee, W., Tia, S., & Phuangpornpitak, W. (2010). A Study of Particle Swarm Technique for Renewable Energy Power Systems. *Proceedings of the International Conference on Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies (ESD 2010)*. <https://doi.org/10.1109/ESD.2010.5598791>
- Raaschou-Nielsen, O., Andersen, Z. J., Beelen, R., Samoli, E., Stafoggia, M., Weinmayr, G., ... Hoek, G. (2013). Air pollution and lung cancer incidence in 17 European cohorts: Prospective analyses from the European Study of Cohorts for Air Pollution Effects (ESCAPE). *The Lancet Oncology*. [https://doi.org/10.1016/S1470-2045\(13\)70279-1](https://doi.org/10.1016/S1470-2045(13)70279-1)
- Raza, M. Q., & Khosravi, A. (2015). A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.065>
- Sagar, A. D., & Najam, A. (1998). The human development index: A critical review. *Ecological Economics*. [https://doi.org/10.1016/S0921-8009\(97\)00168-7](https://doi.org/10.1016/S0921-8009(97)00168-7)
- Schnase, J. L., Duffy, D. Q., Tamkin, G. S., Nadeau, D., Thompson, J. H., Grieg, C. M., ... Webster, W. P. (2017). MERRA Analytic Services: Meeting the Big Data challenges of climate science through cloud-enabled Climate Analytics-as-a-Service. *Computers*,

- Environment and Urban Systems*. <https://doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2013.12.003>
- Schulz, T. F., Kypreos, S., Barreto, L., & Wokaun, A. (2008). Intermediate steps towards the 2000 W society in Switzerland: An energy-economic scenario analysis. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.12.006>
- Schwab, K. (World E. F. (2016). The Fourth Industrial Revolution. In *VINT research report*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Shao, Z., Gao, F., Zhang, Q., & Yang, S. L. (2015). Multivariate statistical and similarity measure based semiparametric modeling of the probability distribution: A novel approach to the case study of mid-long term electricity consumption forecasting in China. *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.037>
- Shenk, D. (1998). Data Smog: Surviving the Information Glut. In *New York Times on the Web*. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1520-6386\(199724\)8:4<89::AID-CIR19>3.3.CO;2-#](https://doi.org/10.1002/(SICI)1520-6386(199724)8:4<89::AID-CIR19>3.3.CO;2-#)
- Shockley, W., & Queisser, H. J. (1961). Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. *Journal of Applied Physics*. <https://doi.org/10.1063/1.1736034>
- Smith, P., Bustamante, M., Uk, P. S., & Brazil, M. B. (2014). AR5 WGIII Chapter 11 - Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU). *Ar5, Wg3*.
- Stern, D. I. (2018). The environmental Kuznets curve. In *Companion to Environmental Studies*. <https://doi.org/10.4324/9781315640051-11>
- Straškraba, M. (2007). K. W. Hipel and A. I. McLeod: Time Series Modelling of Water Resources and Environmental System. 1013 pp. Amsterdam, Elsevier, 1994, XXXII. ISBN 0-444-89270-2. Available from Elsevier Science Publishers B. V., Order Fulfilment Department. P.O. Box 211, 10. *Internationale Revue Der Gesamten Hydrobiologie Und Hydrographie*. <https://doi.org/10.1002/iroh.19950800107>
- Suganthi, L., & Samuel, A. A. (2012). Energy models for demand forecasting - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014>

- Swanson, R. M. (2006). A vision for crystalline silicon photovoltaics. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. <https://doi.org/10.1002/pip.709>
- Technologies, S. B. (2008). Building Automation – Impact on Energy Efficiency. *Siemens Switzerland*.
- The World Bank. (2018). GDP per capita, Atlas method (current US\$).
- Thoning, K. W., Tans, P. P., & Komhyr, W. D. (1989). Atmospheric carbon dioxide at Mauna Loa Observatory: 2. Analysis of the NOAA GMCC data, 1974–1985. *Journal of Geophysical Research*. <https://doi.org/10.1029/JD094iD06p08549>
- Troccoli, A., Goodess, C., Jones, P., Penny, L., Dorling, S., Harpham, C., ... Blower, J. (2018). Creating a proof-of-concept climate service to assess future renewable energy mixes in Europe: An overview of the C3S ECEM project. *Advances in Science and Research*. <https://doi.org/10.5194/asr-15-191-2018>
- UN. (2018). Human Development Index (HDI) | Human Development Reports. [https://doi.org/10.1016/S0021-9290\(07\)70570-5](https://doi.org/10.1016/S0021-9290(07)70570-5)
- United Nations. (2019). World population prospects 2019: Highlights. In *United Nations. Department of Economic and Social Affairs. Population Division*.
- Ünler, A. (2008). Improvement of energy demand forecasts using swarm intelligence: The case of Turkey with projections to 2025. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.02.018>
- Van Heddeghem, W., Lambert, S., Lannoo, B., Colle, D., Pickavet, M., & Demeester, P. (2014). Trends in worldwide ICT electricity consumption from 2007 to 2012. *Computer Communications*. <https://doi.org/10.1016/j.comcom.2014.02.008>
- Veljković, N., Bogdanović-Dinić, S., & Stoimenov, L. (2014). Benchmarking open government: An open data perspective. *Government Information Quarterly*. <https://doi.org/10.1016/j.giq.2013.10.011>
- Wenz, L., Levermann, A., & Auffhammer, M. (2017). North–south polarization of European

- electricity consumption under future warming. *Proceedings of the National Academy of Sciences*.
<https://doi.org/10.1073/pnas.1704339114>
- World Energy Council. (2016a). World Energy Scenarios 2016. In *World Energy Council*.
<https://doi.org/ISBN:9780946121571>
- World Energy Council. (2016b). World Energy Trilemma 2016 Defining Measures To Accelerate the Energy Transition. *World Energy Council Report*.
- Wu, G., Inderbitzin, A., & Bening, C. (2015). Total cost of ownership of electric vehicles compared to conventional vehicles: A probabilistic analysis and projection across market segments. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.02.004>
- Wu, J., Wang, J., Lu, H., Dong, Y., & Lu, X. (2013). Short term load forecasting technique based on the seasonal exponential adjustment method and the regression model. *Energy Conversion and Management*. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.02.010>
- Xue, B., & Geng, J. (2012). Dynamic transverse correction method of middle and long term energy forecasting based on statistic of forecasting errors. *10th International Power and Energy Conference, IPEC 2012*. <https://doi.org/10.1109/ASSCC.2012.6523273>
- Yamagata, Y., Murakami, D., & Seya, H. (2015). A comparison of grid-level residential electricity demand scenarios in Japan for 2050. *Applied Energy*.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.079>
- Zahariadis, T., Papadakis, A., Alvarez, F., Gonzalez, J., Lopez, F., Facca, F., & Al-Hazmi, Y. (2014). FIWARE lab: Managing resources and services in a cloud federation supporting future internet applications. *Proceedings - 2014 IEEE/ACM 7th International Conference on Utility and Cloud Computing, UCC 2014*. <https://doi.org/10.1109/UCC.2014.129>
- Zheng, Z., Xie, S., Dai, H., Chen, X., & Wang, H. (2017). An Overview of Blockchain Technology: Architecture, Consensus, and Future Trends. *Proceedings - 2017 IEEE 6th International Congress on Big Data, BigData Congress 2017*.
<https://doi.org/10.1109/BigDataCongress.2017.85>

