

Trabajo Fin de Máster

ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA DE TECNOLOGÍAS DE
GENERACIÓN PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO 100%
RENOVABLE EN 2050

ESTIMATION OF THE CAPACITY OF GENERATION
TECHNOLOGIES FOR A 100% RENEWABLE POWER
SYSTEM IN 2050

Autor/es

Noelia Solana Ramón

Director/es

José María Yusta Loyo

Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

2022

ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO 100% RENOVABLE EN 2050

RESUMEN

Durante estos dos últimos años, el precio de la electricidad se ha disparado, principalmente por causa del desorbitado aumento del precio de gas natural. Así, se hace imprescindible proponer alternativas en el sistema eléctrico español para que el precio de la luz disminuya. Además de su elevado coste actual, los recursos de gas natural son finitos, por lo que no es viable mantener esta fuente energética a largo plazo. Por otro lado, la implantación de energías limpias se ha convertido en un objetivo prioritario, dada la dependencia energética europea de la importación de gas. Y no menos importante, la contaminación producida por la emisión de gases de efecto invernadero provoca que la capa de ozono esté disminuyendo, que cada vez haya más muertes por contaminación y que se esté acelerando el daño climático.

Los objetivos que marca el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 [5] suponen disminuir en un 40% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, que el consumo total de la energía final bruta provenga en un 32% de fuentes de energía renovable, mejorar la eficiencia energética en un 32,5% y lograr un 15% de interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Disminuir el consumo de gas y obtener la energía demandada de fuentes de energía renovable, es el camino a seguir para minimizar el uso de fuentes no renovables. Pero, ¿cómo se puede obtener un sistema eléctrico 100% renovable? ¿Cuántos dispositivos serían necesarios y cuánta superficie ocuparían?

El objetivo de este Trabajo Fin de Máster es aplicar al caso de España, a modo de estudio adaptado, la metodología desarrollada por M.Z. Jacobson en la Universidad de Stanford [1] para Estados Unidos. Como resultado se calcularán cuántas plantas fotovoltaicas y eólicas sería necesario instalar para lograr el objetivo de un sistema 100% renovable en nuestro país. Con ello se persigue la consecución de las medidas que establece el PNIEC y así obtener un sistema eléctrico estable, renovable y con menos contaminación de GEI. Este tipo de estudios se están realizando en otras partes del mundo, demostrando que es factible implantar un sistema 100% renovable a bajo coste.

De este TFM se obtiene que en España se necesitarían 102 GW de potencia en parques solares fotovoltaicos, de los cuales, ya hay instalados 18 GW, y 106 GW en parques eólicos, tanto onshore como offshore, de los cuales hay instalados 29 GW.



ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS.....	1
LISTA DE TABLAS.....	2
ACRÓNIMOS	3
ÍNDICE TABLAS DEL ANEXO	4
1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	7
1.1 INTRODUCCIÓN	7
1.2 OBJETIVOS	15
2. REVISIÓN DE LA LITERATURA	16
3. METODOLOGÍA.....	21
4. CASOS DE ESTUDIO	25
5. RESUMEN Y CONCLUSIONES	34
6. BIBLIOGRAFÍA.....	35
7. ANEXO	40

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Histórico de emisiones desde 1990 con proyecciones hasta 2030 [5].	8
Figura 2 Objetivos del Pacto Verde Europeo [6].	11
Figura 3 Áreas de WWS [15].	17
Figura 4 Porcentaje de demanda de energía satisfecha por cada tecnología en 2050.	27
Figura 5 Potencia instalada en 2020 y necesaria para instalar hasta 2050.	28

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Datos geográficos.	22
Tabla 2 Población.	22
Tabla 3 Porcentaje de población urbana.	22
Tabla 4 Características básicas de las tecnologías de generación.	23
Tabla 5 Consumos de energía en ktep.	23
Tabla 6 Capacidades WWS instaladas en 2020.	24
Tabla 7 Demanda de energía de uso final en un escenario basado en combustibles fósiles (BAU) y en un escenario 100% WWS.	25
Tabla 8 Porcentaje de cambio en el uso de la energía para 2050.	26
Tabla 9 Porcentajes máximos de demanda satisfecha.	26
Tabla 10 Porcentaje de demanda necesaria, potencia total necesaria en 2050, número de dispositivos nuevos necesarios y porcentaje de ocupación del terreno según cada tipo de tecnología.	27
Tabla 11 Potencia instalada en 2020 y potencia que se necesita instalar para 2050.	28
Tabla 12 Necesidades del terreno según la tecnología.	29
Tabla 13 Demanda final BAU y WWS en 2050 según su uso final.	30
Tabla 14 Resumen.	30
Tabla 15 Coste nivelado de energía de fuentes WWS (incluyendo T&D) y cartera de energía actual de BAU para el potencial técnico de los recursos en 2050 (año-2020 c\$/kWh).	31
Tabla 16 Costes de la energía y beneficios.	32
Tabla 17 Áreas disponibles para energía solar fotovoltaica en edificios residenciales y comerciales.	32
Tabla 18 Beneficios de calidad de aire al cambiar a WWS.	33
Tabla 20 Empleos WWS creados, empleos BAU perdidos, cambio neto de empleos y ganancias netas.	33
Tabla 20 Requerimientos de potencia necesaria para conseguir un sistema 100% WWS.	33

ACRÓNIMOS

- BAU: Business-as-usual
- WWS: Wind, water, sunlight
- PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
- GEI: Gases de efecto invernadero
- VE: Vehículo eléctrico
- FERC: Federal Energy Regulatory Commission
- CSP: Concentrated solar power

ÍNDICE TABLAS DEL ANEXO

Anexo Tabla 1: Costes ampliados.....	43
Anexo Tabla 2: Participación de la demanda total de uso final en 2050.	43
Anexo Tabla 3: Porcentaje máximo de demanda residual satisfecha por cada tecnología.....	43
Anexo Tabla 4: Porcentaje de la demanda de uso final según la capacidad de generación de potencia instalada y los factores de capacidad.....	44
Anexo Tabla 5: Capacidad de generación instalada real (necesaria y propuesta), 2050 (MW). ..	44
Anexo Tabla 6: Potencia de generación instalada, 2050 (MW).	44
Anexo Tabla 7: Potencia de generación entregada a la capacidad de generación, factores de capacidad por defecto, 2050 (MW).	44
Anexo Tabla 8: Potencia real entregada a usuarios finales, 2050 (MW).	44
Anexo Tabla 9: Demanda máxima satisfecha por cada tecnología, 2050 (MW entregados). ...	44
Anexo Tabla 10: Factores de capacidad en uso, 2050.	44
Anexo Tabla 11: Factores de capacidad por defecto promedio calculados, 2050.....	45
Anexo Tabla 12: Eficiencia de transmisión y distribución total calculada, 2050.	45
Anexo Tabla 13: Producto de eficiencia de transmisión y distribución y factores de capacidad en uso, 2050.....	45
Anexo Tabla 14: Proyección de generación real, 2050 (MW).....	45
Anexo Tabla 15: Capacidad instalada como % de la capacidad potencial técnica/económica, 2050.....	45
Anexo Tabla 16: Numero de dispositivos nuevos de cada tipo de tecnología.....	45
Anexo Tabla 17: Demanda total de uso final BAU, 2050 (GW).	45
Anexo Tabla 18: Demanda total de uso final WWS, 2050 (GW).	45
Anexo Tabla 19: Demanda WWS VS. Demanda BAU.	46
Anexo Tabla 20: Población.	46
Anexo Tabla 21: Latitud/Datos geográficos.	46
Anexo Tabla 22: Porcentaje de población urbana.	46
Anexo Tabla 23: PIB per cápita, base ppp, dólares internacionales constantes del año 2020. .	47

Anexo Tabla 24: Producto interno bruto basado en paridad de poder adquisitivo (PPA) PIB per cápita, año constante 2011 Dólar internacional.....	47
Anexo Tabla 25: Datos del uso de energía 2020 (ktep).....	47
Anexo Tabla 26: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, 2020 (GW).	47
Anexo Tabla 27: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, BAU 2050 (GW).	47
Anexo Tabla 28: Uso de energía por sector.	47
Anexo Tabla 29: Uso de energía por combustible.	48
Anexo Tabla 30: Consumo final de productos no energéticos (a asignar al sector industrial)..	48
Anexo Tabla 31: Consumo final de productos energéticos incluyendo el uso propio (diferencia entre total y no energético).	48
Anexo Tabla 32: Uso propio de industria energética para todos los productos (a asignar al sector industrial).	48
Anexo Tabla 33: Uso propio de la industria energética (productos energéticos y no energéticos reemplazables).	49
Anexo Tabla 34: Sector industrial excluyendo uso propio, productos no energéticos.....	49
Anexo Tabla 35: Factor de ajuste general: relación entre energía de uso final WWS y energía de uso final BAU.	49
Anexo Tabla 36: Factores de ajuste iguales para todos los países.....	50
Anexo Tabla 37: Medidas adicionales de eficiencia, reducción fraccional, por combustible y sector.....	51
Anexo Tabla 38: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, WWS 2050 (GW).	51
Anexo Tabla 39: Uso de energía por combustible.	51
Anexo Tabla 40: Energía WWS por sector.....	51
Anexo Tabla 41: Capacidad WWS existente.....	51
Anexo Tabla 42: Capacidad de generación año 2050.	52
Anexo Tabla 43: Factores de capacidad WWS.	52
Anexo Tabla 44: Potencial técnico instalado en 2050 (MW).	52
Anexo Tabla 45: Parámetros de referencia FV en azoteas.	52



Anexo Tabla 46: Superficie útil per cápita.....	53
Anexo Tabla 47: Azotea de parking residencial 2050.....	53
Anexo Tabla 48: Azoteas residenciales, excluyendo estacionamiento residencial.....	53
Anexo Tabla 49: Azoteas en edificios comerciales.....	53
Anexo Tabla 50: Azoteas en edificios comerciales e industriales.	53
Anexo Tabla 51: Azoteas en edificios industriales.	54
Anexo Tabla 52: Potencial de utilidad fotovoltaica.....	54
Anexo Tabla 53: Empleos de operaciones BAU.....	54
Anexo Tabla 54: Costes de la contaminación del aire.....	54
Anexo Tabla 55: Puestos de trabajo WWS.....	54
Anexo Tabla 56: Puestos de trabajo de construcción WWS.	54
Anexo Tabla 57: Costes del cambio climático.....	55
Anexo Tabla 58: Coste de la energía.....	55

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

Energía asequible y no contaminante es el objetivo 7 que la ONU aprobó en la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible [2]. La energía es el factor que contribuye principalmente al cambio climático, y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Según estos objetivos propuestos, se está viendo una aceleración en la evolución del mundo hacia la mejora del acceso a la electricidad de los países más pobres, la eficiencia energética continúa mejorando y la energía renovable se está implementando favorablemente en el sector eléctrico. Para conseguir estos objetivos de energía limpia y disminuir la contaminación del aire, es necesario el desarrollo de un sistema en el que a través de las tecnologías que utilizan fuentes de energía renovables, la generación a base de combustibles fósiles sea cada vez menor hasta llegar a desaparecer.

Las principales fuentes de energía renovable son las turbinas eólicas terrestres y marinas, la mareomotriz y los dispositivos de olas (undimotriz), que, aunque no estén aún muy desarrollados en este país, en otros se está viendo que son tecnologías con muy buenas repercusiones. Además de plantas solares fotovoltaicas y de energía solar concentrada (CSP), las plantas hidroeléctricas y de bombeo y las plantas de energía geotérmica, entre otros.

Los datos recopilados del año 2020 muestran que con 59.860 MW de potencia instalados (un 8,7% más que el año anterior), la generación de energía renovable fue 110.566 GWh, el 45% de la generación total. La mayor proporción de este aumento se ha debido al aumento de la potencia solar fotovoltaica que ha aportado un 61,3% a la nueva potencia [3].

El balance de generación por tipo de energía en 2020 se vio incrementado por parte de energías renovables en el sistema eléctrico español que pasó de ser un 38,9 % en 2019 a un 45,5% en 2020 alcanzando un nuevo récord. Esto fue debido principalmente a la mayor producción hidráulica y solar fotovoltaica [4]. Como consecuencia, las energías no renovables redujeron su participación al 54,5% partiendo del 61,1% en 2019, debido a la disminución de producción de los ciclos combinados (25% menos que el año anterior) y las centrales de carbón que tan solo representan el 2% del mix energético. La generación total fue de 239.465 GWh, un 3,1% menos que el año anterior a consecuencia de la pandemia sufrida por el COVID durante ese año. La potencia instalada en el sistema eléctrico nacional era de 110.839 GW, de los cuales el 54% es de origen renovable, un 0,9% más que el año anterior. El fuerte impulso para implementar fuentes de generación de energía renovable lleva a querer alcanzar los retos fijados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), con horizonte en 2030 [5].

El PNIEC [5] pretende regular las normativas para conseguir los objetivos de transición energética propuestos para el año 2030. Para ello hay que disminuir las emisiones de GEI, el consumo de energía final bruta tiene que ser de origen renovable, hay que mejorar la eficiencia energética y lograr interconexiones eléctricas. Todo ello persigue que se alcance una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050.

Para el caso de España, el PNIEC pretende reflejar el compromiso y la contribución al esfuerzo internacional y europeo. Se establecen retos y oportunidades en descarbonización, energías renovables, eficiencia energética, seguridad energética y mercado interior de la energía teniendo presente la investigación, la innovación y la competitividad.

La descarbonización es necesaria para poder hacer efectiva la transición energética. En España, 3 de cada 4 toneladas de GEI se originan en el sistema energético. Hay que sentar las bases para consolidar una trayectoria de neutralidad climática de la economía y de la sociedad. La mejora de la eficiencia energética es uno de los principios fundamentales sobre los que se basa este Plan y se espera que se mejore en 2030. Para no depender de las importaciones de combustibles fósiles, se espera aprovechar de una manera eficiente los recursos solar y eólico para así poder reducir la factura económica y que no esté sometida a factores geopolíticos y volatilidad elevada.

Debido al aumento de estas energías renovables, se espera que el 42% de la energía de uso final sea de origen limpio y que el consumo final de energía como resultado de programas y medidas de ahorro y eficiencia disminuya. Al aumentar el potencial de energía solar y eólica se generarán oportunidades de inversión y empleo.

Según el estudio realizado, las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Todos estos objetivos permitirán alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI para 2050. Se prevé una reducción de GEI persiguiendo también alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable. El objetivo a largo plazo del plan es convertir a España en un país neutro en carbono en 2050.

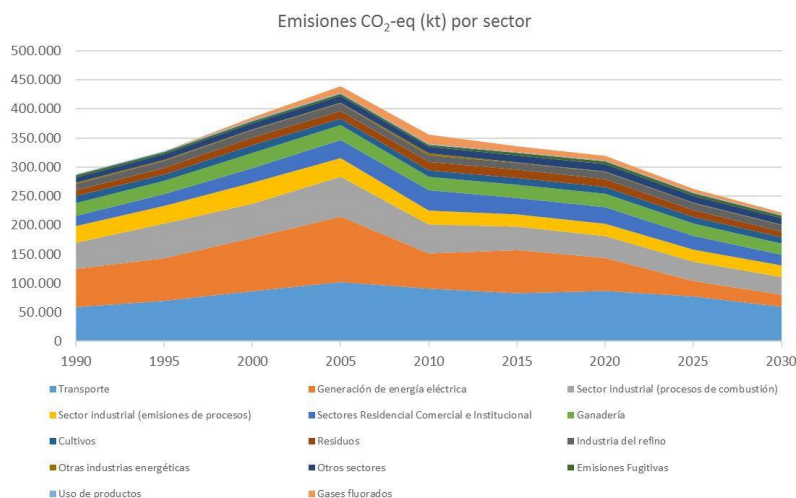


Figura 1 Histórico de emisiones desde 1990 con proyecciones hasta 2030 [5].

Se pretende que en 2030 el 74% de la generación eléctrica sea de origen renovable para así llegar al 100% en 2050. En lo que refiere al almacenamiento, dotar de una mayor capacidad de gestión con 6 GW adicionales. Así se aporta estabilidad y seguridad con una mejor integración de la generación renovable. Para ello es necesario la implicación de las comunidades autónomas, así como la elaboración de normas de gestión en materia de protección del medio ambiente para que el desarrollo de este tipo de instalaciones sea efectivo y compatible con el entorno.

En lo que refiere al sector del transporte, en 2017 se generaron el 26% de las emisiones, por lo que es necesario reducir el uso de vehículos de combustión sustituyéndolos por vehículos eléctricos o hacer uso de biocarburantes para así poder disminuir estas emisiones. Se pretende que no más tarde de 2040 todos los vehículos nuevos sean con emisiones de 0 gCO₂/km.

La previsión es que la energía de uso final sea de origen renovable en un 42%. Gracias a la incorporación sostenida e importante de este tipo de energía, se obtendrá como resultado la disminución de la cantidad de energía final necesaria ya que supone un ahorro y mejora de la eficiencia. El autoconsumo, la generación distribuida, la gestión de la demanda y las comunidades energéticas son factores importantes para promover entre los ciudadanos y lograr la descarbonización.

En cuanto a la mejora de eficiencia energética se proponen alcanzar los objetivos de forma escalonada para poder llegar a lo marcado para 2030. Como actitud responsable proponen que las Administraciones Públicas sean ejemplares en materia de ahorro y eficiencia energética con la renovación energética del 3% anual de la superficie edificada y climatizada para así cumplir con los rendimientos energéticos mínimos que fija artículo 4 de la Directiva de Eficiencia Energética de los Edificios (Directiva 2010/31/UE modificada por la Directiva 2018/844/UE).

En resumen, el principal objetivo del plan es que la energía que se suministre sea segura limpia y eficiente, lo que supone reducir la dependencia de combustibles fósiles, diversificar las fuentes de energía y suministro, aumentar la flexibilidad del sistema energético nacional y prepararse ante posibles limitaciones o interrupciones del suministro. La interconexión de los sistemas favorecerá a reducir los posibles casos que se puedan dar. Además, la investigación y la innovación tienen que estar en continuo desarrollo para conseguir un sistema óptimo y flexible y alcanzar los objetivos. La competitividad sigue un papel importante de cara a la implantación de energías renovables ya que España tiene un gran potencial de energía eólica y solar, así como recursos hidráulicos.

La dimensión que tendría que tener el Mercado Interior de la Energía es ser un mercado más competitivo, transparente, flexible y no discriminatorio, con un alto grado de interconexión para fomentar el comercio transfronterizo y así lo dote de mayor seguridad. Para la implantación de energías renovables hace falta mejorar las líneas de transporte y distribución para disminuir las pérdidas que se producen. Las nuevas interconexiones que se esperan llevar a cabo son con Portugal aumentando la capacidad de intercambio en 3.000 MW y con Francia en 8.000 MW.

Los impactos que repercuten son económicos, con una cuantía de 241.412 millones de Euros para conseguir los objetivos propuestos. De empleo, se obtendría un aumento neto del 1,7%, distributivo, favoreciendo a los ciudadanos con menor renta y colectivos vulnerables. Y en lo referente a la salud, se llegarían a disminuir alrededor de 2.400 el número de muertes prematuras.

En 2019 se presentó en Bruselas el Plan Verde Europeo [6] como un paquete de iniciativas políticas con el objetivo de guiar a la UE hacia la transición ecológica con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050. Se proponen medidas para responder a los desafíos del clima y el medio ambiente. Hay que conseguir que la UE sea una sociedad equitativa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva en la que se quieren eliminar las emisiones de GEI en 2050.

La UE posee la capacidad colectiva de transformar su economía y su sociedad para situarlas en una senda más sostenible. Debe abanderar la coordinación de las iniciativas internacionales para construir un sistema financiero coherente que respalde las soluciones sostenibles. Esta inversión inicial también representa una oportunidad para situar a Europa con firmeza en una nueva senda de crecimiento sostenible e integrador. El Pacto Verde Europeo acelerará y apuntalará la transición necesaria en todos los sectores. Es un medio que puede utilizar su influencia, sus conocimientos técnicos y sus recursos financieros para movilizar a los vecinos y socios con el fin de que se unan a ella en una senda sostenible. Esto no se conseguirá si la UE actúa en solitario, sino que son factores de alcance mundial y no se ven limitados por las fronteras nacionales.

Mediante esta comunicación se presenta una hoja de ruta inicial de las políticas y medidas clave necesarias para hacer realidad el Pacto Verde Europeo. Se irá actualizando a medida que evolucionen las necesidades y se formulen las distintas respuestas políticas. Todas las actuaciones y políticas de la UE deberán contribuir a los objetivos del Pacto Verde Europeo. Los desafíos son complejos y están interconectados. La respuesta política ha de ser audaz y exhaustiva y debe tratar de maximizar los beneficios para la salud, la calidad de vida, la resiliencia y la competitividad. Será necesaria una estrecha coordinación para explotar las sinergias disponibles en todas las áreas de actuación.

El Pacto Verde es parte integrante de esta estrategia de la Comisión para aplicar la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. En la siguiente figura podemos ver un resumen con los principales objetivos.

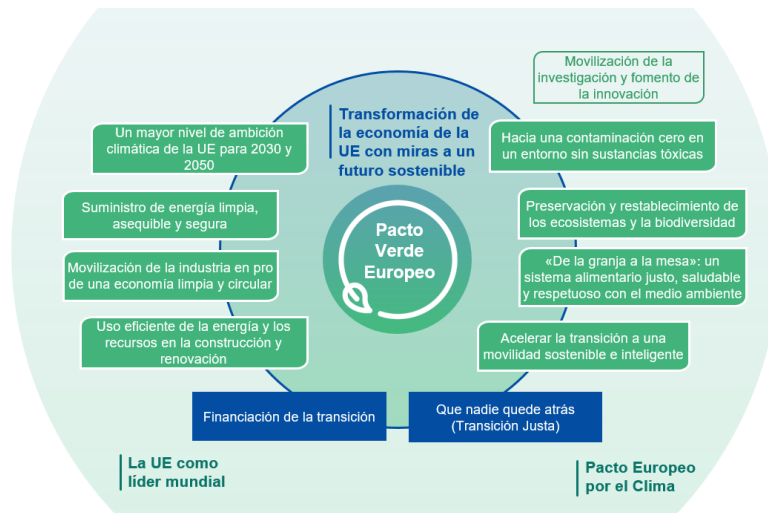


Figura 2 Objetivos del Pacto Verde Europeo [6].

Cabe destacar la energía limpia, asequible y segura, la movilización de la industria para conseguir los objetivos, el uso eficiente de la energía en la construcción y renovación, la consecución de obtener cero contaminaciones, la conservación de los ecosistemas y la biodiversidad, la alimentación saludable respetuosa con el medio ambiente y la aceleración de la transición en cuanto a movilidad sostenible e inteligente.

Otra medida que la Comisión Europea expone es una visión clara de cómo conseguir la neutralidad climática en 2050. («Un planeta limpio para todos – La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra», COM (2018) 773). Para llegar a ello, en 2020 se propuso la primera Ley del Clima Europea para definir con claridad las condiciones de la transición, proporcionar previsibilidad a los inversores y garantizar irreversibilidad.

Debido a la invasión rusa de Ucrania, la Comisión Europea ha presentado el plan REPowerEU [7]. Esto es, un plan acelerado, en respuesta a las dificultades y a las perturbaciones del mercado mundial de las energías por el que se pretende ahorrar energía, producir energía limpia y diversificar los suministros de energía. Está respaldado por medidas financieras legales para construir la nueva infraestructura energética en el nuevo sistema energético que Europa necesita.

Se necesita acelerar la transición hacia una energía limpia y no tener que depender de proveedores poco fiables y combustibles fósiles volátiles que hacen que los precios estén disparados. Este plan se ha llevado a cabo para independizar a Europa de los combustibles fósiles rusos muchos antes de lo previsto para 2030, debido a la invasión de Ucrania por parte de Rusia. La mayoría de los europeos cree que la UE debería reducir su dependencia del gas y del petróleo rusos lo antes posible, por lo que, actuando como Unión, esto podría lograrse antes de lo previsto.

Para lograr estos objetivos, es preciso encontrar alternativas de gas, petróleo y carbón, por lo que la UE necesita encontrar proveedores de energía alternativos colaborando con socios internacionales para así aumentar la eficiencia energética en todo el mundo y cooperar en materia de tecnología e innovación ecológicas. La nueva Plataforma de energía de la UE desempeñará un papel clave para mancomunar la demanda, coordinar el uso de las infraestructuras, negociar con los socios internacionales y prepararse para las compras conjuntas de gas e hidrógeno. La implicación de cada uno de los ciudadanos es importante para ahorrar energía. Si se adaptan pequeños cambios de comportamiento, la diferencia puede ser significativa. Para ello es necesario involucrar a la población y concienciar de la situación actual para poder responder adecuadamente. La realización de proyectos de energía solar y eólica en combinación con la adopción de hidrógeno para acelerar la implantación de energías renovables. Incrementar la producción de biometano es esencial para poder obtener energía limpia y así poder reducir las importaciones de gas. También reduciríamos así las emisiones y el nivel de dependencia. Sería necesario también, como medida a corto plazo, la aprobación de los primeros proyectos de hidrógeno a escala de la UE. Como medida adicional, se establecerán planes de reducción de demanda coordinados por la UE en caso de interrupción del suministro de gas.

Para acabar con la dependencia de la UE con los combustibles fósiles procedentes de Rusia se requiere un considerable aumento de las energías renovables y una aceleración de la electrificación, así como la sustitución de la calefacción y el combustible de origen fósil en industria, edificios y transporte. Así se reducirán los precios y la dependencia de las importaciones.

La comisión propone incrementar del actual 40 al 45 % el objetivo de la Unión relativo a las energías renovables para 2030. El plan REPowerEU aumentaría la capacidad total de generación de energías renovables hasta los 1.236 GW de aquí a 2030, frente a los 1.067 GW previstos en el paquete de medidas «Objetivo 55» para ese mismo año. En el ámbito de la energía solar, el objetivo es alcanzar los más de 320 GW de energía solar fotovoltaica de nueva instalación de aquí a 2025, más del doble del nivel actual, y los prácticamente 600 GW de aquí a 2030. Esta capacidad adicional anticipada evitará el consumo de 9.000 millones de m³ de gas natural anuales de aquí al año 2027.

La sustitución del carbón, el petróleo y el gas en las industrias ayudará a reducir la dependencia de los combustibles fósiles rusos, al tiempo que se lleva a cabo la transición hacia fuentes de energía limpias, se refuerza la competitividad industrial y se fomenta el liderazgo tecnológico internacional. Con ello se podrían ahorrar 35.000 millones de m³ de gas natural de aquí a 2030, es decir, más que el paquete de medidas «Objetivo 55».

Todo ello no va a ser posible si no hay un esfuerzo colectivo. La población, las industrias y las empresas deben tomar medidas para ahorrar energía. Esta es la forma más segura, barata y limpia de reducir nuestra dependencia con estas importaciones procedentes de Rusia. Hay que combinar las medidas de eficiencia energética con nuestras acciones individuales para así reducir la factura energética, aumentar la resiliencia de nuestra economía y acelerar la transición. En el día a día se puede regular la temperatura, tanto calefacción como aire acondicionado, utilizar los electrodomésticos de manera más eficiente, transportándonos de un modo más económico cambiando el coche por el transporte público y un gesto tan fácil y sencillo como es apagar la luz. Hay que informar a la ciudadanía de las oportunidades de ahorro y las medidas que pueden aportar para así colaborar entre todos.

En cuanto a la financiación, se necesitan 210.000 millones de euros de aquí a 2027 para eliminar gradualmente las importaciones de combustibles fósiles procedentes de Rusia, que actualmente cuestan a los contribuyentes europeos cerca de 100.000 millones de euros al año. Los Estados Miembros deben añadir un capítulo de REPowerEU a sus planes de recuperación y resiliencia para canalizar las inversiones hacia las prioridades de REPowerEU y llevar a cabo las reformas necesarias. Hay otras fuentes de financiación como los fondos de la política de cohesión o el Fondo de Innovación, entre otros.

En relación a la interconexión de las redes de transporte del sistema eléctrico español, durante el año 2020, se ha impulsado su desarrollo con la puesta en servicio de instalaciones que contribuyen de manera eficiente a avanzar hacia la transición energética para conseguir un sistema eléctrico 100% renovable. Para el caso concreto de EEUU, se ha comprobado, que la demanda es menor cuando varios estados se encuentran interconectados a diferencia de cuando están aislados unos de otros. De la agrupación de estados y la necesidad de cada tipo de generación, surge la disminución de la potencia necesaria con las interconexiones y el almacenamiento para que no se den apagones. Además, se ha comprobado que los apagones que surgieron en Texas (invierno del 2021) y en California (verano del 2020) fueron debidos a climatologías adversas que hicieron que algunas turbinas dejaran de producir. Se suponía que se debía a la falta de potencia que sufrían debido al estado de transición hacia las energías renovables. Pero la realidad fue una inesperada indisponibilidad de importaciones. En el caso de Texas, las bajas temperaturas congelaron varios generadores de gas natural, carbón, nuclear y eólica. No fue debido a las redes de transporte ni a la insuficiencia de potencia instalada en ese caso, con la demanda prevista.

En un futuro, se necesitan esfuerzos para implementar WWS en industria, transporte y edificios. Según el Código Técnico de la Edificación, para toda nueva construcción o reforma se exige la implementación de energías renovables en gran medida para satisfacer las necesidades de ACS [8]. En California, según el código de la construcción, es obligatorio que los nuevos edificios que se construyan sean energía neta cero, es decir, que la energía demandada por el edificio sea proporcionada por el mismo mediante fuentes renovables evitando así el uso de gas natural [9].

Cada vez son más los requisitos energéticos necesarios para construir una vivienda o una nave industrial. Esta transición es la que necesitamos para poder hacer el cambio de obtener la energía como hasta ahora (BAU, Business As Usual) y cambiar a un sistema a base de energías limpias (WWS, Wind, Water, Sunlight). Por ejemplo, las azoteas de los edificios son emplazamientos que en la mayoría de las ocasiones no tienen ningún uso y la disponibilidad solar es considerable. Hasta junio de 2022, cuando se construían naves industriales existía un máximo de potencia solar fotovoltaica que había que instalar en la cubierta. El máximo de potencia a instalar era de 100 kW y el mínimo de 30 kW. Ahora con la última modificación del CTE, la potencia a instalar depende de la superficie a partir de superficies construidas mayores de 1.000 m², por lo que sacamos rendimiento al uso de esos tejados, que, de otra forma, no se utilizaban o solo una parte de ellos [8]. Aquí es cuando entra en juego el papel de la competitividad ya que en otros países no podrían sacarle tanto rendimiento a la energía solar en los tejados como en España.

Como resultado de la electrificación o el suministro de calor directo para toda la energía, la transición de BAU a WWS en 2050 disminuiría la demanda de energía de WWS de uso final promedio anual para todo, por lo que la transición reduce sustancialmente las necesidades de energía de uso final. La eliminación de la energía necesaria para extraer combustibles fósiles haría que la demanda de energía final se redujera y como consecuencia el coste por unidad de energía.

Bajo este escenario, se asume que todo el calor de alta temperatura de la industria se obtendrá de hornos y calentadores eléctricos, y el hidrógeno electrolítico verde (producido a partir de la electricidad de WWS) se utilizará para el transporte pesado de larga distancia. En conjunto las necesidades generales de energía disminuirán, pero las necesidades de energía eléctrica aumentarán con WWS.

También será importante considerar el análisis de los costes, la creación de puestos de trabajo, la disminución de emisiones de CO₂, los requerimientos de suelo y agua para cada tecnología, y las necesidades de almacenamiento de energía.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal de este TFM es la aplicación de la metodología desarrollada en la Universidad de Stanford por M.Z. Jacobson [1] para obtener la estimación de la potencia necesaria a instalar en España con objeto de conseguir una generación eléctrica 100% renovable en 2050. A partir del cálculo de la evolución de la demanda de energía final entre 2020 y 2050, se realizarán previsiones de recursos necesarios para realizar la transición energética WWS (wind, water, sunlight). Se analizarán los costes, la creación de puestos de trabajo, la disminución de emisiones de CO₂, los requerimientos de suelo y agua para cada tecnología, y las necesidades de almacenamiento de energía. Se utilizarán criterios técnicos para garantizar la adecuación y estabilidad del sistema eléctrico con un mix energético 100% renovable, basado principalmente en energías hidroeléctrica, solar y eólica.

El método implementado por Jacobson pretende llegar a cero emisiones de carbono y de contaminación del aire con energía a bajo coste WWS y almacenamiento de energía, garantizando además la continuidad del suministro eléctrico. Se valora la opción de concatenación de baterías de corta duración para conseguir un almacenamiento de larga duración con una alta descarga máxima.

La estructura de este documento de Trabajo Fin de Máster se indica a continuación. Una vez realizada la introducción y establecidos los objetivos a alcanzar en el desarrollo de este TFM, se realiza una revisión de la literatura sobre la metodología a utilizar, justificando su elección. Posteriormente se presentará en detalle la metodología que se utiliza para desarrollar el caso de estudio. Por último, se concluye con el resumen y las conclusiones. Al final del documento se incluye la bibliografía utilizada y en el anexo se recogen las tablas utilizadas para realizar el trabajo.

2. REVISIÓN DE LA LITERATURA

Hasta ahora se han ido desarrollando hojas de ruta de energía 100% limpia y renovable para estados individuales de EE.UU., Nueva York, California, el estado de Washington, América, Europa, China y Colombia, entre otros.

El estudio de Jacobson [1] se implementa para los 50 Estados de EEUU y se calculan los costes de la generación de energía obteniendo menores costes cuando varios estados se encuentran interconectados.

A continuación, se mencionan algunos de los artículos escritos por Jacobson en los que se destaca la importancia del tema que se está tratando, ya no solo en Estados Unidos, sino en todo el mundo ya que es un tema que necesita ser abordado a nivel mundial para conseguir los objetivos propuestos. Se examinan diferentes escenarios en cada parte del mundo y las conclusiones que se obtienen es que estos escenarios son viables a bajo coste.

En [10] se realiza un estudio del Estado de Nueva York en el que la energía que se necesita para la electricidad, el transporte, la calefacción o refrigeración y la industria proviene de energía WWS. Según los cálculos, la conversión de un sistema BAU a otro WWS reduciría la demanda de energía de uso final en un 37% y se estabilizarían los precios de la energía debido a los costes nulos de combustible. Se crearían más puestos de trabajo de los que se perderían tras el cambio ya que se generaría toda la energía en el propio Estado. La mortalidad por contaminación del aire reduciría 4.000 muertes/año y los costes unos \$33 mil millones/año. Las propias reducciones de emisiones reducirían los costes climáticos en \$3,2 mil millones/año.

En [11] se establece una hoja de ruta para repotenciar California a base de viento, agua y luz solar. Proponen obtener el 80-85% de la energía WWS en 2030 y alcanzar el 100% en 2050. La electrificación reduce la demanda en un 44% e igualmente estabiliza los precios de la energía. Se calcula que se crearán 220.000 empleos más de los que se perderán tras el cambio y las muertes prematuras pasarán de 23.200 a 3.800 evitando así un coste en salud de \$103 mil millones/año.

En [12] se pretende obtener los mismos porcentajes en el estado de Washington que en California. La conversión obtiene una reducción de la demanda de energía de uso final del 39,9%. El ahorro personal anual es de \$85 en energía, \$950 en salud y \$4.200 en clima. Por lo que mejora la salud y el clima al mismo tiempo que se reducen los costes.

Es [13] se presenta un modelo estadounidense de mecanismos de flexibilidad y vías para llegar a un futuro eléctrico altamente renovable. Se estudian varios escenarios para integrar altas penetraciones de energía renovable en la red eléctrica de EEUU. Se construye un modelo de programación lineal que cuantifica la flexibilidad de los costes y beneficios de la agregación geográfica, la sobregeneración renovable, el almacenamiento y la carga flexible de VE. La localización geográfica es la que aporta mayor flexibilidad con un ahorro del coste entre 5-50%. El uso de las baterías de VE hace que el coste sea menor y se pueda controlar mejor la flexibilidad de la demanda. Sin embargo, las estructuras necesarias para conseguir esa respuesta necesitan un ajuste para fomentar una carga flexible óptima. Los dos escenarios que se plantean son con el 20% y el 100% de energía renovable, el objetivo es factible pero el coste es el doble y se necesita 3 veces la sobregeneración con el 100% frente al 80% renovable.

En [14] Jacobson propone igualar la demanda con generación renovable en 139 países de 20 regiones del mundo con sistema 100% WWS. Las soluciones que se encuentran son a bajo coste y sin pérdidas de suministro. Un escenario en el que se obtiene la energía 100% WWS es con baterías y bombas de calor, pero sin hidroturbinas adicionales ni almacenamiento térmico. El coste de energía, salud y clima se reduce un cuarto comparado con BAU y los costes de energía son menores. Las propias turbinas eólicas reducen el vapor de agua lo que lleva a reducir el calentamiento global en un 3%. Al mismo tiempo se desplazarían las emisiones de combustibles fósiles para conseguir la descarbonización.

Si se implantara el sistema WWS en todo el mundo se podrían eliminar de 4 a 7 millones de muertes al año por contaminación del aire. En el estudio [14], se proponen soluciones técnicas de pérdida de carga para igualar la demanda suministrando energía 100% WWS, almacenando calor, frío y electricidad y produciendo hidrógeno. Se llega a la conclusión de que el coste por unidad de energía es similar, pero se necesita un 42,5% menos de energía en un caso base y un 57,9% menos en un caso con bombas de calor. Se reducirían los costes de capital y consumo, además de los costes sociales.

En el artículo [15], se desarrollan hojas de ruta en 143 países para todos los sectores del plan New Deal Energy. Se analizan la estabilidad de la red, los costes, el número de empleos, la salud y el clima. La implantación del sistema WWS hace que las necesidades, a nivel mundial, se reduzcan: las energéticas en un 57,1%, los costes energéticos en un 61% y los costes sociales en un 91%. De primeras se necesitarían \$73 billones, pero daría lugar a la creación de 28,6 millones de empleos más que con BAU. Para llevarlo a cabo sería necesario que los países cambien toda la energía a energía limpia, almacenamiento, parques eólicos, solares e hidráulicos. Con ello se puede ver que es posible alcanzar el 80% en 2030 y el 100% en 2050. Además, afirman que los países y regiones no tienen apagones a pesar de la variabilidad y solo sería necesario el 0,17% de la tierra para huella y el 0,48% para espaciado.

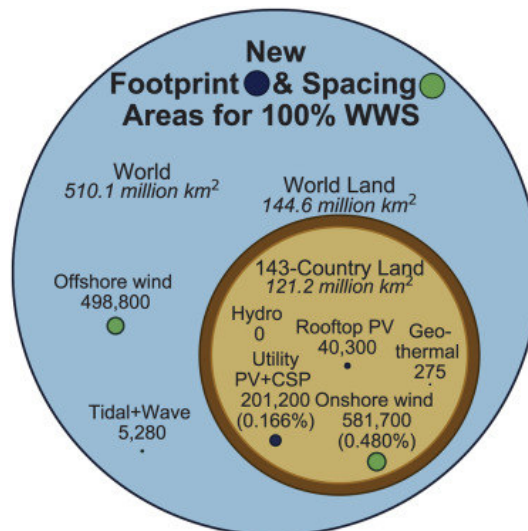


Figura 3 Áreas de WWS [15].

De los 143, son, entre otros: Camerún, Congo, México, Honduras, Panamá, Costa Rica, Pakistán, Cuba, China, Mongolia, Albania, Grecia, España, Suecia, Republica Dominicana, Islandia, Nepal, Israel, Jamaica, Japón, Mauricio, Irán, Nueva Zelanda, Filipinas, Rusia, Colombia, Venezuela, Camboya, Taiwán y Estados Unidos.

En [16] se estudian combinaciones de energía eólica, solar y almacenamiento electroquímico para conseguir alimentar a la red un 99,9% del tiempo. Se busca satisfacer la mayor demanda posible al menor coste de una forma continuada sin intermitencias. Se descubrió que las soluciones de menor coste producen una gran capacidad de generación, en ocasiones hasta 3 veces mayor de la energía necesaria para alimentar la carga. Esto se debe a que la diversidad de generación renovable y el exceso de capacidad unidos cumplen con la carga eléctrica, pero necesitando menor almacenamiento lo cual reduce el coste del sistema. Concluye que se puede conseguir suministrar energía renovable entre el 90 y el 99,9% del tiempo, pero es necesario optimizar la combinación de generación y almacenamiento.

En [17] se examinan las características de un sistema eléctrico de EE.UU. totalmente renovable, se estudian combinaciones optimizadas de extensiones de la red de transmisión y energía eólica y solar fotovoltaica influenciados por el clima durante 32 años meteorológicos. Con un mix de energía eólica y solar se puede llegar a reducir a la mitad el almacenamiento necesario o la energía de respaldo. Propone una mejora de la red de transmisión que se contribuye para transferir altas penetraciones de energía solar y eólica a través de los límites de FERC garantizando energía confiable, segura y económicamente eficiente para los consumidores a un precio razonable.

El artículo [18] analiza la viabilidad de impulsar las Américas con energía renovable e interconexiones interregionales de redes para 2030. La interconexión muestra un beneficio ligeramente mayor que América del Norte y América del Sur por separado. Las líneas de transmisión de larga distancia no pueden competir con las tecnologías de almacenamiento. La variabilidad de la energía renovable se puede resolver de manera rentable obteniendo sistemas de bajo costo con WWS. Evaluando los beneficios se obtiene una reducción del coste de la energía de un 15% con un sistema centralizado. La optimización de las redes de transmisión supone un menor requisito de almacenamiento de energía.

Red frente almacenamiento en una Europa 100% renovable [19] plantea una red que se abastece de energía solar y eólica. Como estas son intermitentes se necesita una generación de respaldo significativa para cubrir la demanda en todo momento. Esta se puede reducir a través de almacenamiento y/o extensiones de la red (tiempo y espacio). Examinan la interacción de las tecnologías con respecto a la reducción de la energía de respaldo requerida. Se estudian varias opciones de combinación de ambas además de estimar los costes del sistema resultante.

[20] Se comparan 3 escenarios de menor coste para obtener electricidad 100% renovable con escenarios de combustibles fósiles de baja emisión en el Mercado Nacional de Electricidad de Australia. Solo en casos limitados y aparentemente improbables, los escenarios fósiles tienen un coste menor frente al de 100% renovable. Se reducen las emisiones utilizando el ultimo, por lo que es más rentable y tiene menor riesgo.

[21] Una súper red del noreste de Asia para un suministro 100% renovable donde se calculan los costes para cinco escenarios para el año 2030 combinando de forma óptima las tecnologías. La generación de gas influye en el coste de la electricidad y es probable que un sistema basado en energías renovables sea la opción política más factible con un coste de entre 69,4 y 84€/MWh.

En Smart Energy Europe [22] estudian el impacto técnico y económico de un escenario de energía 100% renovable para la Unión Europea. El impacto se presenta en términos de energía, medio ambiente y economía hasta llegar a conseguir la transición. Se prevé dismantlar la energía nuclear, implementar una gran cantidad de ahorro de calor, convertir la flota de vehículos privados en VE, proporcionar el calor de las zonas rurales con bombas de calor y en las urbanas con calefacción urbana, cambiar los combustibles de los vehículos pesados por electrocombustible y sustituir el gas natural por metano. Los resultados indican que utilizar el enfoque del sistema de Energía Inteligente es técnicamente posible sin consumir una cantidad insostenible de bioenergía. Permite una penetración de energía renovable en el sector de la electricidad ya que se interconectan la electricidad, calefacción, refrigeración y transportes. El coste es más alto (10-15%) pero se generarían unos 10 millones de puestos de trabajo directos adicionales.

En Colombia estudian los efectos a largo plazo de la generación 100% renovable en el mercado eléctrico [23]. La intermitencia y la estacionalidad es un desafío para la seguridad de suministro, pero uno un obstáculo. En Costa Rica, Paraguay o en Islandia casi el 100% de la producción de energía es a partir de energías renovables. Utilizan un modelo de simulación para analizar el escenario en el que hay un gran componente hidroeléctrico, que complementado con la solar y eólica reducen los precios y aumentan la eficiencia energética a la vez que ayudan a la seguridad de suministro.

Para el caso de Japón [24], se estudia una simulación horaria de la futura producción de electricidad utilizando datos atmosféricos reales y evaluando la confiabilidad de la red 100% renovable. Se demuestra que la viabilidad está asegurada siempre que se implanten baterías a gran escala para equilibrar el sistema.

La hoja de ruta de transición energética y el papel de las tecnologías de almacenamiento para Pakistán en 2050 [25], donde realizan un sistema simulado con sectores de demanda de energía, desalinización de agua y gas industrial. El sistema 100% renovable puede proporcionar la energía confiable y sostenible para 2050 y también podría cubrir la demanda de electricidad para la desalinización por osmosis inversa. El coste obtenido para el sistema fue de 46,8€/MWh en 2050, una reducción aproximadamente del 50% comparado con el año 2015.

Diseño de una red eléctrica simplificada altamente renovable en China [26]. Obtienen un nuevo conjunto de datos validado de series temporales de energía solar y eólica por hora para 31 provincias chinas. La explotación de estas energías es rentable, pero se requiere transmisión de la energía de largo alcance. El rápido crecimiento económico ha llevado a una creciente demanda por lo que se ha hecho necesaria la expansión a gran escala de instalaciones solares y eólicas. La distribución geográfica es desigual por lo que es necesario estudiar una red renovable que llegue a satisfacer toda la demanda. El primer objetivo es aumentar gradualmente la heterogeneidad, es decir, la producción de energía eólica y solar no local, para minimizar los costes de producción sin tener en cuenta el ajuste entre la producción y la demanda. Y el segundo optimiza el equilibrio entre producción a bajo coste y alto valor de utilidad de la energía. En ambos casos, el estudio se basa en 8 años de series temporales horarias para cada provincia. Una red heterogénea no solo reduce las inversiones de capital, sino que también reduce los despachos de respaldo de las unidades térmicas. Instalando más capacidades en provincias como Mongolia Interior, Jiangsu, Hainan y las regiones del noroeste, los diseños heterogéneos pueden reducir el costo nivelado de la electricidad (LCOE) hasta en un 27 % y reducir las necesidades de respaldo hasta en un 64 %.

El caso de Kazajstán [27] es una transición hacia un suministro de energía y calor 100% renovable para economías intensivas en energía y condiciones climáticas continentales severas. La disponibilidad limitada de recursos de energía renovable flexibles, la baja flexibilidad de la demanda y la alta estacionalidad de la oferta y la demanda pueden impedir la transición hacia el sistema renovable. Este país, mayoritariamente estepario con duras condiciones climáticas continentales y una economía intensiva en energía dominada por combustibles fósiles, puede llegar a alcanzar la transición. El coste que se obtendría es de 54€/MWh en 2050. La transición del sistema de calor requiere la instalación de capacidades de almacenamiento sustanciales para compensar las variaciones estacionales de la demanda de calor. A pesar de las condiciones climáticas adversas, es una medida técnicamente factible y económicamente viable.

Como se puede ver, el tema a tratar en este TFM está extendido por todo el mundo. A todos los ciudadanos nos concierne llevar a cabo esta transición para no destruir el planeta y que disminuya el número de muertes por contaminación.

El artículo científico que se ha tomado como base para este Trabajo Fin de Máster es el más recientemente publicado por Jacobson en enero de 2022 [1], ya que ofrece la versión más evolucionada de su metodología.

3. METODOLOGÍA

La metodología en que se apoya este TFM toma como base el archivo publicado por Jacobson en [1], y sobre éste se adaptan los datos de España en lugar de los datos originales. Los datos originales están en dólares. No se ha realizado ningún cambio ya que el dólar equivale a 0,98€ a día de hoy, por lo que se considera despreciable. Los documentos analizados para realizar los cálculos se encuentran en las tablas del anexo al final del documento.

La hoja de cálculo tiene introducidos los datos necesarios para cada uno de los 50 estados de Estados Unidos, de los que luego obtiene resultados, individualmente y en conjunto para todos ellos. Se analiza esta base de datos para poder implementar el caso del TFM a un único país, como es el caso de España.

A continuación, se numeran las fases a seguir para la obtención de posteriores resultados:

1. Búsqueda de información para obtener los datos necesarios de la demanda de energía de uso final BAU satisfecha en el año 2020 para cada tipo de combustible en cada uno de los distintos sectores.
2. Obtención de datos de potencias instaladas en España en 2020 para cada tipo de tecnología.
3. Estimación de la demanda de energía final que se pretende alcanzar en 2050 BAU, es decir, con las mismas fuentes de energía de las que se ha obtenido en 2020.
4. Cálculo de los recursos necesarios que se necesitarían para satisfacer la demanda estimada, pero a base de generación eléctrica 100% renovable con WWS. Cuantas instalaciones tendrían que construirse para cubrir la demanda de energía eléctrica estimada para que en el año 2050 toda fuera de origen renovable.
5. A partir de la demanda de energía de uso final estimada para el año 2050 para cada tipo de combustible, se obtiene la reducción de la demanda de energía necesaria tras el cambio. La carga alimentada por cada tipo de combustible en cada sector en 2050 y la carga de electricidad WWS que sería necesaria.
6. Se analizan los recursos y se estiman combinaciones de generadores de energía WWS para cumplir con la demanda de energía de uso final promedio anual entre todos los sectores de energía.
7. Se realiza el cálculo de los costes de energía, salud y clima tras el cambio. Se calculan las superficies de tierra que se necesitarían para los nuevos generadores WWS que sería necesario construir para llevar a cabo este sistema además de los de puestos de trabajo resultantes de la transición a WWS.

Los primeros datos necesarios son geográficos. Se necesita la superficie terrestre [28], la longitud de costa [29], la superficie marina y la longitud de agua salada. Esta última se obtiene considerando dos de los lagos más grandes de España, el de Sanabria en Zamora y el de Bañolas en Gerona [30, 31].

Superficie terrestre (km ²)	499.606
Superficie de agua (km ²)	5.240
Longitud costera de agua (km)	7.905
Longitud de costa de lagos (km)	5,26

Tabla 1 Datos geográficos.

Con los datos geográficos y la densidad de población se pueden hacer previsiones de la disponibilidad de terreno, tanto en la superficie terrestre como en el mar. Según la tendencia del crecimiento de la población desde 1990 hasta 2020, calculamos la previsión hasta el año 2050, al igual que el porcentaje de población urbana desde 1970 [32,33]. ANEXO Tablas 20 y 22.

Año	Población
1990	39.202.524
1995	39.787.413
2000	40.824.744
2005	44.019.117
2010	46.931.011
2015	46.671.919
2020	46.754.783
2025	46.642.045
2030	46.629.986
2035	46.615.049
2040	46.552.651
2045	46.539.153
2050	46.500.485

Tabla 2 Población.

Año	% Población urbana
1970	66,038
1980	72,789
1990	75,351
2000	76,262
2010	78,442
2020	80,810
2030	82,727
2040	84,025
2050	84,799

Tabla 3 Porcentaje de población urbana.

Para la producción de energía solar fotovoltaica es necesario la ubicación con la latitud máxima y mínima [34]. ANEXO Tabla 21.

Para cada tecnología se toman los valores de potencia por unidad de generación y la superficie media que ocupa este dispositivo. Se consideran los datos del artículo por ser coherentes al caso de España. Por un lado, tenemos la superficie en terrenos nuevos, donde un aerogenerador ocupa de media 0,7 km², y, por otro lado, la huella que ocupan estas plantas en superficies ya construidas como las plantas fotovoltaicas que son una media de 0,005 km²/MW.

Tecnología	Potencia nominal de una unidad/instalación (MW)	Superficie ocupada en terrenos nuevos (km ² /MW)	Huella de tierra nueva (km ² /MW)	Superficie ocupada en terrenos, aguas, tejados (km ² /MW)	Huella de terrenos, aguas, tejados (km ² /MW)
Onshore wind	5	0,0709	0,0000	0,0709	0,0000
Offshore wind	5	0,0000	0,0000	0,1266	0,0000
Dispositivos de olas	0,75	0,0000	0,0000	0,0333	0,0007
Planta geotérmica	100	0,0000	0,0033	0,0000	0,0033
Planta hidroeléctrica	1300	0,0000	0,0000	0,0000	0,5024
Turbina de mareas	1	0,0000	0,0000	0,0037	0,0003
PFV en tejados de viviendas	0,05	0,0000	0,0000	0,0000	0,0048
PFV en tejados de comercios/industrias	0,1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0048
Planta solar fotovoltaica	50	0,0000	0,0113	0,0000	0,0113
Planta CSP	100	0,0000	0,0293	0,0000	0,0293
Planta solar térmica (calor)	50	0,0000	0,0014	0,0000	0,0014
Planta geotermica (calor)	50	0,0000	0,0033	0,0000	0,0033

Tabla 4 Características básicas de las tecnologías de generación.

Otro dato a introducir es el producto interno bruto basado en paridad de poder adquisitivo (PPA) PIB per cápita, año constante 2017 Dólar internacional [35]. ANEXO Tabla 24.

En la Tabla 5 se muestran los resultados del consumo de energía en ktep según sea sector residencial, comercial, industrial, transporte, agricultura u otros [36,37,38,39,40]. ANEXO Tabla 25.

	Residencial	Comercio	Industria	Transporte	Agricultura/silvicultura/pesca	Otros
Oil	2793,20	1350,47	3667,99	203,12	2086,93	36,11
Natural gas	2740,31	2830,95	10981,72	0,00	150,84	29,32
Coal	68,34	0,00	1456,48	347,90	0,00	146,26
Electricity	6449,39	6407,00	8367,87	0,00	431,13	105,50
Heat	261,23	52,71	2,82	0,00	1,98	5,96
Other renewables	10,65	7,98	0,19	1681,32	4,37	0,00
Biofuels and waste	2543,82	134,33	1468,91	37303,67	77,74	0,84

Tabla 5 Consumos de energía en ktep.

En cuanto a la potencia instalada, en la siguiente tabla hay un resumen de los MW ya instalados hasta 2020 con un total de 66.013 MW [41,42,43,44,45,46]. ANEXO Tabla 41.

Tecnología	Potencia instalada año 2020 (GW)
Onshore wind	28.599
Offshore wind	0
Dispositivos de olas	0
Planta eléctrica geotérmica	0
Planta hidroeléctrica	17.094
Turbina de mareas	0
PFV en tejados de viviendas	693
PFV en tejados de comercios/industrias	2.049
Planta solar fotovoltaica	15.274
CSP	2.304
Potencia total instalada WWS	66.013

Tabla 6 Capacidades WWS instaladas en 2020.

Los datos de instalaciones solares fotovoltaicas están divididos en instalaciones fotovoltaicas e instalaciones dedicadas al autoconsumo instaladas en los tejados de las viviendas. Para obtener la parte proporcional dedicada a las viviendas y a la industria se hace a partir de una estimación, la potencia en función de los años anteriores.

La potencia instalada en el año 2020 fueron 1.203 MW, de los cuales, el 32% fue de autoconsumo en viviendas. La potencia instalada hasta el año 2020 fue de 1.539MW, de los cuales consideramos el 20% [47]. Por lo que disponemos 693 MW instalados destinados a uso residencial. La potencia destinada a uso industrial y comercial es la restante, en este caso 2.049 MW.

Como datos adicionales introducimos los pasajeros por vehículo [48], PPP GPD per cápita International USD 2011 y el número de miles de edificios para tener la disponibilidad de los tejados donde ubicar placas solares [49]. ANEXO Tabla 45.

4. CASOS DE ESTUDIO

Para dejar de utilizar los combustibles fósiles como fuente de generación de energía es necesario repartir esa energía entre las fuentes renovables para poder satisfacer así la demanda requerida. Para conseguir un sistema eléctrico 100% renovable, según la potencia ya instalada en 2020 y las disponibilidades del territorio español, se estima el potencial que tienen que proporcionar las distintas fuentes. Las que predominan son la eólica terrestre y la fotovoltaica, como sucede hoy en día. Las plantas hidroeléctricas tienen mucha importancia, pero se considera que no se puede contar con más potencia de la actual instalada.

A partir de la base de datos, obtenemos cuánta potencia adicional hace falta añadir a las fuentes de energía ya existentes para cumplir el objetivo. Por los recursos naturales disponibles en España, se puede asegurar que las fuentes más importantes van a ser la eólica y la fotovoltaica, como lo están siendo en los últimos años.

La potencia demandada para el uso final va a seguir creciendo. Según los cálculos obtenidos, si se mantiene la tendencia, con energía BAU en 2050 la demanda pasará a ser de 157 GW, un 30% mayor que en el año 2020. Se hace una extrapolación, según la demanda de los últimos años y se predice la demanda que habrá que satisfacer en el año 2050 siguiendo con la producción de energía como se está haciendo hasta ahora con combustibles fósiles y energías renovables.

A partir de la metodología implementada, si hacemos la transición al sistema renovable (WWS) para ese mismo año, la demanda podría verse reducida a la mitad respecto a la estimada para 2050 BAU. Es decir, si hacemos la transición a un sistema 100% renovable, la demanda estimada en 2050 WWS respecto a la estimada para 2050 BAU se vería reducida debido principalmente a la electrificación del uso final de la energía. ANEXO Tablas 17 y 18.

	Demanda de energía de uso final (GW) en 2050	Distribución de demanda de uso final por sector en 2050, BAU y WWS (%)					
	TOTAL	Residencial	Comercio	Industrial	Industria	Agricultura	Otros
BAU 2020	122,1	16,2%	11,7%	28,2%	40,6%	3,0%	0,4%
BAU 2050	157,3	15,6%	12,6%	33,1%	36,0%	2,5%	0,3%
WWS 2050	65,6	17,7%	18,5%	37,5%	24,2%	1,7%	0,3%

Tabla 7 Demanda de energía de uso final en un escenario basado en combustibles fósiles (BAU) y en un escenario 100% WWS.

En la tabla 8 se puede ver a que se debe la reducción de la demanda. El 38,5% disminuye debido a la electrificación, claro ejemplo son los vehículos eléctricos, las cocinas eléctricas y la calefacción, además de la eliminación de la energía necesaria para la extracción, transporte y refinación de combustibles fósiles. ANEXO Tabla 19.

% cambio en el uso de la energía BAU en 2050			
Debido a la electrificación de los usos finales	Debido a los cambios en el uso de energía	Debido a medidas adicionales de eficiencia	Total
-38,5%	-13,0%	-6,8%	-58,3%

Tabla 8 Porcentaje de cambio en el uso de la energía para 2050.

En este TFM hay que fijar el peso que tiene cada fuente de energía para calcular los dispositivos nuevos necesarios para conseguir un sistema renovable en 2050. En la siguiente tabla están los valores fijados de porcentajes máximos de demanda satisfecha según el tipo de tecnología. El mayor peso recae sobre la energía eólica y fotovoltaica. ANEXO Tabla 3.

Onshore wind	50%
Offshore wind	60%
Dispositivos de olas	0,3%
Planta geotérmica	20%
Planta hidroeléctrica	90%
Turbina de mareas	0,3%
PFV en tejados de viviendas	40%
PFV en tejados de comercios/industrias	40%
Planta solar fotovoltaica	90%
Planta CSP	10%

Tabla 9 Porcentajes máximos de demanda satisfecha.

En función de la potencia de cada tipo de energía se calcula cuantas nuevas plantas o dispositivos de energía WWS, que serían necesarios para proporcionar la demanda de energía de uso final promedio anual total para todos los propósitos en 2050, teniendo en cuenta las pérdidas de transporte, transmisión y distribución. Estas pérdidas se consideran constantes y la potencia de cada tecnología y lo que ocupa cada una de ellas se ha definido inicialmente como se puede ver en la tabla 4 de características principales.

Con ello podemos obtener lo que ocupa cada instalación y ver el porcentaje de terreno necesario para la implantación de la potencia restante. Se puede ver que es una parte insignificante y la mayor ocupación se da en la energía eólica y la fotovoltaica.

El espacio que ocupan las centrales que en un futuro tendrían que desaparecer es un espacio que podría utilizarse para instalar este aumento de potencia necesaria, por lo que el terreno requerido sería aún menor si descontamos estas superficies que habría que dismantelar.

Para nuevos parques eólicos se necesitaría un 0,043% de la superficie terrestre y para los parques offshore un 0,027%. Para el total de la potencia necesaria, la superficie terrestre y marina necesaria sería del 0,07%. Si tenemos en cuenta el espaciado, por ejemplo, para un parque eólico, habría que aumentarlo en un 0,05%. ANEXO Tablas 2 a 16.

Tecnología	Porcentaje de la demanda de energía de 2050 satisfecha por la planta/dispositivo	Capacidad nominal de las plantas o dispositivos existentes más nuevos (GW)	Porcentaje de la capacidad nominal ya instalada, año 2020	Número de plantas o dispositivos nuevos necesarios	Porcentaje del área de terreno de todo el país para la huella de nuevas plantas/dispositivos	Porcentaje del área de terreno de todo el país para el espacio de nuevas plantas/dispositivos
Onshore wind	30,29%	85,80	33,33%	11.440	0,000%	0,043%
Offshore wind	10,03%	19,99	0,00%	3.998	0,000%	0,027%
Dispositivos de olas	0,24%	0,60	0,00%	806	0,000%	0,000%
Planta geotérmica	9,57%	8,00	0,00%	80	0,000%	0,000%
Planta hidroeléctrica	10,98%	17,09	100,00%	0	0,000%	0,000%
Turbina de mareas	0,01%	0,04	0,00%	40	0,000%	0,000%
PFV en tejados de viviendas	11,15%	29,87	2,32%	583.607	0,001%	0,000%
PFV en tejados de comercios/industrias	18,58%	54,46	3,76%	524.142	0,003%	0,000%
Planta solar fotovoltaica	6,69%	17,68	86,39%	48	0,000%	0,000%
Planta CSP	2,47%	2,30	100,00%	0	0,000%	0,000%
Total anual	100,00%	235,84	27,99%	1.124.160	0,005%	0,069%
Total anual nuevo terreno					0,001%	0,043%
Planta CSP	0,91%	1,38	0,00%	14	0,000%	0,000%
Planta solar térmica (calor)	0,00%	0,00	0,00%	0	0,000%	0,000%
Planta geotérmica (calor)	0,00%	0,00	0,00%	0	0,000%	0,000%
Total anual para almacenamiento	0,00%	1,38	0,00%	14	0,000%	0,000%
Total anual + almacenamiento		237,23	27,83%	1.124.173	0,005%	0,069%
De los cuales son nuevos terrenos					0,001%	0,043%

Tabla 10 Porcentaje de demanda necesaria, potencia total necesaria en 2050, número de dispositivos nuevos necesarios y porcentaje de ocupación del terreno según cada tipo de tecnología.

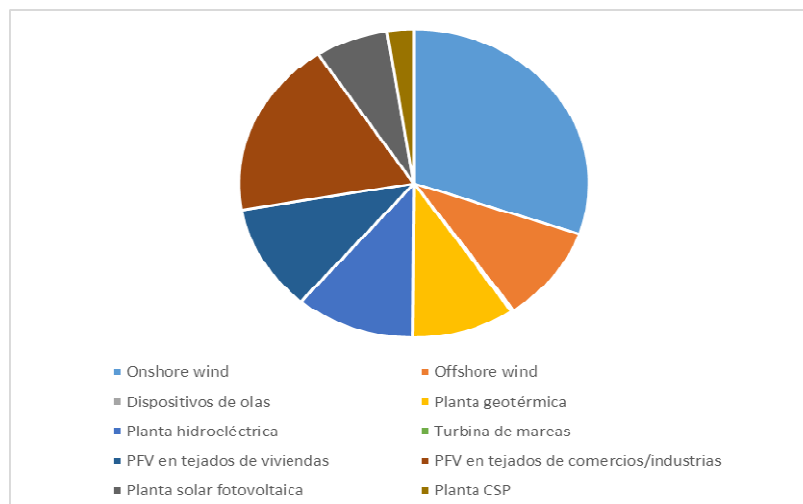


Figura 4 Porcentaje de demanda de energía satisfecha por cada tecnología en 2050.

Con la demanda que es necesario cubrir, el peso que tiene cada tecnología en generación y el terreno disponible se predice la potencia que tendría que existir en 2050 de cada tipo para poder llegar a conseguir el propósito. Por ejemplo, habría que duplicar la energía eólica terrestre, obtener 20 MW de eólica marina, pero, sobre todo, lo más importante es utilizar las fachadas y tejados de edificios para generar buena parte de la energía necesaria. ANEXO Tablas 1 y 41.

Tecnología	Potencia instalada año 2020 (GW)	Nueva capacidad nominal necesaria (GW)
Onshore wind	28,60	57,20
Offshore wind	0,00	19,99
Dispositivos de olas	0,00	0,60
Planta eléctrica geotérmica	0,00	8,00
Planta hidroeléctrica	17,09	0,00
Turbina de mareas	0,00	0,04
PFV en tejados de viviendas	0,69	29,18
PFV en tejados de comercios/industrias	2,05	52,41
Planta solar fotovoltaica	15,27	2,41
CSP	2,30	0,00
Total para potencia anual	66,01	169,83
CSP	0,00	1,38
Planta termosolar	0,00	0,00
Planta térmica	0,00	0,00
Total para almacenamiento	0,00	1,38
Total	66,01	171,21

Tabla 11 Potencia instalada en 2020 y potencia que se necesita instalar para 2050.

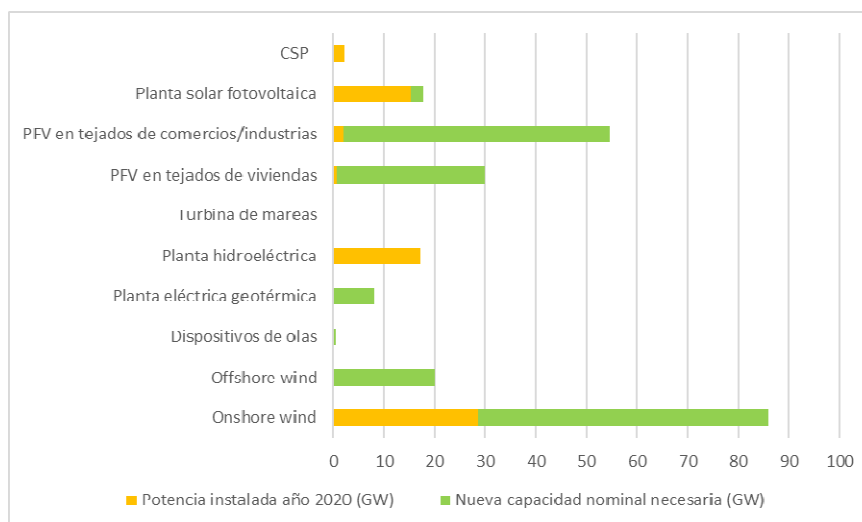


Figura 5 Potencia instalada en 2020 y necesaria para instalar hasta 2050.

En función de la tecnología, las necesidades del terreno son diferentes. Obtenemos el área de terreno, de agua o de tejados (km^2) que ocuparía cada tipo de instalación si se lleva a cabo la implantación de la potencia necesaria para alcanzar los objetivos de energía 100% renovable. Donde existe espaciado entre los dispositivos generadores, como los parques eólicos, ya está incluida la huella. Lo que más espacio necesita son los aerogeneradores, tanto terrestres como marinos, aunque la superficie de agua estaría bien aprovechada, no afecta al fondo marino, es respetuoso con la fauna y no tiene impacto paisajístico. Los terrestres sí que necesitarían mayor disponibilidad de superficie, también son más baratos, pero como se dispone de terreno suficiente, puede seguir creciendo. Las plantas geotérmicas necesitan la superficie de la planta, no hay espacio adicional en ella. Las instalaciones fotovoltaicas, si consideramos que las superficies de los tejados son superficies ya utilizadas que no pueden ser destinadas a otra función adicional, no necesitaríamos terreno nuevo, únicamente para las instalaciones fotovoltaicas de suelo las cuales no necesitan tanto aumento como las destinadas a viviendas, comercios e industrias.

Para todas las tecnologías, la eficiencia de transporte y distribución se ha considerado que es la misma. Las líneas de evacuación en la que se reparte esta energía tienen unas pérdidas, fijadas en un 87,1% para este TFM. ANEXO Tabla 12.

	Huella	Huella + espaciado	Factores de capacidad promedio global	Promedio T&D eficiencia
Onshore wind	0	4.057	26,6%	87,1%
Offshore wind	0	2.530	37,8%	87,1%
Dispositivos de olas	0	20	29,7%	87,1%
Planta eléctrica geotérmica	26	26	90,0%	87,1%
Planta hidroeléctrica	0	0	48,3%	87,1%
Turbina de mareas	0	0	24,6%	87,1%
PFV en tejados de viviendas	141	141	28,1%	87,1%
PFV en tejados de comercios/industrias	253	253	25,7%	87,1%
Planta solar fotovoltaica	27	27	28,5%	87,1%
CSP	0	0	80,7%	87,1%

Tabla 12 Necesidades del terreno según la tecnología.

En la siguiente tabla se puede ver un desglose de la demanda calculada según el sector para un sistema WWS en 2050. Como se indicaba al principio, la demanda se ve reducida y en lo que más se nota es en el transporte. Hoy en día la cifra de vehículos que no utiliza un combustible fósil para funcionar es muy pequeña. Aquí es donde se deberían implantar medidas adicionales para que cualquiera pudiera comprar un coche de estas características, que estuviera al alcance de cualquier persona para así poder aportar esa reducción de emisiones que provoca cada coche hoy en día. En el sector residencial, la reducción podría deberse al cambio de las cocinas y modos de calefacción. La industria también sufre una bajada a la mitad, que después del transporte es la más significativa. Si asumimos que todo el calor de alta temperatura de la industria se obtendrá de hornos y calentadores eléctricos, estamos eliminando todas las máquinas que funcionan con gas o carbón.

	Residencial	Comercio	Industria	Transporte	Agricultura	Otros	TOTAL	Total TWh
Demanda total de uso final, BAU, 2050 (GW)	24,60	19,75	52,00	56,61	3,88	0,46	157,31	1.378,00
Demanda total de uso final, WWS, 2050 (GW)	11,62	12,16	24,58	15,88	1,14	0,18	65,57	574,36

Tabla 13 Demanda final BAU y WWS en 2050 según su uso final.

	Onshore wind	Offshore wind	Dispositivos de olas	Planta eléctrica geotérmica	Planta hidroeléctrica	Turbina de mareas	PFV en tejados de viviendas	PFV en tejados de comercios/indus	Planta solar fotovoltaica	CSP
% DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA TOTAL EN 2050	30,3%	10,0%	0,2%	9,6%	11,0%	0,0%	11,1%	18,6%	6,7%	2,5%
% MÁXIMO DE DEMANDA RESIDUAL SATISFECHA POR TECNOLOGÍA	50,0%	60,0%	0,3%	20,0%	90,0%	0,3%	40,0%	40,0%	90,0%	10,0%
POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA EN 2050 (MW)	85.797	178.233	33.056	8.000	17.094	40	62.172	157.370	39.181	2.304
POTENCIA ENTREGADA A LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN POTENCIAL EN 2050 (MW)	19.860	58.646	8.549	6.276	7.199	9	15.209	35.191	9.716	1.620
POTENCIA REAL ENTREGADA A USUARIOS FINALES, 2050 (MW)	19.860	6.577	156	6.276	7.199	9	7.308	12.179	4.385	1.620
DEMANDA MÁXIMA QUE PERMITE SER SATISFECHA POR TECNOLOGÍA, 2050 (MW)	25.154	6.577	156	11.674	59.010	156	7.308	12.179	4.385	5.193
EFICIENCIA TOTAL CALCULADA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, 2050	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%
PRODUCTO DE EFICIENCIA DE T&D Y FACTORES DE CAPACIDAD EN USO	23,1%	32,9%	25,9%	78,4%	42,1%	21,4%	24,5%	22,4%	24,8%	70,3%
PROYECCIÓN DE GENERACIÓN REAL (MW), 2050	22.792	7.548	179	7.203	8.262	10	8.387	13.978	5.032	1.859
NÚMERO DE DISPOSITIVOS NUEVOS DE CADA TIPO, 2050	11.440	3.998	806	80	0	40	583.607	524.142	48	0

Tabla 14 Resumen.

En la tabla resumen podemos ver el porcentaje de participación de la demanda de cada tecnología, la máxima demanda residual satisfecha, la potencia que estaría instalada en 2050, la potencia real entregada a usuarios finales, la demanda máxima que se podría proporcionar, la eficiente en transporte y distribución, la proyección de generación real y los dispositivos nuevos que sería necesario implantar de cada tipo de tecnología.

Según el método de Jacobson implementado, el coste de la energía BAU en 2050 sería de 111,57 €/kWh, comparado con 77,04 €/kWh resultante de la transición a energía 100% renovable. El coste sería un 30% menor.

Onshore wind	51,74
Offshore wind	93,61
Dispositivos de olas	115,10
Planta geotérmica	96,57
Planta hidroeléctrica	58,33
Turbina de mareas	68,42
PFV en tejados de viviendas	116,53
PFV en tejados de comercios/industrias	89,10
Planta solar fotovoltaica	59,76
Planta CSP	101,85
WWS LCOE	77,04
Costes de energía BAU 2050	111,57

Tabla 15 Coste nivelado de energía de fuentes WWS (incluyendo T&D) y cartera de energía actual de BAU para el potencial técnico de los recursos en 2050 (año-2020 c\$/kWh).

Según Jacobson, se calculan los costes de energía con combustibles y con energía renovable y este último es el precio más bajo. Habrá más diferencia en 2050, pero a día de hoy está más caro el precio del combustible por lo que es muy difícil que el precio del sistema WWS supere al de los combustibles fósiles. Los beneficios a nivel del ciudadano son en energía, salud y clima.

Partiendo de la base de que en este TFM no se ha tenido en cuenta la subida del precio del kWh posterior a la pandemia y debido a la invasión de Ucrania, el precio medio del kWh en el año 2020 fue de 0,1€/kWh. El precio estimado para 2050 es de 0,11€/kWh, pero ya lo hemos sobrepasado, por lo que, si seguimos así, el precio se dispararía todavía mucho más. Comparado con el precio de WWS, que sería de 0,07€/kWh, supondría un gran ahorro ya que estaríamos por debajo del precio medio que había antes del año 2020.

LCOE medio de combustibles convencionales (€/kWh) 2022	9,99
LCOE medio de combustibles convencionales (€/kWh) 2050	11,16
2050 LCOE promedio WWS (€/kWh)	7,70
Beneficio de energía promedio (valor medio) (ahorro de costos) de WWS para cada persona (€/persona/año)	398
Beneficio de calidad del aire de valor medio (daños evitados) de WWS para cada persona (/persona/año)	546
Beneficio de cambio climático de valor medio (daños evitados) de WWS para cada persona (€/persona/año)	2.743
Valor medio del beneficio total de energía, calidad del aire y cambio climático global para cada persona (€/persona/año)	3.687

Tabla 16 Costes de la energía y beneficios.

Jacobson calcula un ratio para el año 2050 del coste social por kWh de BAU:WWS, siendo este para el caso de España de 2,88. Esto quiere decir que el coste social de BAU es casi 3 veces mayor que con WWS.

En las azoteas de los edificios se podrían llegar a instalar 111.024 MW y en las de los edificios comerciales e industriales 203.336 MW como pueden ser edificios públicos o naves industriales. También se podría dar uso de la cubierta de los parking, tanto públicos como privados ya que también es una superficie de la que se podría sacar beneficio para alcanzar los objetivos. ANEXO Tabla 47 a 52.

Edificios residenciales, incluido el estacionamiento residencial	Área de azotea adecuada (km ²)	441
	Potencial técnico (MW)	111.024
	Capacidad instalada (MW)	29.873
	Instalado relativo al potencial técnico %	26,9%
Edificios comerciales, incluidos edificios gubernamentales e industriales	Área de azotea adecuada (km ²)	807
	Potencial técnico (MW)	203.336
	Capacidad instalada proyectada (MW)	54.463
	Instalado relativo al potencial técnico %	26,78%

Tabla 17 Áreas disponibles para energía solar fotovoltaica en edificios residenciales y comerciales.

Para el cálculo de muertes por año relacionadas con la contaminación, los cálculos según Jacobson valoran 3 hipótesis: Low Case High Benefit, un caso intermedio (Middle) y High Case Low Benefit. La más favorable sería la primera, con menos casos y mayor beneficio, luego hay un valor medio y por último el caso con mayores muertes y por lo tanto menores beneficios. Si se cumpliera el caso más favorable, el número de muertes por año sería de 2.000, comparado con las casi 4.000 que se produjeron en el año 2022 debido a la contaminación.

Muertes/año relacionadas con la contaminación del aire promedio 2020	Low (HCLB)	3.531
	Middle	4.772
	High (LCHB)	9.607
Muertes por año relacionadas con la contaminación del aire en 2050	LCHB	2.183
	MIDDLE	2.853
	HCLB	5.552
Beneficios totales en la calidad del aire de cambiar a WWS (daños totales por contaminación del aire evitados en 2050)	LCHB	28.197
	MIDDLE	25.400
	HCLB	30.871

Tabla 18 Beneficios de calidad de aire al cambiar a WWS.

En relación a la creación de empleo, según las conclusiones obtenidas en la revisión de la literatura, todos los artículos afirman que aumenta el empleo cuando se implanta el sistema WWS. Para este caso no es diferente y los empleos que se calculan una vez implantado el sistema aumentan con respecto a los actuales con BAU.

En la siguiente tabla se puede apreciar que los trabajos de construcción necesarios para obtener las instalaciones necesarias son 108.362 y los permanentes de operación 46.103 puestos. Por el contrario, se perderían 60.775 empleos de construcción del sistema BAU y 52.363 de operaciones. En total la pérdida de empleos asciende a 113.138. Teniendo en cuenta la generación y la pérdida de empleos, el neto asciende a 41.327 puestos que sería necesario ocupar, además de los que se ocuparían de los trabajadores que pasaran de un puesto BAU a otro WWS, por lo que la tasa de empleo aumenta muy favorablemente. Las ganancias promedio de trabajos de construcción y de operación son de 5,72 y 2,43 miles de millones al año. ANEXO Tabla 53.

Trabajos de construcción WWS, equivalente FTE en el año 2050	108.362
Trabajos de operaciones de WWS (permanentes) en el año 2050	46.103
Empleos de construcción del sector energético y del sector de refinería de BAU perdidos en 2050	60.775
Empleos de operaciones BAU perdidos en 2050	52.363
Empleos netos: nueva construcción de WWS más empleos de operación creados menos empleos BAU perdidos, 2050	41.327
Ganancias promedio de nuevos trabajos de construcción WWS (miles de millones 2020-/año)	5,72
Ganancias promedio de nuevos trabajos de operación de WWS (miles de millones 2020-/año)	2,43
Ganancias promedio de empleos netos, 2050 (miles de millones 2020-/año)	2,18

Tabla 19 Empleos WWS creados, empleos BAU perdidos, cambio neto de empleos y ganancias netas.

En conclusión, los requerimientos de potencia para implantar en sistema WWS en España ascienden a 237.277 MW, de los cuales ya hay instalados casi un 30%.

Capacidad de placa de identificación WWS requerida 2050 (MW)	237.227
Porcentaje de la capacidad nominal requerida ya instalada	27,83%

Tabla 20 Requerimientos de potencia necesaria para conseguir un sistema 100% WWS.

5. RESUMEN Y CONCLUSIONES

En este TFM se ha propuesto aplicar la metodología desarrollada para la transición energética en EEUU al caso de España. Tras la obtención de datos y sustitución de ellos se procede a seguir la metodología utilizada por Jacobson en [1] para estimar la potencia de las tecnologías de generación necesarias para obtener un sistema eléctrico 100% renovable en 2050.

Como resultado de la electrificación o suministro de calor directo para toda la energía, la transición de BAU a WWS reduce la demanda. Aunque el uso de la electricidad aumente, esta transición reduce las necesidades de energía de uso final. La demanda de energía WWS de uso final promedio anual se reduce debido a la mejora de eficiencia de la electricidad frente a la combustión, a la eliminación de energía de extracción, transporte y refinación de combustibles fósiles, también debido a la mejora de la eficiencia energética de uso final, a la eficiencia en el transporte, a la eficiencia de la electricidad sobre la combustión para calor industrial y calor eléctrico, a las bombas de combustión o la resistencia eléctrica para el calor en edificios.

Las baterías de 4h proporcionan almacenamiento de larga duración, no son necesarias baterías de mucha capacidad, la concatenación de estas es la solución para no invertir en potencias más grandes. El almacenamiento, tanto en baterías como el bombeo, es importante al tener en cuenta que grandes cantidades de energía provienen de fuentes variables intermitentes como la solar y la eólica.

Los costes de energía, salud y clima se ven reducidos tal como se puede ver en las conclusiones obtenidas de todos los estudios que se han realizado en otras partes del mundo, como se comprueba en la revisión de la literatura. Igualmente, la tasa de empleo en España se vería incrementada tras la implantación de un sistema WWS.

Se obtiene que en España se necesitarían 102 GW de potencia en parques solares fotovoltaicos, de los cuales, ya hay instalados 18 GW. De energía eólica se necesitan 106 GW, tanto onshore como offshore, de los cuales hay instalados 29 GW.

La instalación de toda la potencia necesaria para alcanzar los objetivos lleva a requisitos de terreno y agua, pero implicaría una superficie muy pequeña comparada con la superficie terrestre y marina disponible en España.

Cada país tiene sus propios desafíos sociales, políticos y económicos. Las fuerzas sociales y políticas pueden ser las más difíciles de superar, pero si se lograra superar, esta transición proporcionaría seguridad energética en un futuro.

Un sistema con energía 100% renovable es factible a bajo coste. En la transición, la energía solar y la energía eólica son pilares centrales y en España existen esos recursos suficientes para poder aprovecharlos ya que una gran parte de la electricidad proviene de ellos.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Mark Z. Jacobson, Anna-Katharina von Krauland, Stephen J. Coughlin, Frances C. Palmer, Miles M. Smith. 2021. Zero air pollution and zero carbon from all energy at low cost and without blackouts in variable weather throughout the U.S. with 100% wind-water-solar and storage. *Renewable Energy*, 184 (2022), 430-442.
- [2] Objetivos de Desarrollo Sostenible. Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Naciones Unidas.
- [3] Red Eléctrica de España, 2020, Las energías renovables en el sistema eléctrico español, 2020.
- [4] Red Eléctrica de España, 2020, Informe del Sistema Eléctrico Español.
- [5] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- [6] El Pacto Verde Europeo. Comisión Europea.
- [7] REPowerEU: Una energía asequible, segura y sostenible para Europa. Comisión Europea.
- [8] Apartado HE4 del Código Técnico de la Edificación, Contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria.
- [9] Public Utilities Commission. California. Zero Net Energy.
<https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/energy-efficiency/zero-net-energy>
- [10] M.Z. Jacobson, R.W. Howarth, M.A. Delucchi, S.R. Scobies, J.M. Barth, M.J. Dvorak, M. Klevze, H. Katkhuda, B. Miranda, N.A. Chowdhury, R. Jones, L. Plano, A.R. Ingraffea, Examining the feasibility of converting New York State's all-purpose energy infrastructure to one using wind, water, and sunlight, *Energy Pol.* 57 (2013) 585e601.
- [11] M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, A.R. Ingraffea, R.W. Howarth, G. Bazouin, B. Bridgeland, K. Burkhardt, M. Chang, N. Chowdhury, R. Cook, G. Escher, M. Galka, L. Han, C. Heavey, A. Hernandez, D.F. Jacobson, D.S. Jacobson, B. Miranda, G. Novotny, M. Pellat, P. Quach, A. Romano, D. Stewart, L. Vogel, S. Wang, H. Wang, L. Willman, T. Yeskoo, A roadmap for repowering California for all purposes with wind, water, and sunlight, *Energy* 73 (2014) 875e889.
- [12] M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, G. Bazouin, M.J. Dvorak, R. Arghandeh, Z.A.F. Bauer, A. Cotte, G.M.T.H. de Moor, E.G. Goldner, C. Heier, R.T. Holmes, S.A. Hughes, L. Jin, M. Kapadia, C. Menon, S.A. Mullendore, E.M. Paris, G.A. Provost, A.R. Romano, C. Srivastava, T.A. Vencill, N.S. Whitney, T.W. Yeskoo, A 100% wind, water, sunlight (WWS) all-sector energy plan for Washington State, *Renew. Energy* 86 (2016) 75e88.

- [13] B.A. Frew, S. Becker, M.J. Dvorak, G.B. Andresen, M.Z. Jacobson, Flexibility mechanisms and pathways to a highly renewable U.S. electricity future, *Energy* 101 (2016) 65e78.
- [14] M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, M.A. Cameron, B.V. Mathiesen, Matching demand with supply at low cost among 139 countries within 20 world regions with 100 percent intermittent wind, water, and sunlight (WWS) for all purposes, *Renew. Energy* 123 (2018) 236e248.
- [15] M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, M.A. Cameron, S.J. Coughlin, C. Hay, I.P. Manogaran, Y. Shu, A.-K. von Krauland, Impacts of Green New Deal energy plans on grid stability, costs, jobs, health, and climate in 143 countries, *One Earth* 1 (2019) 449e463.
- [16] C. Budischak, D. Sewell, H. Thompson, L. Mach, D.E. Veron, W. Kempton, Costminimized combinations of wind power, solar power, and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time, *J. Power Sources* 225 (2013) 60e74.
- [17] S. Becker, B.A. Frew, G.B. Andresen, T. Zeyer, S. Schramm, M. Greiner, M.Z. Jacobson, Features of a fully renewable U.S. electricity system: optimized mixes of wind and solar PV and transmission grid extensions, *Energy* 72 (2014) 443e458.
- [18] A. Aghahosseini, D. Bogdanov, L.S.N.S. Barbosa, C. Breyer, Analyzing the feasibility of powering the Americas with renewable energy and interregional grid interconnections by 2030, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 105 (2019) 187e205.
- [19] F. Steinke, P. Wolfrum, C. Hoffmann, Grid vs. storage in a 100% renewable Europe, *Renew. Energy* 50 (2013) 826e832.
- [20] B. Elliston, I. MacGill, M. Diesendorf, Comparing least cost scenarios for 100% renewable electricity with low emission fossil fuel scenarios in the Australian National Electricity Market, *Renew. Energy* 66 (2014) 196e204.
- [21] D. Bogdanov, C. Breyer, North-East Asian super grid for 100% renewable energy supply: optimal mix of energy technologies for electricity, gas and heat supply options, *Energy Convers. Manag.* 112 (2016) 176e190.
- [22] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, Smart energy Europe: the technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 60 (2016) 1634e1653.
- [23] S. Zapata, M. Casteneda, M. Jimenez, A.J. Aristizabel, C.J. Franco, I. Dyner, Longterm effects of 100% renewable generation on the Colombian power market, *Sustain. Energy Technol. Assess.* 30 (2018) 183e191.

- [24] M. Esteban, J. Portugal-Pereira, B.C. Mclellan, J. Bricker, H. Farzaneh, N. Djalikova, K.N. Ishihara, H. Takagi, V. Roeber, 100% renewable energy system in Japan: smoothening and ancillary services, *Appl. Energy* 224 (2018) 698e707.
- [25] A. Sadiqa, A. Gulagi, C. Breyer, Energy transition roadmap towards 100% renewable energy and role of storage technologies for Pakistan by 2050, *Energy* 147 (2018) 518e533.
- [26] H. Liu, G.B. Andresen, M. Greiner, Cost-optimal design of a simplified highly renewable Chinese network, *Energy* 147 (2018) 534e546.
- [27] D. Bogdanov, A. Toktarova, C. Breyer, Transition towards 100% renewable power and heat supply for energy intensive economics and severe continental climate conditions: case for Kazakhstan, *Appl. Energy* 253 (2019) 113606.
- [28] The World Bank Group. (10 de mayo de 2022). Land area. https://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2?name_desc=true
- [29] Perfil ambiental de España 2006. https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/informacion-ambiental-indicadores-ambientales/perfilamb2006_marcogral_tcm30-185487.pdf.
- [30] Lago de Sanabria. (10 de mayo de 2022) En *Wikipedia*.
- [31] Lago de Bañolas. (10 de mayo de 2022). En *Wikipedia*.
- [32] PopulationPyramid.net (10 de mayo de 2022). Pirámides de población del mundo desde 1950 a 2100. <https://www.populationpyramid.net/es/espa%C3%B1a/1990/>
- [33] The World Bank Data. (15 de febrero de 2022) Urban population – Spain. https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.URB.TOTL.IN.ZS?name_desc=false&locations=ES
- [34] Latitud y longitud de los puntos extremos de España y altitudes máximas Meridiano inicial: Madrid (a 3° 41' 16" al oeste de Greenwich). Anuario 1973 Fondo documental del Instituto Nacional de Estadística.
- [35] The World Bank Data. (15 de febrero de 2022) GDP per capita, PPP (constant 2017 international \$). https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.KD?end=2020&name_desc=false&start=1990&view=chart
- [36] IDAE, (20 de febrero de 2022). Consumo de Energía Final.
- [37] International Eneergy Agency, (20 de febrero de 2022). Explore energy data by category, indicator, country or region. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=SPAIN&energy=Balances&year=2019> (ENERGY INDUSTRY OWN USE)
- [38] Red Eléctrica de España (Consulta de datos de diciembre de 2020). <https://www.ree.es/es/datos/generacion>

[39] El autoconsumo fotovoltaico creció más de un 100% en 2021 en España. (31 de enero de 2022). Energías Renovables. EL periodismo de las energías limpias. <https://www.energiyas-renovables.com/autoconsumo/el-autoconsumo-fotovoltaico-crecio-mas-de-un-20220131>

[40] Statista. Energía y medio ambiente. Potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2021. <https://es.statista.com/estadisticas/1004387/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-en-espana/>

[41] Red Eléctrica de España. La eólica se convierte en la principal fuente de generación de energía eléctrica en España en 2021 <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/12/la-eolica-se-convierte-en-la-principal-fuente-de-generacion-de-energia-electrica-en-espana-en-2021>

[42] El periódico de la Energía. La potencia eólica instalada en España aumentó un 3% en 2021. [https://elperiodicodelaenergia.com/la-potencia-eolica-instalada-en-espana-aumento-un-3-en-2021/#:~:text=La%20potencia%20e%C3%B3lica%20instalada%20en%20Espa%C3%B1a%20alcanz%C3%B3%20los%2028.138%2C1,Asociaci%C3%B3n%20Empresarial%20E%C3%B3lica%20\(AEE\).](https://elperiodicodelaenergia.com/la-potencia-eolica-instalada-en-espana-aumento-un-3-en-2021/#:~:text=La%20potencia%20e%C3%B3lica%20instalada%20en%20Espa%C3%B1a%20alcanz%C3%B3%20los%2028.138%2C1,Asociaci%C3%B3n%20Empresarial%20E%C3%B3lica%20(AEE).)

[43] Energías renovables. El periódico de las energías limpias. Asociación Empresarial Eólica. El creciente potencial de aprovechamiento de la energía del viento en España. https://www.aeeolica.org/images/AEE_Opina/16102019-ENERGIAS-RENOVABLES-El-creciente-potencial-de-aprovechamiento-de-la-eolica-en-Espana_HWillstedt.pdf

[44] Marco Estratégico de Energía y Clima. Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España. <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2021/101221-Hoja-ruta-eolica-marina.pdf>

[45] Miteco. Estudio Ambiental Estratégico del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.

[46] La termosolar aumenta la potencia instalada acumulada en más del 11% hasta 5,5 GW en 2018. Helio noticias junio 2019. <https://helionoticias.es/la-termosolar-aumenta-la-capacidad-global-acumulada-en-mas-del-11-hasta-55-gw-en-2018/>

[47] El autoconsumo eléctrico despegó en 2020: claves de la nueva energía. Cinco Días, El País. Febrero 2021. https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/02/15/companias/1613414518_075511.html#:~:text=De%20acuerdo%20con%20la%20asociaci%C3%B3n,crecimiento%20sin%20precedentes%2C%20seg%C3%BAn%20Unef.

[48] Dirección General de Tráfico. Anuario Estadístico General 2020. (Página 29). <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados/dgt-en-cifras-detalle/?id=00809>

[49] Número de edificios (miles) por construcciones <https://www.ine.es/dynt3/inebase/index.htm?type=pcaxis&path=/t20/e244/edificios/p03/&file=pcaxis&L=0>

[50] El 11% de las muertes en España tienen su origen en la contaminación. El Ágora. Diario del Agua. <https://www.elagoradiario.com/desarrollo-sostenible/muertes-espana-contaminacion-combustibles-fosiles/>

7. ANEXO

ÍNDICE

Anexo Tabla 1: Costes ampliados.....	43
Anexo Tabla 2: Participación de la demanda total de uso final en 2050.	43
Anexo Tabla 3: Porcentaje máximo de demanda residual satisfecha por cada tecnología.....	43
Anexo Tabla 4: Porcentaje de la demanda de uso final según la capacidad de generación de potencia instalada y los factores de capacidad.....	44
Anexo Tabla 5: Capacidad de generación instalada real (necesaria y propuesta), 2050 (MW). ..	44
Anexo Tabla 6: Potencia de generación instalada, 2050 (MW).	44
Anexo Tabla 7: Potencia de generación entregada a la capacidad de generación, factores de capacidad por defecto, 2050 (MW).	44
Anexo Tabla 8: Potencia real entregada a usuarios finales, 2050 (MW).	44
Anexo Tabla 9: Demanda máxima satisfecha por cada tecnología, 2050 (MW entregados). ...	44
Anexo Tabla 10: Factores de capacidad en uso, 2050.	44
Anexo Tabla 11: Factores de capacidad por defecto promedio calculados, 2050.....	45
Anexo Tabla 12: Eficiencia de transmisión y distribución total calculada, 2050.	45
Anexo Tabla 13: Producto de eficiencia de transmisión y distribución y factores de capacidad en uso, 2050.....	45
Anexo Tabla 14: Proyección de generación real, 2050 (MW).....	45
Anexo Tabla 15: Capacidad instalada como % de la capacidad potencial técnica/económica, 2050.....	45
Anexo Tabla 16: Numero de dispositivos nuevos de cada tipo de tecnología.....	45
Anexo Tabla 17: Demanda total de uso final BAU, 2050 (GW).	45
Anexo Tabla 18: Demanda total de uso final WWS, 2050 (GW).	45
Anexo Tabla 19: Demanda WWS VS. Demanda BAU.	46
Anexo Tabla 20: Población.	46
Anexo Tabla 21: Latitud/Datos geográficos.	46
Anexo Tabla 22: Porcentaje de población urbana.	46

Anexo Tabla 23: PIB per cápita, base ppp, dólares internacionales constantes del año 2020..	47
Anexo Tabla 24: Producto interno bruto basado en paridad de poder adquisitivo (PPA) PIB per cápita, año constante 2011 Dólar internacional.	47
Anexo Tabla 25: Datos del uso de energía 2020 (ktep).....	47
Anexo Tabla 26: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, 2020 (GW).	47
Anexo Tabla 27: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, BAU 2050 (GW).	47
Anexo Tabla 28: Uso de energía por sector.	47
Anexo Tabla 29: Uso de energía por combustible.	48
Anexo Tabla 30: Consumo final de productos no energéticos (a asignar al sector industrial)..	48
Anexo Tabla 31: Consumo final de productos energéticos incluyendo el uso propio (diferencia entre total y no energético).	48
Anexo Tabla 32: Uso propio de industria energética para todos los productos (a asignar al sector industrial).	48
Anexo Tabla 33: Uso propio de la industria energética (productos energéticos y no energéticos reemplazables).	49
Anexo Tabla 34: Sector industrial excluyendo uso propio, productos no energéticos.....	49
Anexo Tabla 35: Factor de ajuste general: relación entre energía de uso final WWS y energía de uso final BAU.	49
Anexo Tabla 36: Factores de ajuste iguales para todos los países.....	50
Anexo Tabla 37: Medidas adicionales de eficiencia, reducción fraccional, por combustible y sector.....	51
Anexo Tabla 38: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, WWS 2050 (GW).	51
Anexo Tabla 39: Uso de energía por combustible.	51
Anexo Tabla 40: Energía WWS por sector.....	51
Anexo Tabla 41: Capacidad WWS existente.....	51
Anexo Tabla 42: Capacidad de generación año 2050.	52
Anexo Tabla 43: Factores de capacidad WWS.	52
Anexo Tabla 44: Potencial técnico instalado en 2050 (MW).	52

Anexo Tabla 45: Parámetros de referencia FV en azoteas.	52
Anexo Tabla 46: Superficie útil per cápita.....	53
Anexo Tabla 47: Azotea de parking residencial 2050.....	53
Anexo Tabla 48: Azoteas residenciales, excluyendo estacionamiento residencial.....	53
Anexo Tabla 49: Azoteas en edificios comerciales.....	53
Anexo Tabla 50: Azoteas en edificios comerciales e industriales.	53
Anexo Tabla 51: Azoteas en edificios industriales.	54
Anexo Tabla 52: Potencial de utilidad fotovoltaica.....	54
Anexo Tabla 53: Empleos de operaciones BAU.....	54
Anexo Tabla 54: Costes de la contaminación del aire.....	54
Anexo Tabla 55: Puestos de trabajo WWS.....	54
Anexo Tabla 56: Puestos de trabajo de construcción WWS.	54
Anexo Tabla 57: Costes del cambio climático.....	55
Anexo Tabla 58: Coste de la energía.	55

Anexo Tabla 1: Costes ampliados.

LCOE 2020 (2020 cents/kWh)		LCOE 2050 (2020 cents/kWh)				Total Average cost of new capacity 2050 (2020-million \$)	Total End Use Power Delivered 2050 (TWh/year)		Installed generating capacity, BAU, 2050 (MW)	Additional generating capacity needed in WWS w.r.t to BAU, 2050
Current	BAU	WWS-LCHB	WWS-HCLB	WWS-Average	MIDDLE	BAU	WWS	BAU		
9,99	11,16	6,92	8,49	7,70	263,262	1378,0	574,4	104.836		131.008

Total End Use Power Retail Electricity 2050 (TWh/year)		% Change BAU to WWS	Electricity Cost Savings 2050 (billion 2020-\$/yr)	Electricity Cost Savings-year 2050 (2020-\$/yr/person)	Climate-change benefits globally of as a result of switching to WWS in the world, attributed to emissions reduction in country in 2050 (billion 2020-\$)			Per-person climate-change benefits globally as a result of switching to WWS, attributed to emissions reduction in country in 2050 (2020 \$/person-year)		
BAU	WWS	WWS vs BAU	Middle Scenario	Middle Scenario	LCHB	Middle	HCLB	LCHB	Middle	HCLB
375,4	282,3	-58%	18,50	397,90	271,54	127,56	71,91	5.839	2.743	1.547

Total air-pollution-reduction benefits in 2050 (billion 2020-\$)			Per-person air-pollution-reduciton benefits in 2050 (2020 \$/person-year)			Energy, country-Climate change, and air-pollution benefits of WWS, year 2050 (billion 2020-\$/year)		
LCHB	Middle	HCLB	LCHB	Middle	HCLB	LCHB	Middle	HCLB
28	25	31	606	546	664	318,24	171,47	121,29

Per-person energy, country-climate change, and air-pollution benefits of WWS, year 2050 (billion 2020-\$/year)			Electricity cost savings only, year 2050, payback time (years)	Energy, country-climate change, and air-pollution benefits of WWS, year 2050 payback period			Spacing area for new onshore wind (% of country's land area)	Footprint area for new onshore wind, hydro, geoth., solar PV, CSP (% of country's land area)
LCHB	Middle	HCLB	Middle	LCHB	Middle	HCLB		
6844	3687	2608	14	0,8	1,5	2,2	0,81%	0,01%

NEW INSTALLED CAPACITY (MW) IN YEAR 2050, w.r.t. beyond existing WWS capacity in year 2015										
Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	Com/gov/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant	Total
57.198	19.988	604	8.000	0	40	29.180	52.414	2.407	0	169.831

Anexo Tabla 2: Participación de la demanda total de uso final en 2050.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	mal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant	TOTAL
30,3%	10,0%	0,2%	9,6%	11,0%	0,0%	11,1%	18,6%	6,7%	2,5%	100,0%

Anexo Tabla 3: Porcentaje máximo de demanda residual satisfecha por cada tecnología.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	mal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
50,0%	60,0%	0,3%	20,0%	90,0%	0,3%	40,0%	40,0%	90,0%	10,0%

Anexo Tabla 4: Porcentaje de la demanda de uso final según la capacidad de generación de potencia instalada y los factores de capacidad.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	mal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
30%	89%	13%	10%	11%	0%	23%	54%	15%	2%

Anexo Tabla 5: Capacidad de generación instalada real (necesaria y propuesta), 2050 (MW).

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	mal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant	TOTAL CAPACITY FOR LOAD
85.797	19.988	604	8.000	17.094	40	29.873	54.463	17.681	2.304	235.844

Anexo Tabla 6: Potencia de generación instalada, 2050 (MW).

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	mal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
85.797	178.233	33.056	8.000	17.094	40	62.172	157.370	39.181	2.304

Anexo Tabla 7: Potencia de generación entregada a la capacidad de generación, factores de capacidad por defecto, 2050 (MW).

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	mal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
19.860	58.646	8.549	6.276	7.199	9	15.209	35.191	9.716	1.620

Anexo Tabla 8: Potencia real entregada a usuarios finales, 2050 (MW).

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant	TOTAL
19.860	6.577	156	6.276	7.199	9	7.308	12.179	4.385	1.620	65.567

Anexo Tabla 9: Demanda máxima satisfecha por cada tecnología, 2050 (MW entregados).

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
25.154	6.577	156	11.674	59.010	156	7.308	12.179	4.385	5.193

Anexo Tabla 10: Factores de capacidad en uso, 2050.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
26,6%	37,8%	29,7%	90,0%	48,3%	24,6%	28,1%	25,7%	28,5%	80,7%

Anexo Tabla 11: Factores de capacidad por defecto promedio calculados, 2050.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
26,6%	37,8%	29,7%	90,0%	48,3%	24,6%	28,1%	25,7%	28,5%	80,7%

Anexo Tabla 12: Eficiencia de transmisión y distribución total calculada, 2050.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%	87,1%

Anexo Tabla 13: Producto de eficiencia de transmisión y distribución y factores de capacidad en uso, 2050.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
23,1%	32,9%	25,9%	78,4%	42,1%	21,4%	24,5%	22,4%	24,8%	70,3%

Anexo Tabla 14: Proyección de generación real, 2050 (MW).

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
22.792	7.548	179	7.203	8.262	10	8.387	13.978	5.032	1.859

Anexo Tabla 15: Capacidad instalada como % de la capacidad potencial técnica/económica, 2050.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
100,0%	11,2%	1,8%	100,0%	100,0%	100,0%	48,0%	34,6%	45,1%	100,0%

Anexo Tabla 16: Numero de dispositivos nuevos de cada tipo de tecnología.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
11.440	3.998	806	80	0	40	583.607	524.142	48	0

Anexo Tabla 17: Demanda total de uso final BAU, 2050 (GW).

Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Agriculture/forestry/fishing	Other	TOTAL	Total TWh
24,60	19,75	52,00	56,61	3,88	0,46	157,31	1.378,00

Anexo Tabla 18: Demanda total de uso final WWS, 2050 (GW).

Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Agriculture/forestry/fishing	Other	TOTAL	Total TWh
11,62	12,16	24,58	15,88	1,14	0,18	65,57	574,36

Anexo Tabla 19: Demanda WWS VS. Demanda BAU.

WWS DEMAND VS. BAU DEMAND	
Ratio, WWS to BAU	
Due to electrification of end uses	0,538
Due to changes in upstream energy use	0,844
Due to additional efficiency measures	0,919
Total	0,417
Energy units (GW)	
BAU modified by changes in upstream energy use	132,713
BAU modified by additional efficiency only	144,489
Percentage changes	
Due to electrification of end uses	-38,5%
Due to changes in upstream energy use	-13,0%
Due to additional efficiency measures	-6,8%
Total	-58,3%

Anexo Tabla 20: Población.

STATE POPULATION PROJECTIONS	
TARGET YEAR	2050
1990	39.202.524
1995	39.787.413
2000	40.824.744
2005	44.019.117
2010	46.931.011
2011	47.084.241
2012	47.063.058
2013	46.930.554
2014	46.777.927
2015	46.671.919
2020	46.754.783
2025	46.642.045
2030	46.629.986
2035	46.615.049
2040	46.552.651
2045	46.539.153
2050	46.500.485
2055	46.462.537
2060	46.436.454
2065	46.398.146
2070	46.366.130
2075	46.333.935

Anexo Tabla 21: Latitud/Datos geográficos.

EXACTPOP	MODPOP	LAND AREA(KM2)	MODAREA	AREAFRC	DENS(POP/K M2)	MODDENS	LOLAT-DEG	MIDLAT-DEG	HILAT-DEG
46.500.485	46.500.485	499.606	499.606	499.606	93,07	93,07	36,00	39,90	43,79

Anexo Tabla 22: Porcentaje de población urbana.

1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
66,038	69,4135	72,789	74,07	75,351	75,8065	76,262	77,352	78,442	79,63	80,81	81,85	82,73	83,45	84,02	84,47	84,80

Anexo Tabla 23: PIB per cápita, base ppp, dólares internacionales constantes del año 2020.

Floor space/capita in base year	Base year	Target year	Cars/capita	IEA energy base year	Wage base year	Wage year, construction jobs	Wage year, operations jobs	VOSL air pollution	Floor space/capita, for target year	Last year	Residential parking base year minus lag	Residential parking target year minus lag	Storeys per building test 1	Storeys per building test 2	Floorspace/capita industrial
1993	2020	2050	2006	2020	2019	2050	2050	2006	2035	2075	1999	2037	1995	2060	2030

Anexo Tabla 24: Producto interno bruto basado en paridad de poder adquisitivo (PPA) PIB per cápita, año constante 2011 Dólar internacional.

1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
27.544	29.042	34.758	37.963	37.319	37.377	36.220	39.409	42.574	45.873	49.514	53.018	56.573

Anexo Tabla 25: Datos del uso de energía 2020 (ktep).

Sector/fuel	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Agriculture/forestry/fishing	Other	INCLUDES ALL ENERGY-INDUSTRY OWN USE AND ALL NON-ENERGY USE
Oil	2793,1965	1350,46792	3667,994505	35071,33874	2086,92684	36,1061	58742,0649
Natural gas	2740,30524	2830,95442	10981,71861	203,11692	150,83834	29,32072	20899,55547
Coal	68,33978	0	1456,479441	0	0	146,26046	2094,111579
Electricity	6449,39091	6407,0003	8367,869692	347,89531	431,12879	105,50359	23713,1642
Heat	261,23306	52,71292	2,82365	0	1,97628	5,95987	324,70578
Other renewables	10,65048	7,97592	0,191062945	0	4,37004	0	23,30692589
Biofuels and waste	2543,82303	134,32994	1468,907623	1681,32	77,73626	0,8358	5906,952653
Total	14.866,94	10.783,44	25.945,98	37.303,67	2.752,98	323,99	111.703,86

Anexo Tabla 26: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, 2020 (GW).

IEA sector/fuel	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Agriculture/forestry/fishing	Other
Oil	3,71	1,79	4,87	46,56	2,77	0,05
Natural gas	3,64	3,76	14,58	0,27	0,20	0,04
Coal	0,09	-	1,93	-	-	0,19
Electricity	8,56	8,51	11,11	0,46	0,57	0,14
Heat	0,35	0,07	0,00	-	0,00	0,01
Other renewables	0,01	0,01	0,00	-	0,01	-
Biofuels and waste	3,38	0,18	1,95	2,23	0,10	0,00
Total	19,74	14,32	34,45	49,53	3,65	0,43

Anexo Tabla 27: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, BAU 2050 (GW).

Sector/fuel	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Agriculture/forestry/fishing	Other
Oil	3,27	1,56	15,59	50,02	2,93	0,05
Natural gas	4,17	3,62	18,73	2,19	0,22	0,04
Coal	0,08	-	2,38	-	-	0,21
Electricity	12,39	14,26	13,42	1,99	0,63	0,15
Heat	0,40	0,07	0,00	-	0,00	0,01
Other renewables	0,02	0,01	0,00	-	0,01	-
Biofuels and waste	4,27	0,22	1,88	2,40	0,10	0,00

Anexo Tabla 28: Uso de energía por sector.

Sector	2050
Residential	24,60
Commercial	19,75
Industrial	52,00
Transportation	56,61
Agriculture/forestry/fishing	3,88
Other	0,46
TOTAL	157,31



Anexo Tabla 29: Uso de energía por combustible.

Oil	79,309
Natural gas	29,571
Coal	2,729
Electricity	42,851
Heat	0,481
Other renewables	0,037
Biofuels and waste	8,871
Total	163,849

ELECTRICITY, TWH	375,38
-------------------------	---------------

Anexo Tabla 30: Consumo final de productos no energéticos (a asignar al sector industrial).

Oil	6,5349
Natural gas	0,6618
Coal	0,0729
Electricity	0,0000
Heat	0,0000
Other renewables	0,0000
Biofuels and waste	0,0000
Total	7,2696

Anexo Tabla 31: Consumo final de productos energéticos incluyendo el uso propio (diferencia entre total y no energético).

Oil	72,774
Natural gas	28,909
Coal	2,656
Electricity	42,851
Heat	0,481
Other renewables	0,037
Biofuels and waste	8,871
Total	156,579

Anexo Tabla 32: Uso propio de industria energética para todos los productos (a asignar al sector industrial).

Oil	10,764
Natural gas	6,793
Coal	0,715
Electricity	3,536
Heat	0,000
Other renewables	0,000
Biofuels and waste	0,000
Total	21,808

Anexo Tabla 33: Uso propio de la industria energética (productos energéticos y no energéticos reemplazables).

Oil	10,792
Natural gas	6,795
Coal	0,715
Electricity	3,536
Heat	0,000
Other renewables	0,000
Biofuels and waste	0,000
Total	21,808

Anexo Tabla 34: Sector industrial excluyendo uso propio, productos no energéticos.

Oil	4,1754
Natural gas	11,8697
Coal	1,6544
Electricity	9,8805
Heat	0,0040
Other renewables	0,0001
Biofuels and waste	1,8825
Total	29,4667

Anexo Tabla 35: Factor de ajuste general: relación entre energía de uso final WWS y energía de uso final BAU.

IEA sector/fuel	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Agriculture/forestry/fishing	Other
Oil	0,17	0,19	0,23	0,27	0,20	0,20
Natural gas	0,16	0,20	0,49	0,04	0,18	0,18
Coal	0,20	0,20	0,53	0,10	0,20	0,20
Electricity	0,77	0,78	0,67	1,00	0,78	0,78
Heat	0,25	0,25	0,25	1,00	0,25	0,25
Other renewables	1,00	1,00	0,26	1,00	1,00	1,00
Biofuels and waste	0,18	0,20	0,78	0,20	0,19	0,19

Anexo Tabla 36: Factores de ajuste iguales para todos los países.

IEA sector/fuel	Electricity: fuel ratio		Upstream factors-e (excl. ind. own)	Upstream factors-H2 (excl. ind. own)
	Electricity: fuel ratio	e-H2: fuel ratio	energy-ind. own	energy-ind. own
Residential				
Oil	0,201	1,43	1,00	1,00
Natural gas	0,201	1,43	1,00	1,00
Coal	0,201	1,43	1,00	1,00
Electricity	1,000	1,00	1,00	1,00
Heat	0,250	1,00	1,00	1,00
Other renewables	1,000	1,43	1,00	1,00
Biofuels and waste	0,201	1,43	1,00	1,00
Total				
Commercial				
Oil	0,201	1,43	1,00	1,00
Natural gas	0,201	1,43	1,00	1,00
Coal	0,201	1,43	1,00	1,00
Electricity	1,000	1,00	1,00	1,00
Heat	0,250	1,00	1,00	1,00
Other renewables	1,000	1,43	1,00	1,00
Biofuels and waste	0,201	1,43	1,00	1,00
Total				
Industrial, with EIOU and non-energy-uses replacable with WWS				
Oil	0,780	1,43	1,00	1,00
Natural gas	0,780	1,43	1,00	1,00
Coal	0,780	1,43	1,00	1,00
Electricity	1,000	1,00	1,00	1,00
Heat	0,250	1,00	1,00	1,00
Other renewables	1,000	1,43	1,00	1,00
Biofuels and waste	0,780	1,43	1,00	1,00
Total				
Transportation				
Oil, with international marine and aviation	0,209	0,52	1,00	1,00
Natural gas	0,209	0,52	1,00	1,00
Coal	0,209	0,52	1,00	1,00
Electricity	1,000	1,00	1,00	1,00
Heat	1,000	1,00	1,00	1,00
Other renewables	1,000	1,00	1,00	1,00
Biofuels and waste	0,209	0,52	1,00	1,00
Total				
Agriculture/forestry/fishing				
Oil	0,209	1,43	1,00	1,00
Natural gas	0,201	1,43	1,00	1,00
Coal	0,201	1,43	1,00	1,00
Electricity	1,000	1,00	1,00	1,00
Heat	0,250	1,00	1,00	1,00
Other renewables	1,000	1,43	1,00	1,00
Biofuels and waste	0,201	1,43	1,00	1,00
Total				
Other				
Oil	0,209	1,43	1,00	1,00
Natural gas	0,201	1,43	1,00	1,00
Coal	0,201	1,43	1,00	1,00
Electricity	1,000	1,00	1,00	1,00
Heat	0,250	1,00	1,00	1,00
Other renewables	1,000	1,43	1,00	1,00
Biofuels and waste	0,201	1,43	1,00	1,00

Anexo Tabla 37: Medidas adicionales de eficiencia, reducción fraccional, por combustible y sector.

Electricity		Oil		Natural gas	
	0,233		0,160		0,194
	0,225		0,052		0,000
	0,084		0,024		0,019
	0,000		0,043		0,124
	0,220		0,040		0,090
	0,220		0,040		0,090

Anexo Tabla 38: Demanda de energía de uso final por sector y combustible, WWS 2050 (GW).

IEA sector/fuel	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Agriculture/forestry/fishing	Other
Oil	0,552	0,297	3,657	13,321	0,588	0,010
Natural gas	0,675	0,727	9,135	0,086	0,039	0,008
Coal	0,016	-	1,263	-	-	0,041
Electricity	9,511	11,061	9,054	1,994	0,491	0,120
Heat	0,099	0,017	0,001	-	0,001	0,002
Other renewables	0,018	0,013	0,000	-	0,006	-
Biofuels and waste	0,747	0,045	1,469	0,482	0,019	0,000

Anexo Tabla 39: Uso de energía por combustible.

Oil	18,425
Natural gas	10,671
Coal	1,320
Electricity	32,231
Heat	0,120
Other renewables	0,037
Biofuels and waste	2,762
Total	65,567

ELECTRICITY, TWh **282,35**

Ratio WWS all energy:BAU electricity 1,53

Anexo Tabla 40: Energía WWS por sector.

	2050	Percent of total
Residential	11,62	19,44%
Commercial	12,16	20,06%
Industrial, with EIOU and non-energy-use	24,58	34,41%
Transportation	15,88	24,85%
Agriculture/forestry/fishing	1,14	1,07%
Other	0,18	0,17%
	65,57	100,00%

Anexo Tabla 41: Capacidad WWS existente.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	Com/gov/indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant	Solar thermal for heat	Geothermal heat plant	Pumped Hydro power Storage	Total Solar PV	TOTAL
28.599,0				17.094		692,76	2049,24	15.274,0	2.304,0			3.331	18.016	66.013

Anexo Tabla 42: Capacidad de generación año 2050.

Generating capacity - total (GW)	Generating capacity -- coal (GW)	Generating capacity -- NG (GW)	Generating capacity -- liquids (GW)	Generating capacity -- nuclear (GW)	Generating capacity -- hydro (GW)	Generating capacity -- geothermal (GW)	Generating capacity -- wind (GW)	Generating capacity -- solar (GW)	Generating capacity -- other renewable (GW)
1371,97	12,6%	26,0%	2,6%	8,1%	14,2%	0,3%	23,6%	7,6%	5,1%

Anexo Tabla 43: Factores de capacidad WWS.

Onshore wind		Offshore wind		Wave device		Geothermal electric plant		Hydroelectric plant	
High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate
29,9%	23,9%	41,0%	35,0%	30,30%	29,08%	97,00%	84,00%	62,00%	39,60%

Tidal turbine		Res. roof PV system		Com/gov/Indus roof PV system		Solar PV plant		CSP plant -no storage		CSP plant -actual storage	
High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	LCHB	LCHB
25,60%	23,70%	30,22%	26,22%	27,82%	23,82%	30,60%	26,60%	33,20%	28,86%	86,74%	75,41%

ADJUSTMENT FACTOR (FLAT TO OPTIMAL OR ROOF ANGLE)			Optimal angle of PV panel (degrees)		Percentage of rooftop area flat		Average angle of sloped roofs (degrees)	
Utility PV	PV system	/Indus roof PV	Utility PV	rooftop PV	PV system	/Indus roof PV	PV system	/Indus roof PV
1,16	1,148	1,028	30,84	31,41	11%	82%	26	21

Anexo Tabla 44: Potencial técnico instalado en 2050 (MW).

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	Com/gov/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant
85.797	178.233	33.056	8.000	17.094	40	111.024	203.336	39.181	2.304

Anexo Tabla 45: Parámetros de referencia FV en azoteas.

	1980	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
GDP per capita (PPP USD/capita)		\$29.203	\$30.792	\$36.852	\$40.250	\$39.568	\$39.629	\$38.402
Population density (persons/km²)	75,0	78,5	79,6	81,7	88,1	93,9	93,4	93,6
Urban population share (%)	73,7	75,3	77,3	79,1	79,9	80,8	81,7	82,6
Passenger cars per capita	0,000	0,400	0,474	0,570	0,628	0,662	0,673	0,744
Population (million)	37,49	39,2025	39,7874	40,8247	44,0191	46,931011	46,671919	46,754783
Passenger cars		15.696.715	18.847.245	23.284.215	27.657.276	31.086.035	31.389.683	34.765.203
PPP GPD per capita International USD 2011		\$27.544	\$29.042	\$34.758	\$37.963	\$37.319	\$37.377	\$36.220
US land area (km²)	499606							

Anexo Tabla 46: Superficie útil per cápita.

GDP/capita/ 1000, 1993	Pop density 1993	Urban share 1993 (%)	GDP/cap/10 00, 2035	Pop density 2035	Urban share 2035 (%)	Floor space m ² /cap			
						Residential		Commercial (service)	
						2008	2050	2008	2050
29,54	79,17	75,62	48,64	93,30	83,45	42,87	55,83	15,55	22,15

Anexo Tabla 47: Azotea de parking residencial 2050.

Passenger cars (per 1,000 people) in 2006	Passenge r cars per capita in 2037	Residential parking spaces per car		Percentage of parking residential spaces that are covered		Percentage of covered floor area with exposed roof		Square meters floor area per covered space	
		Urban	urban	Urban	urban	Urban	urban	Urban	urban
651	0,600	1,04	1,05	78%	63%	38%	67%	18,7	19,5

Upper ceiling area per capita (m ² /cap)		Rooftop area per capita (m ² /cap)			Suitable PV m ² roof/capita		m ² suitable rooftop PV area		km ² suitable rooftop area	TOTAL TEC. POTENTIAL MW Rated Capacity
Urban	urban	Urban	urban	Total	Urban	Non-Urban	Urban	Non-Urban		
3,47	5,12	4,45	6,57	4,77	0,76	1,80	29975754	12715888	42,69	10756

Anexo Tabla 48: Azoteas residenciales, excluyendo estacionamiento residencial.

Upper ceiling area per capita (m ² /cap)		Rooftop area per capita (m ² /cap)			Suitable PV m ² roof/capita		m ² suitable rooftop PV area		km ² suitable rooftop area	TOTAL TEC. POTENTIAL MW Rated Capacity
Urban	urban	Urban	urban	Total	Urban	Non-Urban	Urban	Non-Urban		
27,45	33,08	37,49	44,90	38,62	7,47	14,60	294750657	103205007	398,0	100268

Rooftop area per capita (m ² /cap)		Percentage of population, 2050		Suitable PV m ² roof/capita		m ² suitable rooftop PV area		km ² suitable rooftop area	TOTAL TEC. POTENTIAL MW Rated Capacity	TOTAL rooftop per capita (m ² /cap)	Fraction residential excl. parking (for CF)
Urban	urban	Urban	Non-Urban	Urban	Non-Urban	Urban	Non-Urban				
41,94	51,47	85%	15%	8,24	16,40	324726411	115920895	440,6	111024	43,39	89%

Anexo Tabla 49: Azoteas en edificios comerciales.

Upper ceiling area per capita (m ² /cap)	Roof area per capita (m ² /cap)	KM ² roof area	Roof area % of Country	KM ² suitable roof area	Total capacity (MW) in 2050
6,09	7,16	333,10	0,07%	174	43911

Anexo Tabla 50: Azoteas en edificios comerciales e industriales.

KM ² suitable roof area	Total capacity (MW) in 2050	Fraction commerci al (excl. ind.), for CF calc.
807	203336	22%

Anexo Tabla 51: Azoteas en edificios industriales.

Relative GDP/capita	Relative population density	relative urban share	Floorspace per capita 2050	Upper ceiling area per capita (m ² /cap)	Roof area per capita (m ² /cap)	KM ² roof area	Roof area % of Country	% of rooftop area suitable for PVs	KM ² suitable roof area	Total capacity (MW) in 2050
1,55	1,19	1,10	20,56	20,56	21,23	987,28	0,20%	20%	632,74	159.425

Anexo Tabla 52: Potencial de utilidad fotovoltaica.

Utility PV Technical Potential (GW) 4 kWh/m ² /day insolation	Utility PV Technical Potential (GW) 5 kWh/m ² /day insolation	Utility PV Technical Potential (GW) 6 kWh/m ² /day insolation	Land area with 4 kWh/m ² /day insolation (km ²)	Land area with 5 kWh/m ² /day insolation (km ²)	Land area with 6 kWh/m ² /day insolation (km ²)	Population density in 2050 (persons/km ²)
44.380	39.942	26.628	924.590	832.131	554.754	93

Spacing factor (total system area/panel area)	Solar power installation areal power density (MW/km ²)	MW Potential (adjusted to our areal power density)	MW Potential based on minimum suitable land area	MW Potential based on NREL data	MW Potential (adjusted to our areal power density)
2	116	102.627.048	2.888.278	39.181	39.181

Anexo Tabla 53: Empleos de operaciones BAU.

Oil and gas extraction	Coal mining	Uranium mining*	Support activities for oil and gas operations	Oil and gas pipeline construction	Mining and oil and gas field machinery	Petroleum refineries	Asphalt paving and roofing materials	Gasoline stations with convenience stores	Other gasoline stations
711	1577	0	1067	483	344	512	0	1505	356

Fossil fuel electric power generation,	Fossil fuel electric power generation,	Nuclear and other electric power	Natural gas distribution	Auto oil change shops and all other	Rail transportation	Water transportation	Truck transportation	Bioenergy except for electricity	ALL OPERATIONS JOBS
4454	31588	709	7205	50	694	98	732	279	52.363

Anexo Tabla 54: Costes de la contaminación del aire.

Deaths 2016 LCHB	Deaths 2016 middle	Deaths 2016 HCLB	AQ % ch./year LCHB	AQ % ch./year middle	AQ % ch./year HCLB	Population TY/BY	Exposure TY/BY LCHB	Exposure TY/BY middle	Exposure TY/BY HCLB	Deaths 2050 middle	Deaths 2050 HCLB
3.531	4.772	9.607	-1,40%	-1,50%	-1,60%	0,996	0,995	0,996	0,996	2.183	5.552

GDP/cap country vs. US, TY	VOSL 2050 LCHB (millions)	VOSL 2050 middle (millions)	VOSL 2050 HCLB (millions)	Total value per death 2050 LCHB (millions)	Total value per death 2050 middle (millions)	Total value per death 2050 HCLB (millions)	Total air pollution cost 2050 (\$) LCHB (millions)	Total air pollution cost 2050 (\$) middle (millions)	Total air pollution cost 2050 (\$) HCLB (millions)	Cost as % of GDP, 2050 LCHB	Cost as % of GDP, 2050 middle	Cost as % of GDP, 2050 HCLB
0,63	10,44	7,82	5,60	14,35	9,89	6,18	\$28.197	\$25.400	\$30.871	1,0%	0,9%	1,1%

Anexo Tabla 55: Puestos de trabajo WWS.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	Com/gov/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant	CSP plant for storage	Additional conventional transmission	HVDC transmission lines
15441	6186	168	1798	2519	12	4695	4373	7396	968	581	1924	41

Anexo Tabla 56: Puestos de trabajo de construcción WWS.

Onshore wind	Offshore wind	Wave device	Geothermal electric plant	Hydroelectric plant	Tidal turbine	Res. roof PV system	Com/gov/Indus roof PV system	Solar PV plant	CSP plant	CSP plant for storage	Additional conventional transmission	HVDC transmission lines
19877	6105	92	5566	2377	6	25773	34654	7646	561	705	4896	104

Anexo Tabla 57: Costes del cambio climático.

Tonnes CO ₂ /year, 2020	Ratio of CO ₂ e in 2050 to CO ₂ in 2020	Tonnes CO ₂ e/year, 2050	Climate-change benefits globally of as a result of switching to WWS in the world, attributed to emissions reduction in country in 2050 (billion 2020-\$)		
CO ₂			LCHB	Middle	HCLB
195.600.000	1,317	257.575.856	271,54	127,56	71,91

Anexo Tabla 58: Coste de la energía.

LEVELIZED COST OF ELECTRICITY TO END USERS, 100% WWS SCENARIO (\$/MWh)						
Energy Technology	Technology base year 2020			Technology target year 2050		
	Average	LCHB	HCLB	Average	LCHB	HCLB
Onshore wind	80,2	69,5	91,0	67,6	57,7	77,6
Offshore wind	128,1	96,6	159,5	103,7	80,6	126,8
Wave device	200,2	128,6	271,9	130,6	87,5	173,8
Geothermal electric plant	108,3	91,2	125,4	97,4	84,1	110,6
Hydroelectric plant	71,1	60,1	82,0	65,0	53,0	76,9
Tidal turbine	155,9	100,6	211,2	103,0	66,2	139,8
Res. roof PV system	123,6	104,4	142,8	78,2	64,3	92,2
Com/gov/Indus roof PV system	93,9	72,5	115,3	65,7	50,7	80,7
Solar PV plant	67,8	61,4	74,3	58,1	50,8	65,3
CSP plant	112,1	86,2	137,9	73,8	57,8	89,8
Solar thermal for heat	60,4	55,3	65,5	56,5	48,8	64,1

LEVELIZED COST OF ELECTRICITY TO END USERS, BAU SCENARIO (\$/mWh)				
GENERATOR	Base year 2020		Target year 2050	
	LCHB	HCLB	LCHB	HCLB
Advanced pulverized coal	\$83,3	\$127,1	\$77,5	\$115,2
Advanced pulverized coal w/CC	\$112,7	\$157,2	\$97,4	\$136,5
IGCC coal	\$93,4	\$140,7	\$83,0	\$119,9
IGCC coal w/CC	\$138,1	\$213,0	\$95,1	\$133,6
Diesel generator (for steam turbine)	\$169,4	\$224,7	\$244,4	\$367,6
Gas combustion turbine	\$185,4	\$371,8	\$185,5	\$360,8
Combined cycle conventional	\$83,4	\$98,6	\$101,5	\$132,9
Combined cycle advanced	\$3.853.849.782,9	\$8.956.173.447,3	\$94,5	\$116,3
Combined cycle advanced w/CC	\$8.077.442.518,6	\$16.919.262.276,3	\$110,2	\$139,0
Fuel cell (using natural gas)	\$123,2	\$190,6	\$131,5	\$197,5
Microturbine (using natural gas)	\$128,9	\$151,0	\$151,1	\$189,9
Nuclear, APWR	\$89,2	\$144,9	\$79,9	\$127,6
Nuclear, SMR	\$92,7	\$145,5	\$79,5	\$121,6
Distributed generation (using natural gas)	\$7.993.113.954,9	\$15.743.312.123,5	\$245,1	\$381,5
Municipal solid waste	\$201,3	\$254,3	\$178,1	\$213,2
Biomass direct	\$133,5	\$169,6	\$104,0	\$125,6
Geothermal	\$91,2	\$125,4	\$82,7	\$101,9
Hydropower	\$60,1	\$82,0	\$53,8	\$71,7
On-shore wind	\$69,5	\$91,0	\$61,3	\$77,5
Off-shore wind	\$96,6	\$159,5	\$87,5	\$136,8
CSP no storage	\$114,3	\$174,6	\$75,0	\$108,4
CSP with storage	\$76,0	\$124,5	\$55,6	\$82,5
PV utility crystalline tracking	\$61,4	\$74,3	\$55,8	\$66,7
PV utility crystalline fixed	\$63,5	\$81,5	\$52,0	\$63,2
PV utility thin-film tracking	\$61,4	\$74,3	\$55,8	\$66,7
PV utility thin-film fixed	\$63,5	\$81,5	\$52,0	\$63,2
PV commercial rooftop	\$72,5	\$115,3	\$63,2	\$96,7
PV residential rooftop	\$104,4	\$142,8	\$89,1	\$118,6
Wave power	\$128,6	\$271,9	\$123,7	\$265,6
Tidal power	\$100,6	\$211,2	\$96,1	\$205,7
Solar thermal (water or glycol solution)	\$55,3	\$65,5	\$51,5	\$61,7