

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería de Organización Industrial

Soluciones al desacoplamiento entre generación y demanda

Autor: María Gómez Rivas

Tutor: Miguel Torres García

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Organización Industrial

Soluciones al desacoplamiento entre generación y demanda

Autor:

María Gómez Rivas

Tutor:

Miguel Torres García

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Proyecto Fin de Carrera: Soluciones al desacoplamiento entre generación y demanda

Autor: María Gómez Rivas

Tutor: Miguel Torres García

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría dar las gracias a toda mi familia por haber sido mi pilar de apoyo fundamental durante estos años de carrera. Sin ellos, no me habría sido posible llegar hasta aquí.

Una mención especial a todos mis compañeros de Cable Energía, sin ellos no habría sido posible introducirme en el maravilloso mundo de las energías renovables.

Finalmente, gracias a Miguel y a Gonzalo, dos personas que me han acompañado durante todo el camino de elaboración de este trabajo final de carrera.

María Gómez Rivas

Sevilla, 2022

Resumen

Durante las últimas décadas, el planeta en el que vivimos se ha enfrentado de forma ininterrumpida a constantes retos derivados de un mismo problema matriz: el cambio climático.

A medida que avanzamos en el tiempo, los métodos tradicionales para la obtención de la energía necesaria para la producción de energía han quedado obsoletos y necesitan ser sustituidos por métodos más sostenibles y comprometidos con el medio ambiente.

Sin embargo, la implementación de estos métodos más sostenibles no resulta tan sencillo debido a la incertidumbre de generación inherente a las energías renovables.

Este trabajo busca profundizar en distintas soluciones para aplanar la llamada “Curva de pato”, producida por el desequilibrio de tiempo entre la demanda máxima de energía y la producción de energía renovable.

Abstract

Over the last few decades, the planet we live on has been uninterruptedly confronted with constant challenges stemming from the same parent problem: climate change.

As we move forward in time, traditional methods of obtaining the energy needed for energy production have become obsolete and need to be replaced by more sustainable and environmentally friendly methods.

However, the implementation of these more sustainable methods is not so simple due to the uncertainty of generation inherent to renewable energies.

This work seeks to delve into different solutions to flatten the so-called "Duck Curve", produced by the time imbalance between peak energy demand and renewable energy production.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción	1
2 El papel del Sector Coupling	5
2.1 <i>Acoplamiento basado en energías renovables</i>	6
2.1.1 Hidrógeno	6
2.1.2 Biocombustibles	6
2.1.3 Energía hidroeléctrica	7
2.1.4 Energía geotérmica	8
2.1.5 Energía solar	9
2.1.6 Calor residual	10
2.1.7 Quemadores regenerativos y recuperativos	11
2.1.8 Economizadores	12
2.1.9 Calderas de calor residual	12
2.1.10 Precalentadores de aire	13
2.1.11 Intercambiador de calor de placas	14
2.1.12 Generador de vapor con recuperación de calor	15
2.1.13 Ciclos termodinámicos utilizados para la recuperación de calor	16
2.1.14 Bombas de calor	16
2.1.15 Dispositivos de conversión eléctrica directa	16
2.2 <i>Vehicle-to-Grid (V2G)</i>	16
3 Almacenamiento de energía en los SES	19
3.1 <i>Sistemas de almacenamiento físicos</i>	20
3.1.1 Almacenamiento de energía por bombeo	20
3.1.2 Almacenamiento de energía con volante de inercia	21
3.1.3 Almacenamiento de energía por aire comprimido	21
3.1.4 Almacenamiento de energía magnética por superconducción	21
3.2 <i>Sistemas de almacenamiento eléctricos</i>	21
3.2.1 Batería de iones de litio	22
3.2.2 Batería de iones de sodio	22

3.2.3	Batería de iones de flujo	22
3.2.4	Batería de sodio-azufre	22
3.2.5	Batería de plomo-ácido	22
3.2.6	Supercondensadores	23
3.3	<i>Sistemas de almacenamiento térmicos</i>	23
3.3.1	Sistemas de almacenamiento de energía térmica por calor sensible	23
3.3.2	Sistemas de almacenamiento de calor latente	23
3.3.3	Sistemas de almacenamiento termoquímico	24
4	Microrredes	25
4.1	<i>Metodología</i>	27
4.1.1	Parametrización lineal con GAMS	27
4.2	<i>Caso I</i>	28
4.3	<i>Caso II</i>	29
4.4	<i>Modelado matemático</i>	30
4.5	<i>Value at Risk por los ingresos derivados de los servicios de las microrredes</i>	34
4.6	<i>Modelado del Mix de microrredes</i>	35
4.7	<i>Análisis de casos y discusión</i>	38
4.7.1	Adquisición de datos	38
4.7.2	Resultados del Caso I	39
4.7.3	Resultados del Caso II	44
4.8	<i>Discusión</i>	46
4.8.1	Caso I	46
4.8.2	Caso II	47
5	Conclusiones	49
5.1	<i>Solución I. Sector Coupling</i>	49
5.2	<i>Solución II. Sistemas de almacenamiento</i>	50
5.3	<i>Solución III. Microrredes</i>	50
	Referencias	50

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistemas de almacenamiento	20
Tabla 2. Simulaciones Caso I	29
Tabla 3. Precios dados para el servicio de ramping para los microgrids	30
Tabla 4. Datos de las tecnologías del microgrid 1	36
Tabla 5. Datos de las baterías	36
Tabla 6. Datos de las tecnologías del microgrid 2	37
Tabla 7. Datos de las baterías	37
Tabla 8. Rampa máxima y periodo de cada curva de demanda neta	40
Tabla 9. Microrred con mayor contribución para suavizar el peor evento de <i>ramping</i>	41
Tabla 10. Rampa máxima y período de cada curva de la demanda neta	43
Tabla 11. Microrred con mayor contribución para suavizar el peor evento de <i>ramping</i>	44
Tabla 12. Resultados para cada escenario simulado	45
Tabla 13. Valor en riesgo (VaR) dependiendo del precio del servicio	46

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de una curva de pato	1
Figura 2. Niveles de generación eólica en el Reino Unido a lo largo del tiempo	2
Figura 3. Plantas de vapor seco, vapor flash y generación de energía de ciclo binario.	8
Figura 4. Producción combinada de vapor y electricidad	9
Figura 5. Sistema híbrido de almacenamiento de energía	10
Figura 6. Quemador regenerativo	11
Figura 7. Quemador recuperativo	11
Figura 8. Ilustración esquemática de una caldera de calor residual	12
Figura 9. Diagrama de una rueda térmica	13
Figura 10. Disposición de un precalentador de aire mostrando el movimiento del aire	13
Figura 11. Esquema de bobina de circulación	14
Figura 12. Intercambiador de calor de placas	14
Figura 13. Tubería de calor	15
Figura 14. Generador de vapor con recuperación de calor	15
Figura 15. Sistema IES acoplado a una estación de carga para flotas de VE	17
Figura 16. Límite de la demanda neta a l 20% de la demanda de la red principal	28
Figura 17. Diagrama de flujo Caso I	29
Figura 18. Diagrama de flujo Caso II	30
Figura 19. Demanda de la red principal escalada para los días 24 y 25 de marzo de 2017	38
Figura 20. Demanda neta par ala tarifa de un periodo y restricción de rampa de 1,5 MW	39
Figura 21. Demanda neta para la tarifa de un periodo y restricción de rampa de 2MW	39
Figura 22. Demanda neta par ala tarifa de un periodo y restricción de rampa de 3MW	40
Figura 23. Demanda neta para la tarfia de dos periodos y restricción de rampa de 1,5 MW	42
Figura 24. Demanda neta par ala tarifa de dos periodos y restricción de rampa de 2 MW	42
Figura 25. Demanda neta para la tarifa de dos periodos y restricción de rampa de 3 MW	43
Figura 26. Demanda neta par adiferentes precios de servicios	44
Figura 27. Función de distribución acumulada del beneficio del servicio	45

Notación

i	Unidad generadora
j	Microrred
H	Periodo de tiempo (horas)
$C_{O\&M_i}$	Coste de operación y mantenimiento por tecnología (k\$/MWh)
C_{F_i}	Coste del combustible por tecnología (\$/MMBtu o k\$/MWh)
C_{up_i}	Coste de puesta en marcha (k\$)
$Bat_{O\&M}$	Coste de operación y mantenimiento de la batería (k\$/MWh)
E_h	Precio de la electricidad (k\$/MWh)
R_i	Tasa de calor (MMBTU/MWh)
$P_{max_i,j}, P_{min_i,j}$	Límites superior e inferior de la capacidad de generación (MW)
$Wind_profile_h$	Perfil de generación de los aerogeneradores cada hora
$Solar_profile_h$	Perfil de generación de los paneles fotovoltaicos cada hora
TU_i	Tiempo mínimo de subida por tecnología (h)
TD_i	Tiempo mínimo de inactividad por tecnología (h)
Pg_j	Capacidad de conexión a la red eléctrica con cada microrred (MW)
L_j,h	Demanda de la microrred (MWh)
Lmg_ht	Demanda de la red principal (kWh)
$Ebmax_j$	Capacidad de la batería (MWh)
$Pbcmax_j$	Tasa máxima de carga (MW)
$Pbdmax_j$	Tasa máxima de descarga (MW)
$Nelc$	Eficiencia de carga de la batería
$Neld$	Eficiencia de descarga de la batería
SOC_m	Estado de carga mínimo de la batería
TC	Coste total del sistema
$P_{i,j,h}$	Potencia generada por la tecnología i en la microrred j en el momento h (MWh)
$Pg_{j,h}$	Intercambio de energía de la microrred j con la red principal en el momento h , (+) si se compra (-) si se vende, (MWh)
$Pbc_{j,h}$	Potencia de carga de la batería de la microrred j en el momento h (MWh)

1 INTRODUCCIÓN

“El placer más noble es el júbilo de comprender.”.

- Leonardo da Vinci -

Durante las últimas décadas, el planeta en el que vivimos se ha enfrentado de forma ininterrumpida a constantes retos derivados de un mismo problema matriz: el cambio climático.

A medida que avanzamos en el tiempo, los métodos tradicionales para la obtención de la energía necesaria para la producción de electricidad han quedado obsoletos y necesitan ser sustituidos por métodos más sostenibles y comprometidos con el medio ambiente. Así pues, se han realizado estudios los cuales muestran que, con el sistema actualmente implantado en Europa, el calor residual procedente de la producción de electricidad y de la industria sería suficiente para abastecer la demanda total de calor en el continente [1].

A medida que se avanza hacia la transición energética, aparecen nuevos retos en el camino. Uno de ellos es la llamada “Curva de pato” en la generación de electricidad a escala de servicio público. Dicha curva muestra en el transcurso de un día el desequilibrio de tiempo entre la demanda máxima y la producción de energía renovable.

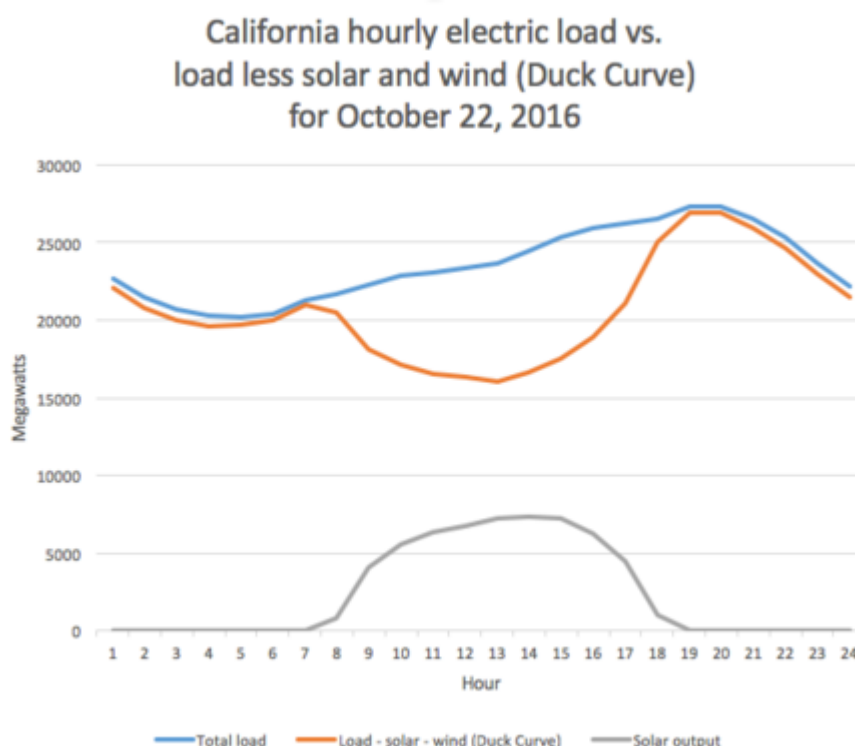


Figura 1. Ejemplo de una curva de pato

El curso de la “Curva de pato”, que es visiblemente estable por la noche, y luego disminuye bruscamente durante el amanecer y alcanza sus valores más bajos al mediodía, para luego subir bruscamente al atardecer y alcanzar sus valores máximos al anochecer, hace que tenga un impacto significativo en la regulación del pico energético. Este tipo de cambios pueden conducir inicialmente a la generación de inflexibilidad, lo que puede provocar un evento de sobregeneración y, por lo tanto, tener un impacto negativo en la estabilidad del sistema [2].

De aquí se puede deducir que el planeta en el que vivimos se encuentra en una difícil situación energética: por una parte, existe cada vez mayor demanda de energía y, por otra, las actuales fuentes tienen en su mayoría recursos limitados y su uso representa repercusiones ambientales indeseables. El crecimiento demográfico y económico en el mundo trae consigo un aumento en el consumo de energía, y las formas tradicionales en las que generamos, en su mayoría a través de los combustibles fósiles, nos da como resultado importantes efectos sobre el bienestar humano [3].

Se prevé que la población mundial crezca en 2.000 millones de personas hasta 2040, impulsando las necesidades energéticas mundiales [4]. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE), el mundo consumirá un 30% más de energía hacia este año, lo cual hace peligrar en gran medida el Acuerdo de París. Esto será como añadir otra China y otra India a la demanda global, de ahí la importancia de encontrar soluciones viables que permitan alcanzar el balance energético [5].

En un escenario para los próximos años, se establece como necesidad la reducción de las emisiones a casi la mitad con el fin de atajar el cambio climático. De lo contrario, si la evolución del consumo se mantiene en el ritmo actual, éste habrá aumentado en torno a un 45% [4]. El desarrollo de nuevos usos y aplicaciones puede originar nuevos mercados y oportunidades. Sin embargo, dado que las nuevas energías renovables son variables y, con esto nos referimos a la intermitencia e incertidumbre en la disponibilidad de cualquier recurso, resulta extremadamente complicado su control y previsión. De aquí, el problema de generación que se presenta actualmente, el cual se irá agravando con el paso de los años si no se comienzan a implementar soluciones que lo detengan.

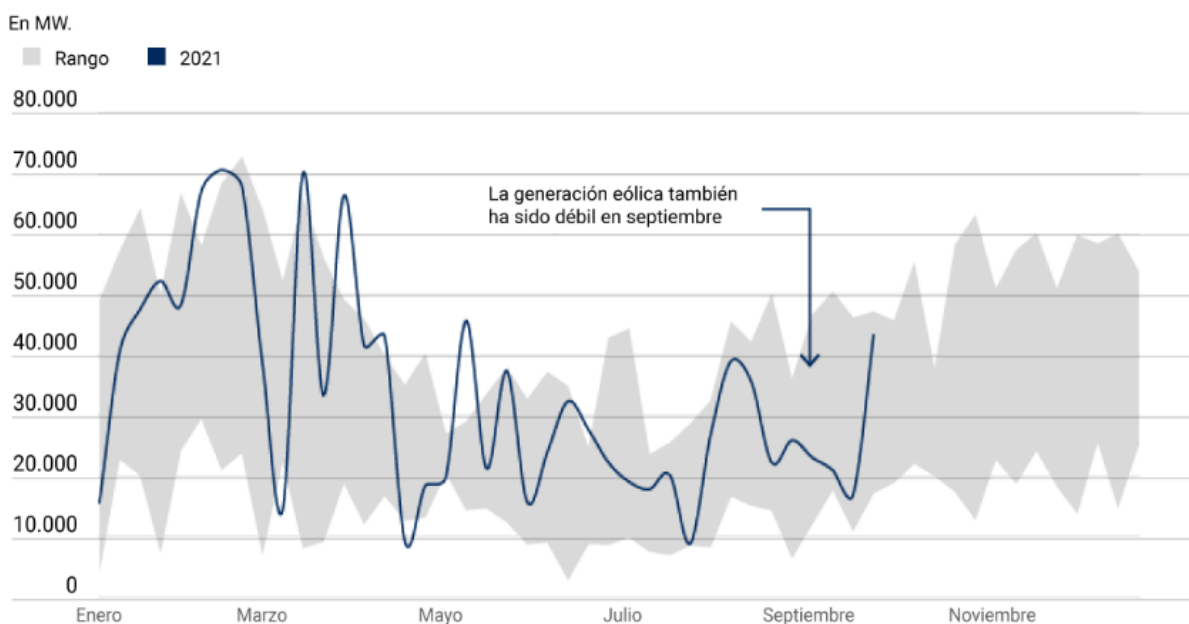


Figura 2. Niveles de generación eólica en el Reino Unido a lo largo del tiempo

Tal y como se puede observar en la Figura 2, energías renovables como puede ser la energía eólica, se encuentran ligadas a una incertidumbre inherente a los fenómenos meteorológicos, por lo cual es difícil predecir cuál será su generación.

Con el objetivo de abordar estos retos del futuro, es cómo nacen los “*Smart Energy Systems*” (SES). El *Smart Energy System* se define como un enfoque en el que las redes inteligentes de electricidad, calor y gas se combinan con las tecnologías de almacenamiento y se coordinan para identificar las sinergias entre ellas con el fin de lograr una solución óptima para cada sector individual, así como para el sistema energético global. Mientras que los *Smart Grids* se centran, principalmente, en el sector eléctrico, los SES adoptan un enfoque holístico integrado que incluye más sectores (electricidad, calefacción, refrigeración, industria, edificios y transporte) y permite identificar soluciones más factibles y asequibles para la transformación en futuras soluciones energéticas renovables y sostenibles [6].

Cabe destacar que uno de los mayores problemas a los que se enfrenta el diseño de los SES es el almacenaje de la electricidad. Por tanto, si el SES puede diseñarse de forma que evite por completo el almacenamiento de electricidad y, en su lugar, utilice energía que pueda almacenarse en forma de combustibles térmicos, gaseosos o líquidos aplicándose a nivel comunitario en lugar de a nivel de viviendas individuales, entonces sería más factible desarrollar la capacidad de almacenamiento necesaria para integrar gran parte de la producción de electricidad fluctuante; como la eólica, la undimotriz y la solar [7].

Con la finalidad de asegurar que el sistema disponga de generación suficiente que permita satisfacer la demanda se requieren unidades de respaldo. Dada la existencia de esta problemática, el objetivo de este trabajo no es otro que el estudio de tres de los pilares fundamentales de los anteriormente mencionados SES, los cuales podrían ser soluciones viables al problema anteriormente descrito: el acoplamiento de sectores, el almacenamiento energético y las microrredes.

2 EL PAPEL DEL SECTOR COUPLING

“Nada en la vida es para ser temido, es solo para ser comprendido. Ahora es el momento de entender más, de modo que podamos temer menos.”

- Marie Curie-

Tras la entrada en vigor del Acuerdo de París el 4 de noviembre de 2016, tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante, 196 partes se comprometieron con el objetivo de limitar el calentamiento mundial por debajo de 2 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales [8].

“El acoplamiento de sectores (SC) describe el concepto de una conexión e interacción intencionada de los sectores energéticos para aumentar la flexibilidad de la oferta, la demanda y el almacenamiento” [9] Dos tercios de energía se consume en las ciudades, es por esto que éstas juegan un papel fundamental en el camino hacia alcanzar los objetivos establecidos por el Acuerdo de París. De esta forma, “el acoplamiento de los sectores de la calefacción y la electricidad mediante la conversión de energía a calor (P2H), empleando el excedente de electricidad renovable variable (ERV), ha ganado recientemente un creciente interés” [10] y está considerado como una pieza clave para alcanzar dichos objetivos.

Atendiendo a un estudio realizado por J. Gea Bermúdez et al., los resultados muestran cómo el acoplamiento de sectores aumenta la demanda de electricidad, la integración de la ERV, la capacidad de almacenamiento de calor y la expansión de la transmisión de electricidad y calefacción urbana hacia 2050 [11].

Durante mucho tiempo, los sistemas energéticos industriales se han diseñado, construido y operado basados en la producción de calor y electricidad a partir de combustibles fósiles. La producción de energía se basaba principalmente en la utilización del calor disponible a partir de la quema de estos combustibles fósiles. Este calor de combustión era después utilizado para generar otras formas de energía; por ejemplo, electricidad a partir de vapor producido por la combustión [12].

Al contrario que el calor proporcionado por una caldera tradicional, el calor proporcionado por una caldera eléctrica puede ser realizado a un único nivel de temperatura, dado que la electricidad puede ser suministrada externamente en los entornos totalmente electrificados y la producción de energía in situ a partir de turbinas de vapor no es esencial. Algo parecido ocurre cuando hablamos de calentadores electrificados, una ventaja de este método es la capacidad de utilizar la fuente de electricidad para el suministro de calor a muy alta temperatura, donde la utilización de vapor no es prácticamente factible. En un entorno electrificado, el uso de bombas de calor puede acoplarse a calderas o calentadores eléctricos, lo que sustituye el esquema tradicional de cogeneración (calor y energía combinados)[12].

2.1 Acoplamiento basado en energías renovables

2.1.1 Hidrógeno

El uso de una célula de combustible como unidad de cogeneración es especialmente interesante, debido al favorable ratio entre energía eléctrica y energía térmica [13].

En [14], se realiza un estudio sobre un sistema de gestión de la energía para un sistema híbrido de energía renovable utilizando el hidrógeno como vector energético. Kalinci et al. también realizan un análisis técnico-económico en [15] donde se modela conceptualmente un sistema híbrido de energía renovable que utiliza el hidrógeno como opción de almacenamiento de energía para la isla de Bozcaada en Turquía. En [16], se realiza un análisis energético y exergético de la producción de hidrógeno combinada con la generación eléctrica en un ciclo de cogeneración nuclear, con el objetivo de aumentar la flexibilidad operacional y la rentabilidad de los reactores nucleares de altas temperaturas. Tsujimura et al., en [17], estudian la utilización de hidrógeno en el motor de combustible dual hidrógeno/diesel, con el objetivo de desarrollar una tecnología de combustión de hidrógeno con alta eficiencia y emisiones limpias. También en [18], se realiza un estudio que se centra en la optimización de la combustión del motor de encendido por compresión de un sistema de cogeneración utilizando el método de hidruro químico orgánico para la deshidrogenación de un portador de energía de hidrógeno. Una evaluación termodinámica de la cogeneración de electricidad e hidrógeno a partir de energía solar y combustibles fósiles se realiza en [19], basada en que ambos, electricidad e hidrógeno, son portadores de energía limpios y de alta calidad. Además, establecen que la conversión entre electricidad e hidrógeno se puede alcanzar fácilmente a través de células de combustible o células de electrólisis de agua.

El almacenamiento de regeneradores calentados eléctricamente es una solución energética y rentable para convertir el exceso de electricidad y almacenarla en forma de calor a alta temperatura [20].

2.1.2 Biocombustibles

El biocombustible se define como "combustible líquido, sólido o gaseoso producido por la conversión de biomasa, como el bioetanol de la caña de azúcar o el maíz, el carbón vegetal o las astillas de madera, y el biogás procedente de la descomposición anaeróbica de residuos"[21]. La biomasa se ha utilizado como fuente de energía desde tiempos ancestrales, sin ir más allá, desde que el hombre aprendió a generar el fuego a partir de madera seca.

Tan importante es el papel de los biocombustibles que se siguen usando e investigando hoy en día. En [22], se realiza un estudio que evalúa la viabilidad económica de integrar la gasificación de la biomasa en una planta de cogeneración ya existente, usando la biomasa para la producción de hidrógeno y quemando el gas residual en una caldera de cogeneración. Perna et al. investigan en [23] el rendimiento alcanzable de una central eléctrica híbrida a pequeña escala basada en la integración de una microturbina de gas y una pila de óxido sólido alimentada por el gas de síntesis generado por un gasificador de biomasa. También en [24], se realiza un interesante estudio donde diversos biocombustibles líquidos de primera generación son comparados como sustitutos parciales o infantiles para el gasóleo fósil aplicado en una planta de generación con capacidad media de 340 kW en Lituania.

El biogás se obtiene a partir de materia orgánica y viva, al igual que la biomasa. Sin embargo, normalmente se obtiene mediante un procesamiento que favorece que los microorganismos digieran la materia orgánica en un proceso que produce gas como resultado. Este proceso es lo que se conoce como digestión anaeróbica [25]. En [26], se realiza un estudio que tiene como objetivo evaluar la energía eléctrica y térmica generada en un sistema de cogeneración, utilizando como combustible el biogás producido por la digestión anaeróbica de residuos agroindustriales. Por otro lado, el estudio realizado por Giarola et al. en [27], estudia el rendimiento energético y económico óptimo de una instalación de tratamiento de aguas residuales equipada con una planta de cogeneración de calor y electricidad basada en una pila de combustible de óxido sólido.

2.1.3 Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una fuente de energía renovable en la que la energía eléctrica se obtiene a partir de la energía del agua que se desplaza de mayor a menor altura. Requiere una gran inversión inicial, pero tiene una larga vida útil con bajos costes de operación y mantenimiento [28].

En el estudio realizado por Balkhair et al. en [29], se intenta proporcionar una solución sostenible y económica para la creciente demanda de electricidad mediante la generación de energía hidroeléctrica a pequeña escala en Pakistán, puesto que de esta forma se produce una electricidad barata, limpia y fiable. La energía hidroeléctrica puede ayudar a equilibrar la fluctuación de electricidad producida por las energías eólica y solar, por lo que es de suma importancia su investigación. El estudio realizado en [30] propone un método de evaluación de la complementariedad hidroeléctrica para un sistema energético híbrido considerando la variación de la demanda de la carga de la red eléctrica. En países como Polonia, a pesar de tener un gran potencial hidroeléctrico, no se hace un gran aprovechamiento del mismo [31].

El uso de la energía hidroeléctrica está bastante extendido en los continentes de Asia y África, y numerosos estudios han sido realizados en países pertenecientes a dichos continentes. En [32], se desarrolla un método de programación fraccionada estocástica de mezcla fija para equilibrar el conflicto de asignación de agua entre la generación hidroeléctrica de aguas arriba y el riego agrícola de aguas abajo en Asia Central.

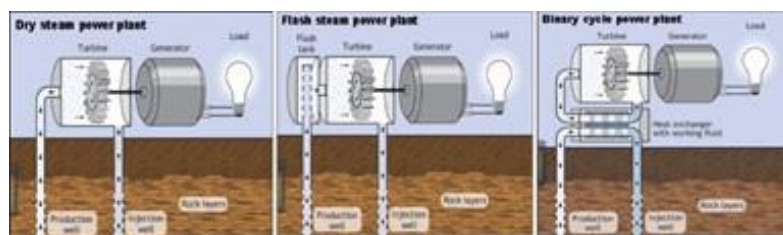
Bekker et al. realizan también un análisis muy interesante en [33], en el cual se revisan estudios previamente realizados acerca de la energía hidroeléctrica, enfocándose en la evaluación del potencial de esta energía en plantas de aguas residuales. También se ha realizado una evaluación de la producción de hidrógeno y su potencial de utilización en una de las regiones ricas en energía hidroeléctrica, Nepal, bajo varios escenarios de demanda desarrollando un modelo de red eléctrica de 52 nodos y 68 líneas de transmisión que funciona con un intervalo de tiempo de una hora [34]. Otro país asiático con gran potencial hidroeléctrico es Myanmar. En [35], se destaca que además de poder abastecer energéticamente al propio país con este tipo de energía, también podría exportar a los países vecinos si se gestiona correctamente. Sin embargo, las infraestructuras no están al nivel de dicha producción a pesar de estar probada su rentabilidad. Teniendo en cuenta la incertidumbre de las energías eólica y solar, en [36] se optimiza la cogeneración de un sistema hidro-térmico-eólico-solar. En el sistema híbrido propuesto, se incorporan también los sistemas de almacenamiento de

energía para suavizar las fluctuaciones de las energías renovables.

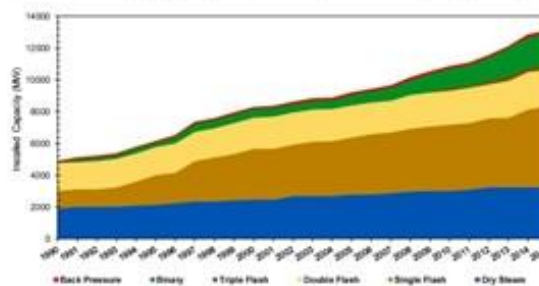
2.1.4 Energía geotérmica

La energía geotérmica se puede definir como el calor extraído del subsuelo de la Tierra. Esta energía se transmite a la superficie terrestre mediante vapor o agua caliente. La energía geotérmica puede utilizarse para múltiples fines, dependiendo de la naturaleza, como refrigeración, calefacción o producción de electricidad [37]. Los usos de la energía geotérmica se pueden clasificar en dos tipos: generación de electricidad y uso directo. Los recursos de altas entalpías caracterizados por temperaturas por encima de 150 °C son adecuados para la generación de energía, mientras que los que poseen bajas entalpías se suelen utilizar principalmente para generación de calor [38].

Para la generación de electricidad a partir de energía geotérmica se distinguen tres tipos: vapor seco (altas temperaturas), vapor flash (medias temperaturas) y generación de energía de ciclo binario (bajas temperaturas) [38].



(a) Dry steam, flash steam, and binary cycle power plants (Source: U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy)



(b) Installed capacity of three different types of power technologies in the world (GEA, 2015)

Figura 3. Plantas de vapor seco, vapor flash y generación de energía de ciclo binario.

Los sistemas híbridos de cogeneración de energía fósil/renovables aprovechan fuentes de energía locales, ahorran combustibles fósiles y reducen la emisión de gases de efecto invernadero. En el estudio realizado por Chen et al., la energía geotérmica se integra en un sistema de cogeneración de gas natural empleando ciclos de vapor-compresión y absorción a través de una bomba de calor geotérmica [39].

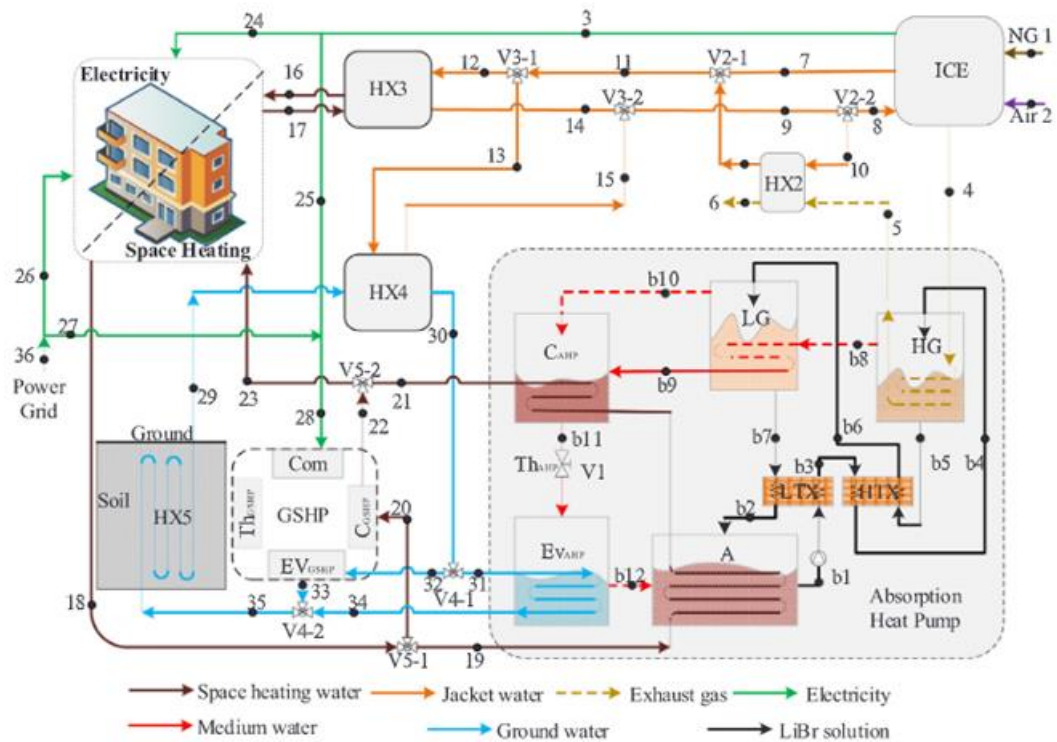


Figura 4. Producción combinada de vapor y electricidad

En el estudio realizado en [40], se compara el rendimiento de cuatro configuraciones de producción combinada de calor y electricidad para su aplicación en una planta geotérmica binaria conectada a un sistema de calefacción urbana de baja temperatura y de alta temperatura. Las configuraciones estudiadas son en serie, en paralelo, el precalentamiento paralelo y la configuración HB4. Erdeweghe propone un procedimiento de optimización termoeconómica para cuatro configuraciones de plantas de cogeneración de calor y electricidad de baja temperatura en [41]. También se han realizado estudios de investigación en el que se tiene en cuenta la generación combinada de energía a partir de las fuentes geotérmica y solar, como el estudiado en [42], donde se hace un análisis comparativo a los sistemas de multigeneración geotérmica y solar para la producción limpia de electricidad e hidrógeno mediante evaluaciones energéticas y exergéticas.

2.1.5 Energía solar

La energía solar es la transformación de los rayos de sol en energía, ya sea de forma directa utilizando energía fotovoltaica o de forma indirecta utilizando la energía concentrada o energía solar fotovoltaica concentrada [43]. Esta tecnología es la que tiene mayor potencial para producir energía limpia, fiable, escalable y asequible usando energía solar [44].

Un método principal para aumentar la eficiencia de la utilización de la energía solar es combinar la generación de calor y energía juntos [45]. Las tecnologías fotovoltaicas utilizan diversos materiales semiconductores que liberan electrones de su estructura atómica constitutiva que quedan disponibles para la conducción o para la producción de corriente eléctrica [46]. Las dos tecnologías más utilizadas para convertir energía solar a

electricidad son la energía fotovoltaica y la térmica fotovoltaica. La fotovoltaica se centra en convertir la energía solar en electricidad, mientras que la térmica fotovoltaica convierte la energía solar en electricidad y calor disipado [45].

En el estudio realizado en [47], se describe un sistema solar híbrido con etapa de alta temperatura. El sistema contiene un concentrador de radiación, una célula solar fotovoltaica y un motor térmico o generador termoeléctrico. Proponen dos opciones: Una, separando la parte de longitud de onda larga del espectro (que no se absorbe en el material semiconductor de la célula) con su posterior concentración y conversión mediante un motor térmico o un generador termoeléctrico, y la otra, haciendo funcionar la célula a temperaturas elevadas, y usar algún tipo de motor térmico para utilizar el exceso de calor. Otro estudio interesante es el realizado por Chaikaew et al., en él se diseña y aplica un sistema híbrido de almacenamiento de energía basado en una célula de combustible de membrana de polímero y una batería utilizando la energía solar. La célula de combustible y las baterías están conectadas mediante un método de acoplamiento directo [48].

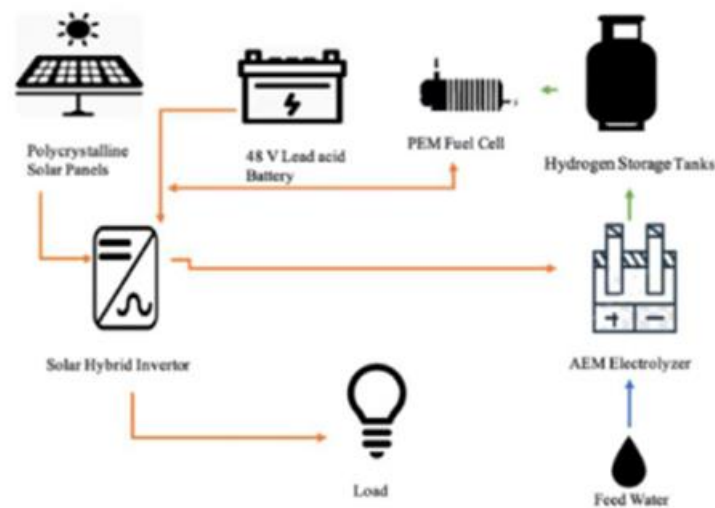


Figura 5. Sistema híbrido de almacenamiento de energía

2.1.6 Calor residual

El calor residual industrial es la energía que se genera en los procesos industriales y que no tiene ningún uso práctico y se pierde, se desperdicia y es vertida al entorno. La recuperación del calor residual puede realizarse mediante varias tecnologías de recuperación de calor residual para proporcionar valiosas fuentes de energía y reducir el consumo total de la misma. [49]

La tecnología de recuperación de calor residual puede clasificarse en función del tipo de residuos y la temperatura del calor residual. La tecnología estándar para recuperar el calor residual es utilizar una caldera de recuperación o un intercambiador de calor para temperaturas altas y ultra altas. En cambio, una bomba de calor puede utilizarse para temperaturas bajas y ultra bajas junto con un intercambiador de calor [49].

2.1.7 Quemadores regenerativos y recuperativos

Los quemadores regenerativos y recuperativos optimizan la eficiencia energética incorporando superficies de intercambio de calor para capturar y utilizar el calor residual de los gases calientes procedentes del proceso de combustión. Típicamente, los dispositivos regenerativos consisten en dos quemadores con válvulas de control separadas de control separadas, que se conectan al horno y calientan alternativamente el aire de combustión que entra en el horno. El sistema funciona guiando los gases de escape del horno hacia una caja que contiene material refractario, como el óxido de aluminio.

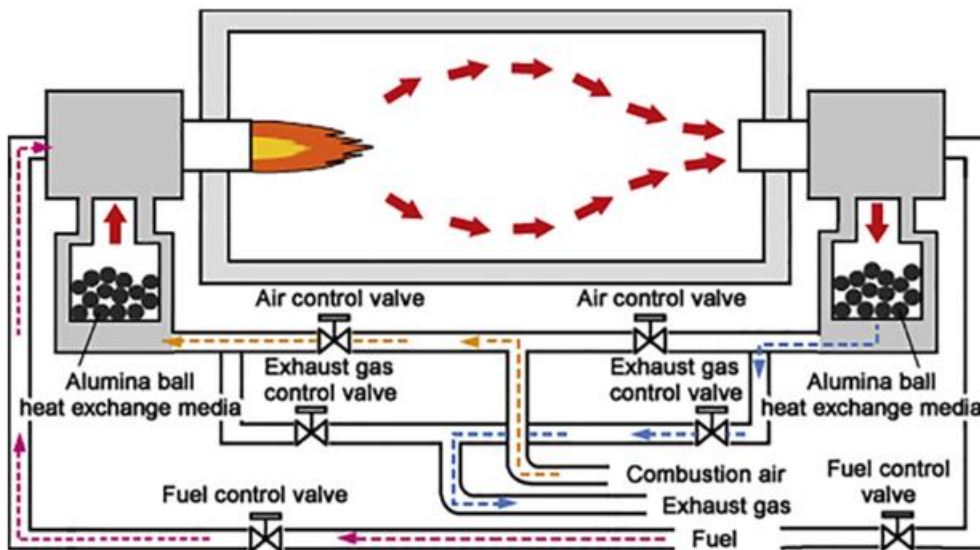


Figura 6. Quemador regenerativo

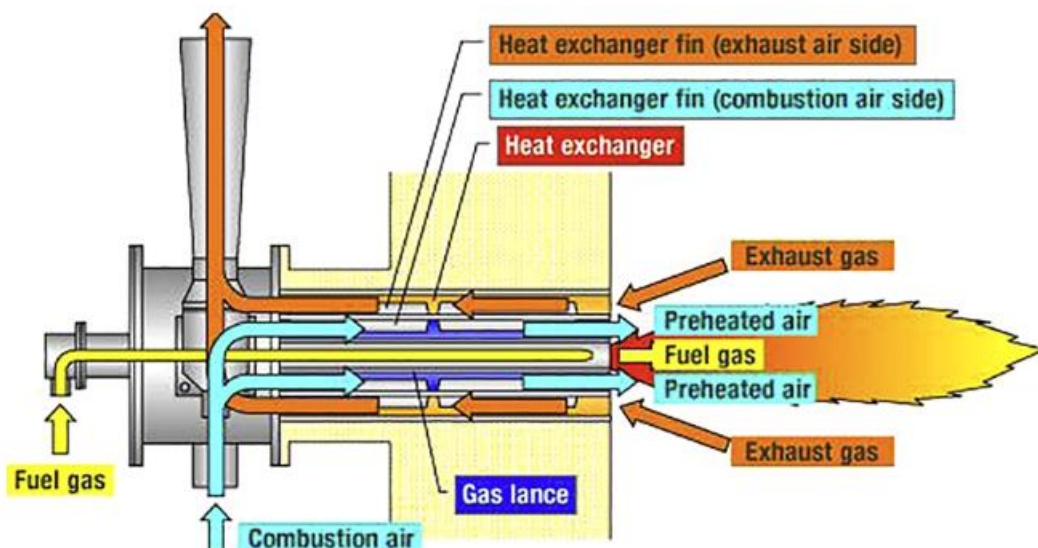


Figura 7. Quemador recuperativo

2.1.8 Economizadores

Los economizadores o intercambiadores de calor de tubos aleteados que recuperan el calor residual bajo-medio se utilizan principalmente para calentar líquidos. El sistema consiste en tubos recubiertos de aletas metálicas para maximizar la superficie de absorción de calor y la tasa de transferencia de calor [50].

El sistema se encuentra en el conducto que transporta los gases de escape y absorbe el calor residual haciendo que los gases calientes pasen por diferentes secciones cubiertas por los tubos con aletas. El líquido pasa a través de los tubos y captura el calor de los tubos con aletas. El líquido caliente se devuelve al sistema, maximizando y mejorando la eficiencia térmica.

2.1.9 Calderas de calor residual

Las calderas de calor residual constan de varios tubos de agua que se colocan en paralelos entre sí y en la dirección del calor que sale del sistema. El sistema es adecuado para recuperar el calor de los gases de escape de media y alta temperatura y se utiliza para generar vapor. El vapor puede utilizarse para la generación de energía o devolverse al sistema para la recuperación de energía [51].

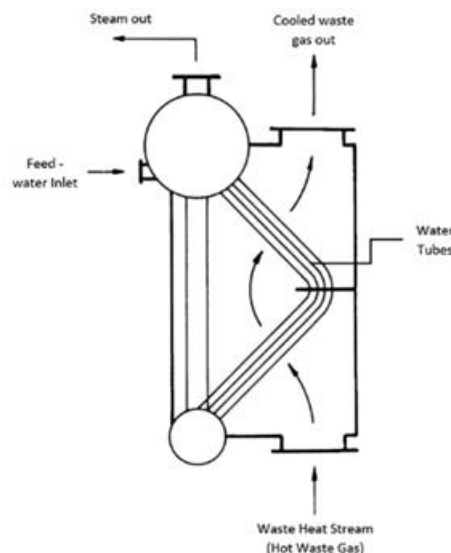


Fig. 4. Schematic of a waste heat boiler incorporating parallel water tubes [26].

Figura 8. Ilustración esquemática de una caldera de calor residual

2.1.10 Precalentadores de aire

Los precalentadores de aire se utilizan principalmente para la recuperación del calor de los gases de escape y para aplicaciones de baja y media temperatura. Este sistema es especialmente útil cuando hay que evitar la contaminación cruzada en el proceso. Estas aplicaciones pueden incluir los escapes de las turbinas de gas y la recuperación de calor de hornos, estufas y calderas de vapor.

El precalentamiento del aire puede basarse en dos diseños diferentes, el tipo de placa y el tipo de tubo de calor [49].

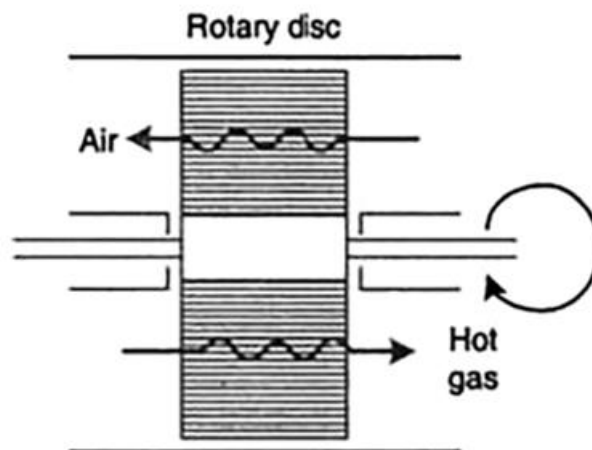


Figura 9. Diagrama de una rueda térmica

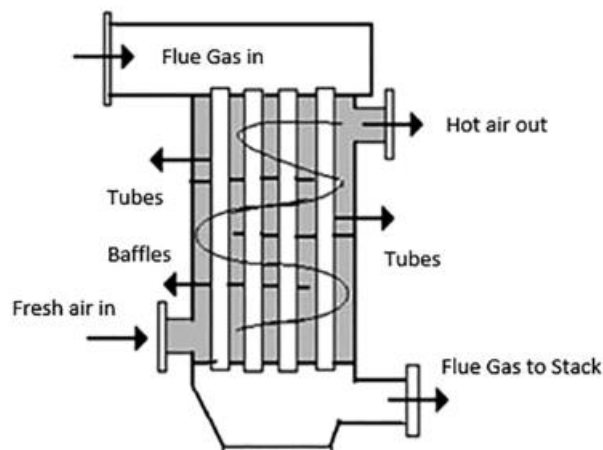


Fig. 5. Air preheater layout showing air movement [31].

Figura 10. Disposición de un precalentador de aire mostrando el movimiento del aire

Dentro de los precalentadores de aire podemos distinguir regeneradores, regeneradores rotativos y bobinas de circulación (RAC).

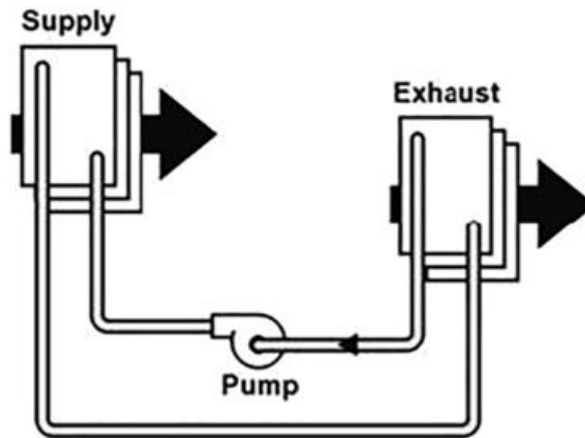


Figura 11. Esquema de bobina de circulación

2.1.11 Intercambiador de calor de placas

Los intercambiadores de calor de placas se utilizan para transferir calor de un fluido a otro cuando es necesario evitar la contaminación cruzada. Un intercambiador de calor de placas se compone de varias placas metálicas finas apiladas o soldadas en paralelo entre sí y formando una carcasa metálica hueca [52].

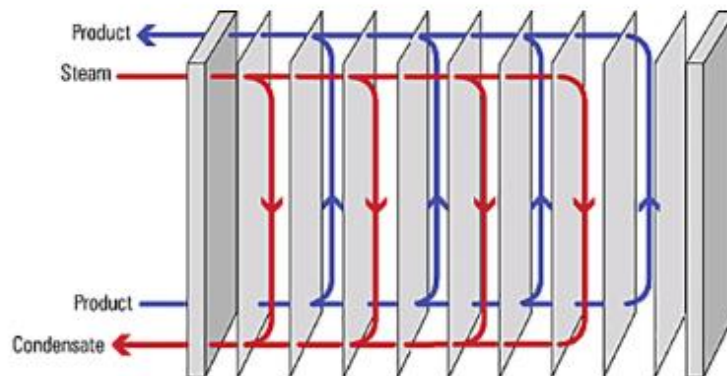


Figura 12. Intercambiador de calor de placas

Una tubería de calor es un dispositivo que puede transferir calor de un lugar a otro con la ayuda de la condensación de un fluido de tubo de calor

y vaporización trabajo. Un consta de un

recipiente sellado, una estructura de mecha y una pequeña cantidad de fluido de trabajo, como agua, acetona, metanol, amoníaco o sodio que está en equilibrio con su propio vapor.

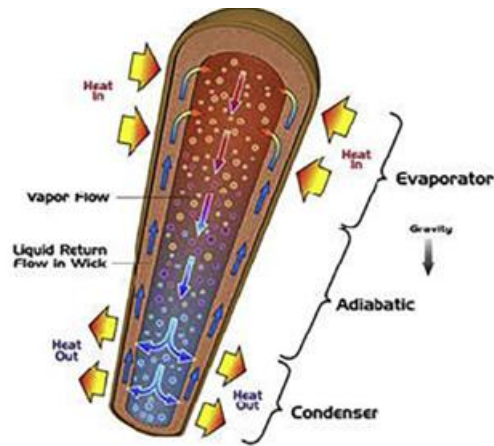


Figura 13. Tubería de calor

2.1.12 Generador de vapor con recuperación de calor

El generador de vapor con recuperación de calor (HRSG) es un sistema complejo utilizado para recuperar el calor residual de los gases de escape de una central eléctrica. Consta de varias secciones de recuperación de calor, como el evaporador, el súper calentador, el economizador y el tambor de vapor, que son muy grandes.

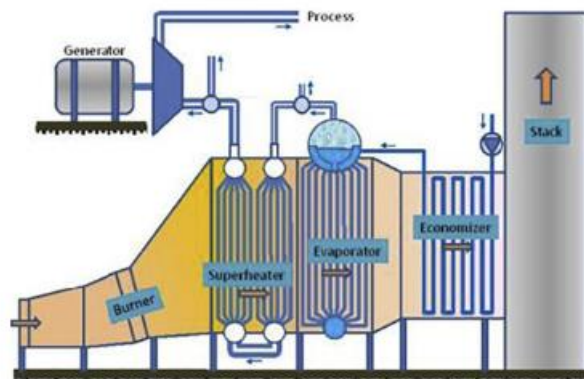


Figura 14. Generador de vapor con recuperación de calor

2.1.13 Ciclos termodinámicos utilizados para la recuperación de calor

Mediante el uso de ciclos termodinámicos, la recuperación de calor de las fuentes de residuos puede llevarse a cabo directamente para obtener energía eléctrica y mejorar la eficiencia energética de un proceso [53].

Algunos de estos ciclos son el Ciclo Orgánico de Rankine (CRO) y el Ciclo de Kalina.

2.1.14 Bombas de calor

Una bomba de calor es un dispositivo termodinámico que toma y transfiere calor de una fuente de calor a un disipador de calor utilizando una pequeña cantidad de energía. Las bombas de calor recogen el calor del aire, el agua o la tierra y se clasifican en bombas de calor aire-aire, agua y geotérmicas [54].

2.1.15 Dispositivos de conversión eléctrica directa

También existen sistemas que producen electricidad directamente a partir del calor residual y eliminan la necesidad de convertir el calor en energía mecánica para producir energía eléctrica. Estas tecnologías incluyen el uso de dispositivos termoeléctricos, piezoeléctricos, termoelectrónicos y termofotovoltaicos para la generación de electricidad [49].

2.2 Vehicle-to-Grid (V2G)

El concepto vehicle-to-grid (V2G) pretende optimizar la forma en que transportamos, utilizamos y producimos electricidad convirtiendo los coches eléctricos en “centrales eléctricas virtuales” [55].

En el estudio realizado por Wei et al. en [56], se combina el sector de la energía y el del transporte mediante la integración de las tecnologías V2G y los sistemas energéticos integrados (IES); y, además, cuantifica el impacto de la tecnología V2G como almacenamiento móvil y flexible en el diseño y funcionamiento del IES, tanto desde el punto de vista económico como desde el medioambiental.

La Fig. 1, ilustra el típico sistema IES acoplado a una estación de carga para flotas de vehículos eléctricos en la que las flotas de vehículos eléctricos están habilitadas para interactuar con el sistema IES cargando o descargando las baterías durante el tiempo especificado [56].

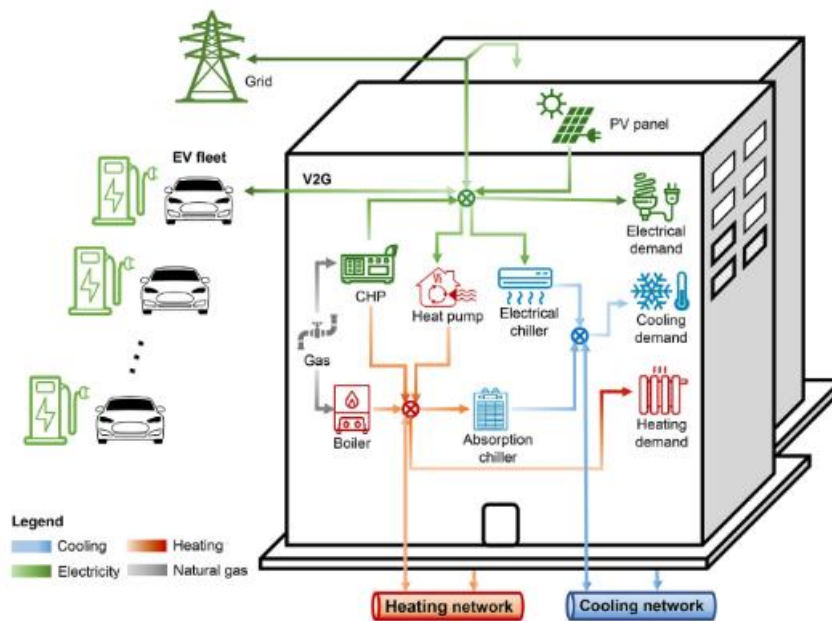


Figura 15. Sistema IES acoplado a una estación de carga para flotas de VE

En [57], se evalúan las consecuencias de integrar buses y coches eléctricos en el sistema energético de la ciudad. El 85% de la demanda para la carga de coches eléctricos es flexible y las estrategias de carga inteligente pueden facilitar un 62% de la energía solar fotovoltaica en la combinación de electricidad de carga; en comparación con el 24% cuando los coches cargan directamente cuando están aparcados. Una propuesta muy interesante realizada en [58] es la combinación de *carsharing* y *vehicle-to-grid* para descarbonizar el transporte y los sistemas eléctricos. Se basan en las dificultades financieras que a menudo experimentan los operadores de *carsharing*, la prestación del servicio de vehículo a red podría generar ingresos adicionales al tiempo que apoyaría la integración de las energías renovables. En un estudio realizado en Suiza y Alemania sobre el *carsharing*, se ha comparado el atractivo de coches con tecnología V2G, eléctricos y convencionales. Se observa que los clientes prefieren el *carsharing* de vehículos V2G frente al del eléctrico en un 56,1% de los casos y, frente al convencional, en el 74,2% de los casos.

La transición del sector del transporte privado motorizado de los combustibles fósiles a las tecnologías basadas en la electricidad es una estrategia ampliamente debatida que puede contribuir a la consecución de los objetivos de protección del clima establecidos. Sin embargo, hay que analizarla desde un enfoque holístico teniendo en cuenta todo el sistema energético. En [59], proponen que la configuración óptima del sistema en cuanto a costes puede lograrse de forma controlada, reduciendo los picos de carga y suministro, integrando más energía de fuentes de energía renovable y reduciendo los costes anuales del sistema en varios miles de millones de euros.

El acoplamiento entre fotovoltaica, vehículo eléctrico y batería no sólo depende del proceso tecnológico o de las regulaciones económicas, sino también de la aceptación de los usuarios hacia las tecnologías. Los nuevos avances en tecnologías emergentes obligarán a los operadores de la red eléctrica a reajustar la forma en la que se gestiona, al igual que se necesitarán nuevas regulaciones económicas en el sector. La industria de la automoción y el usuario serán también variables decisivas para saber si la población está dispuesta a invertir en un sistema de energía distribuida [60]. Relacionado con lo mencionado anteriormente, en [61] se investiga el papel potencial de los vehículos eléctricos públicos conectados a la red en la mejora de la sostenibilidad del suministro eléctrico como almacenamiento virtual de energía en la red urbana. Los problemas y beneficios de la integración vehicle-to-grid se examinan en [62] con el uso de un agregador para encontrar estrategias óptimas de gestión V2G en forma de tiempo y potencia de carga y descarga.

3 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LOS SES

“El aspecto más triste de la vida es que la ciencia reúne el conocimiento más rápidamente que la sociedad la sabiduría.”

- Isaac Asimov -

En este apartado se describen varias opciones de almacenamiento de energía para sistemas multiportadores, es decir, en los que se encuentran presente energías procedentes de distintas fuentes.

En el estudio realizado por Morteza et al. en [63], se evalúa la eficacia de considerar las interconexiones entre fuentes de energía, lo que se conoce como sistemas energéticos multiportadores, en el funcionamiento de las redes energéticas. En consecuencia, el papel de la tecnología de producción combinada de calor y electricidad, de las centrales eléctricas de gas, de los sistemas de almacenamiento de gas, del tanque de almacenamiento térmico y de las turbinas eólicas, así como de la energía y el consumo de energía, son puntos clave que se tienen en cuenta en dicho trabajo.

<u>Sistemas de almacenamiento físicos</u>		<u>Sistemas de almacenamiento químicos</u>	<u>Sistemas de almacenamiento térmicos</u>
Almacenamiento por bombeo		Batería de iones de litio	Sistemas de almacenamiento de calor sensible
Almacenamiento de energía por aire comprimido		Baterías de iones de sodio	Sistemas de almacenamiento de calor latente
Almacenamiento de energía con volante de inercia		Baterías de flujo	Sistemas de almacenamiento termoquímico
Almacenamiento de energía magnética por superconducción		Baterías de sodio-azufre	
		Baterías de plomo-ácido	
		Supercondensadores	
		Otras nuevas baterías	

Tabla 1. Sistemas de almacenamiento

3.1 Sistemas de almacenamiento físicos

3.1.1 Almacenamiento de energía por bombeo

El almacenamiento por bombeo es una de las tecnologías de sistemas de almacenamiento más importantes a gran escala de forma global, con una capacidad instalada a nivel mundial de 130 GW [64]. Esta tecnología de almacenamiento consiste en la acumulación de energía eléctrica mediante el bombeo de agua desde el fondo del tanque hasta la altura del mismo como energía potencial [65]. La combinación de la energía eólica con los sistemas de almacenamiento por bombeo es digna de confianza para reducir la falta de fiabilidad de la energía eólica, causada por la naturaleza variable del viento, para contribuir al ahorro de picos de la red [66]. En el estudio realizado en [67] se presenta un pequeño sistema aislado de generación de energía compuesto por un sistema fotovoltaico con acumulación por bombeo y un pozo abierto el cual resolvía la dificultad de obtener electricidad en áreas remotas. En el trabajo realizado por Chazarra et al., se presenta un modelo de programación lineal entera mixta para la programación horaria de la energía y de la reserva de regulación secundaria de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo de velocidad variable y lazo cerrado, considerando las pérdidas de energía debidas al uso de convertidores electrónicos de frecuencia [68].

3.1.2 Almacenamiento de energía con volante de inercia

El almacenamiento de energía con volante de inercia se ha convertido en una energía ampliamente usada en la industria de los vehículos eléctricos y de los sistemas de energía [65]. Los volantes de inercia se han utilizado para almacenar energía durante miles de años. Estos, almacenan la energía en el momento angular de una masa que gira [69]. La mayor ventaja de los volantes de inercia sobre las baterías es que tienen una larga vida útil capaz de proporcionar varios cientos de miles de ciclos completos de carga y descarga [70]. La evaluación de la aplicabilidad de la tecnología del volante de inercia en el funcionamiento de los vehículos eléctricos a gran escala se explora en [71], proporcionando de esta forma apoyo técnico para resolver el problema de la pérdida de energía de reserva. En [72], se presenta el diseño de una estrategia de control del sistema de almacenamiento del volante de inercia basada en el calentamiento del motor de reluctancia síncrono asistido por imanes permanentes, el cual resuelve de manera efectiva los problemas del sistema de memoria y de la resistencia de la zona muerta. En el estudio llevado a cabo por Ghosh et al. en [73], se estudia una estrategia de control óptimo para la estabilidad de salida de un sistema de almacenamiento con volante de inercia basado en la función de energía, el cual resuelve de forma eficaz el problema de aislamiento entre la energía eólica y las fluctuaciones de tensión.

3.1.3 Almacenamiento de energía por aire comprimido

El sistema de energía de aire comprimido almacena energía al comprimir el aire en el depósito y luego convertirlo en gas modificado [65]. En estos sistemas, el gas modificado (comprimido) se utiliza para hacer girar la turbina acoplada a una unidad de generación para que la turbina pueda generar electricidad expandiendo el gas comprimido [74]. Se ha llevado a cabo una investigación en la que se exploran tanto el modo operacional como las cuestiones de salud y seguridad relativas a estos sistemas de almacenamiento de energía [75].

3.1.4 Almacenamiento de energía magnética por superconducción

El almacenamiento de energía por superconducción muestra una característica dinámica y eficiente en la transferencia rápida de energía eléctrica a la red de forma bidireccional, aunque hay que tener en cuenta los elevados costes de los materiales superconductores [76].

3.2 Sistemas de almacenamiento eléctricos

El almacenamiento químico de energía se ajusta bien al gran reto de la transición de los combustibles fósiles a las formas renovables de producción de energía, como la eólica y la solar, equilibrando la intermitencia, la variabilidad y la generación de estas fuentes de producción de energía con las demandas geográficas de consumo [77].

3.2.1 Batería de iones de litio

La operación de carga y descarga de las baterías de litio, cuya estructura consiste en un electrodo positivo (cátodo de litio) y un electrodo negativo (formado por un ánodo de carbono), se logra mediante reacciones químicas que permiten acumular y devolver la energía, en este caso generada por las centrales renovables. Las baterías de litio tienen características tecnológicas muy interesantes para las aplicaciones energéticas, como la modularidad, la alta densidad de energía y la alta eficiencia de carga y descarga, que puede superar el 90 % en un solo módulo [78].

3.2.2 Batería de iones de sodio

La batería de sodio-ion o batería de ion de sodio es un tipo de batería recargable que utiliza iones de sodio.

Este tipo de batería puede llegar a ser una forma más barata de almacenar la energía que las comúnmente utilizadas baterías de iones de litio. A diferencia de las baterías de sodio-azufre, las baterías de iones de sodio se pueden hacer portátiles y pueden funcionar a temperatura de sala o temperatura ambiente (aprox. 25 °C) [79].

3.2.3 Batería de iones de flujo

Una batería de flujo es un tipo de batería recargable donde la recarga es proporcionada por dos componentes químicos, disueltos en líquidos contenidos dentro del sistema y separados por una membrana. El intercambio de iones (que proporciona flujo de corriente eléctrica) se produce a través de la membrana, mientras los dos líquidos circulan en su propio espacio respectivo. El voltaje de la celda (pila/batería) se determina químicamente por la ecuación de Nernst y rangos, en aplicaciones prácticas, desde 1.0 a 2.2 voltios [80].

3.2.4 Batería de sodio-azufre

Una batería de sodio-azufre es un tipo de batería de sal fundida construida a partir de líquido de sodio (Na) y azufre (S). Este tipo de batería tiene una alta densidad de energía, alta eficiencia de carga / descarga (89-92%) y un largo ciclo de vida y se fabrica a partir de materiales de bajo costo. Sin embargo, debido a las temperaturas de funcionamiento de 300 a 350 °C y la altamente corrosiva naturaleza del polisulfuro de sodio, tales células son principalmente adecuadas para aplicaciones no móviles a gran escala, tales como el almacenamiento de energía en la red eléctrica [81].

3.2.5 Batería de plomo-ácido

El acumulador o batería de plomo, también denominada batería de ácido-plomo es un tipo de batería (batería húmeda) muy común en vehículos convencionales, como batería de arranque, aunque también se utilizan como batería de tracción de vehículos eléctricos. Suele proporcionar una tensión de 6 V, 12 V u otro múltiplo de 2, ya que la tensión que suministra cada celda de energía es de 2 V. Pueden

suministrar unas intensidades de corriente relativamente grandes, lo que las hacen ideales para los motores de arranque.

Aunque su utilización y forma más conocida es la batería de automóvil, este acumulador tiene muchas aplicaciones [82].

3.2.6 Supercondensadores

En [83] se analizan los supercondensadores, los cuales se han convertido en el sistema de conversión y almacenamiento de energía más importante de los últimos tiempos en materia de energías renovables y nanotecnología sostenible. A su vez, se discute la posibilidad de un supercondensador híbrido para la siguiente generación de tecnología energética. También en [84], se hace referencia a los supercondensadores. Mientras que las baterías ofrecen una alta densidad de energía, pero una vida útil y una densidad de potencia limitadas, los supercondensadores ofrecen una alta densidad de potencia y ciclos muy prolongados.

3.3 Sistemas de almacenamiento térmicos

Los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) pueden almacenar calor o frío para ser utilizados posteriormente bajo condiciones variables como la temperatura, la ubicación (cuando se transporta) o la potencia [85].

3.3.1 Sistemas de almacenamiento de energía térmica por calor sensible

Los denominados sistemas de almacenamiento de calor sensible, se basan en la variación de la energía interna de un material mediante un cambio en su temperatura. Se utiliza calor para aumentar la temperatura de un sólido o fluido que se almacena a la temperatura máxima de funcionamiento hasta que entra en la fase de descarga [85].

Los materiales de almacenamiento de energía térmica por calor sensible almacenan energía en su capacidad calorífica específica (C_p) [86].

3.3.2 Sistemas de almacenamiento de calor latente

En este caso, el calor se utiliza para inducir un cambio de fase en el material de almacenamiento: solidificación, evaporación, condensación o sublimación.

Los materiales utilizados en este tipo de almacenamiento son los llamados materiales de cambio de fase o PCM, algunos son tan comunes como el agua.

El almacenamiento de calor latente tiene una mayor densidad de energía que el almacenamiento de calor sensible [85].

3.3.3 Sistemas de almacenamiento termoquímico

En el almacenamiento termoquímico se absorbe el calor producido a partir de una reacción química reversible, produciéndose una reacción endotérmica cuando absorbe energía térmica y exotérmica con la descarga. Este tipo de almacenamiento tiene numerosas ventajas frente a otros tipos, como una mayor densidad energética.

No obstante, este tipo de almacenamiento se encuentra aún en una fase preliminar de desarrollo [85].

4 MICRORREDES

“No se le puede enseñar nada a un hombre, solo se le puede ayudar a descubrirse a sí mismo..”

- Galileo Galilei -

El sector energético tradicional se enfrenta hoy en día a numerosos cambios, ya que está evolucionando hacia un sistema energético más descentralizado. Las tecnologías de energías renovables desempeñan un papel cada vez más importante en la producción de electricidad en todo el mundo para cumplir los objetivos de emisiones de carbono. Sin embargo, este rápido crecimiento de la generación distribuida a partir de fuentes de energía renovable intermitentes ha tenido un impacto significativo en todo el sistema energético. De hecho, estas tecnologías han introducido un alto nivel de variabilidad e incertidumbre en el sistema. Como consecuencia, se ha producido un cambio radical en la forma de calcular las curvas de carga de consumo, que se caracterizan más a menudo por eventos de rampa repentinos.

El emblema de estos nuevos retos a los que se enfrentan los operadores del sistema está representado por la llamada "curva del pato", resultante de un aumento de la demanda en las primeras horas de la tarde que provoca una brusca rampa de carga, mientras que la generación renovable distribuida (principalmente solar) se vería potencialmente restringida [87]. Este perfil de carga concreto se observó por primera vez en un estudio realizado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) en febrero de 2008 con el objetivo de evaluar el efecto que tendría una alta penetración de la energía solar en las curvas de oferta y demanda [2]. En 2013, el Operador del Sistema Independiente de California (CAISO) reconoció que el recorte de los Sistemas de Energía Inteligente (SES) sería un problema importante en un futuro no muy lejano y, por lo tanto, persiguió la realización de estudios adicionales en los que las curvas resultantes caracterizaban la "curva del pato" californiana para el medio y largo plazo [88].

Desde entonces, los sistemas eléctricos de otros muchos países han experimentado este desafiante patrón de carga. En particular, en el Reino Unido la forma de "curva de pato" apareció por primera vez durante el último fin de semana de marzo de 2017, cuando la demanda de electricidad para la red convencional fue menor durante la tarde que durante la noche (este comportamiento fue causado por la energía solar fotovoltaica instalada en los locales de los consumidores finales, que generó más energía de la que podía consumirse en ese tiempo). El Reino Unido estableció el ambicioso objetivo para el 2020 de satisfacer alrededor del 30% de la demanda de electricidad mediante el uso de tecnologías renovables [89], cuya instalación ha aumentado significativamente en los últimos años. La capacidad instalada se ha más que duplicado en menos de 5 años (de 12,2 GW en 2011 a 30,5 GW en 2015) y se espera que crezca a un ritmo aún mayor en el futuro [89]. Como resultado, se espera que estos perfiles de carga no convencionales aparezcan con más frecuencia en el sistema.

Se han sugerido principalmente dos enfoques distintos para abordar el reto de la Curva del Pato [90]: el primero tiene como objetivo "engordar" el pato, mediante el uso de centrales eléctricas más flexibles capaces de bajar la rampa durante el mediodía y subirla rápidamente por la tarde a medida que aumenta la demanda; el segundo se conoce como "aplanar" el pato desplazando las cargas al mediodía para satisfacerlas con la energía

solar, requiriendo así menos generación para satisfacer una rampa nocturna menos pronunciada.

Sin embargo, estos enfoques requerirían que las centrales eléctricas convencionales tuvieran que hacer frente a unas exigencias de flexibilidad operativa sin precedentes para complementar la generación renovable intermitente e incierta y mantener el equilibrio de la carga y la demanda, lo que a su vez se traduce en un aumento de las restricciones en su funcionamiento y rendimiento medioambiental [91]. Para mantener un sistema equilibrado, será necesario realizar más inversiones en unidades de generación de respuesta rápida y en las redes de transmisión y distribución. También ha habido una gran cantidad de estudios para identificar y sugerir nuevos productos (que van desde el almacenamiento de energía hasta la gestión de la demanda) y mecanismos de mercado que podrían mejorar la flexibilidad y la estabilidad del sistema en las diferentes escalas de tiempo [92].

El mantenimiento de la seguridad del suministro exige a los operadores del sistema hacer frente a estos modos no convencionales de cambios de carga. Las microrredes han sido señaladas en todo el mundo como una solución viable y localizada para este reto, ya que pueden captar y mitigar eficazmente estas variaciones de carga neta, al tiempo que aprovechan las tecnologías renovables limpias distribuidas y persiguen la sostenibilidad.

Según el Departamento de Energía de EE.UU., una microrred puede definirse como "un grupo de cargas interconectadas y sistemas energéticos inteligentes (SES) dentro de unos límites eléctricos claramente definidos que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red y que puede conectarse y desconectarse de ella para poder funcionar tanto en modo conectado a la red como en modo isla" [93].

Las microrredes, como nueva forma de mercados locales distribuidos, han recibido especial atención en los últimos años debido a sus considerables beneficios tanto para los clientes como para los operadores de la red. Estos beneficios van desde la mejora de la fiabilidad y la resistencia del sistema hasta la reducción de las emisiones de carbono y la utilización de recursos energéticos renovables menos costosos [94], [95].

Las microrredes pueden funcionar en modo aislado y en modo conectado a la red. En el primer modo de funcionamiento, las microrredes tienen la capacidad de desconectarse de la red principal central y funcionar de forma autónoma. En el modo de conexión a la red, la microrred puede interactuar con la red nacional importando o exportando energía con la red para seguir programas operativos estratégicos.

Es esta capacidad de gestionar su intercambio de energía con la red principal la que está recibiendo especial atención como forma de mitigar las variaciones de carga neta en la red de distribución y, por tanto, de apoyar el funcionamiento de la red.

De hecho, las microrredes hacen uso de "recursos controlables", como unidades de generación despachables, almacenamiento de energía y cargas ajustables, cuya programación optimizada puede apoyar el funcionamiento de la red al tiempo que satisface los requisitos variables de generación/carga de la microrred.

Se han realizado varios estudios que investigan cómo una microrred puede participar en el mercado de la red ascendente y ofrecer servicios a la red [87]. Sin embargo, hasta ahora estos estudios investigan principalmente los mecanismos de mercado que deben introducirse para permitir que la flexibilidad de las microrredes se explote en apoyo de la red [96], [97]. Hay un número limitado de estudios que investigan este problema desde la perspectiva de las microrredes, es decir, cómo se pueden gestionar y optimizar los recursos locales para lograr este objetivo.

La configuración de la combinación de microrredes consiste en operar y controlar unidades de generación despachables (controlables) y no despachables (incontrolables), almacenamiento de energía, cargas fijas y ajustables para servir a diferentes propósitos. La combinación a medida de los recursos locales, junto con la alta penetración de las energías renovables, hace que el funcionamiento óptimo de la microrred sea un problema complejo [98]. Además, la posibilidad de negociar la energía con la red principal es una característica importante que debe tenerse en cuenta para garantizar el funcionamiento del sistema al menor coste posible. En la literatura se han realizado varios estudios sobre el funcionamiento económico de las microrredes [99], proponiendo diferentes métodos de optimización y considerando un amplio rango de costes. En [98] también se introduce el coste de importar energía de la red y se resuelve teniendo en cuenta el efecto de la congestión en el sistema.

Aunque el funcionamiento óptimo de las microrredes se ha estudiado en los últimos años, sólo recientemente se ha ampliado para considerar la aplicación de las microrredes para apoyar la flexibilidad de la red de distribución [87], [100]. Se propuso un modelo de programación óptima de microrredes orientado a la flexibilidad en [87], [100] para programar de forma eficiente los recursos de las microrredes con el fin de satisfacer los requisitos de flexibilidad de la red de distribución, más concretamente los límites de rampa de carga neta. El modelo propuesto en estos estudios minimiza el coste de operación de la microrred mediante la programación óptima de los recursos de la microrred, al tiempo que aborda algunos de los retos más acuciantes asociados a la flexibilidad y, por tanto, elimina la necesidad de ajustar los activos de generación y distribución existentes.

En este contexto, este documento pretende comprender el comportamiento conjunto de la integración de una gran cantidad de tecnologías distribuidas, y cómo pueden las microrredes ayudar a aliviar la demanda de la red reduciendo los eventos de rampa. En la sección 1, se explica la metodología propuesta para abordar la cuestión, se presentan las hipótesis y el modelo matemático. En la sección 2, se han seguido los estudios de caso y la discusión de los resultados. La sección 3 recoge las conclusiones.

4.1 Metodología

El estudio de cómo las microrredes pueden aliviar los eventos de rampa en la red nacional se ha caracterizado utilizando dos casos de estudio diferentes, el Caso I y el Caso II, con sus modelos a medida. Para cada caso, se han establecido diferentes conjuntos de restricciones para representar diferentes perfiles de carga y su relación con la red principal (MG). En la Tabla 2-1 y la Tabla 2-2 se indican las restricciones para cada caso. A continuación, se presenta un flujo de trabajo secuencial que representa: a) el caso de estudio definido, b) el modelo matemático diseñado a medida y c) las simulaciones realizadas para cada caso de estudio.

4.1.1 Parametrización lineal con GAMS

La formulación de la programación matemática se ha implementado en el lenguaje de modelización GAMS 'General Algebraic Modelling System' [101][102], que es un sistema de modelización de alto nivel para la programación matemática y la optimización. Para resolver el problema se ha elegido un método de programación entera mixta (MIP) que combina variables continuas y discretas, lo que permite modelar problemas de planificación complejos que implican ambos tipos de decisiones. Los modelos MIP obtienen la solución óptima global y, además, reducen el conflicto entre la precisión y la velocidad de constringencia.

En concreto, el modelo matemático generado es un modelo lineal determinista y se ha optimizado utilizando el solver CPLEX en GAMS, siguiendo una estrategia utilizada en trabajos anteriores [103]–[105], [106]–[109].

El modelo desarrollado incluye para cada estudio de caso tres microrredes diferentes con varias tecnologías distribuidas, desde las convencionales hasta las de baja emisión de carbono. Las microrredes están conectadas a la red principal, por lo que es posible el intercambio de energía. El programa está diseñado para optimizar la programación de la microrred minimizando el coste operativo de cada microrred, basándose en trabajos anteriores realizados por [100][104][110], mientras se satisface la demanda de la microrred y se cumple al mismo tiempo el requisito de suavizar los eventos de rampa. Se calcula una demanda neta para evaluar las reducciones de los picos, que es la demanda principal de la red añadiendo los intercambios de electricidad con las microrredes. A continuación, se detallan los dos casos de estudio considerados.

4.2 Caso I

En el caso I, las microrredes están conectadas a la red principal y pueden intercambiar energía en cualquier momento, aunque se establecen algunas restricciones para limitar el flujo de energía intercambiada. El objetivo es limitar y suavizar la curva de demanda neta cuando las microrredes tienen capacidad de generación adicional, y al mismo tiempo minimizar el coste de funcionamiento de las microrredes. Se han investigado dos escenarios principales: el primero, sin diferenciación en el precio de la electricidad, y el segundo, con dos precios diferentes para los periodos punta y no punta. Para estos dos escenarios, se han considerado cuatro restricciones diferentes, limitando la demanda neta a un valor máximo y mínimo (MD), que es inferior al pico máximo del tiempo estudiado. Los límites son un 20% del valor medio de la demanda de la red principal (representado en la Figura 2-1), un 15%, un 10% y un 5%.

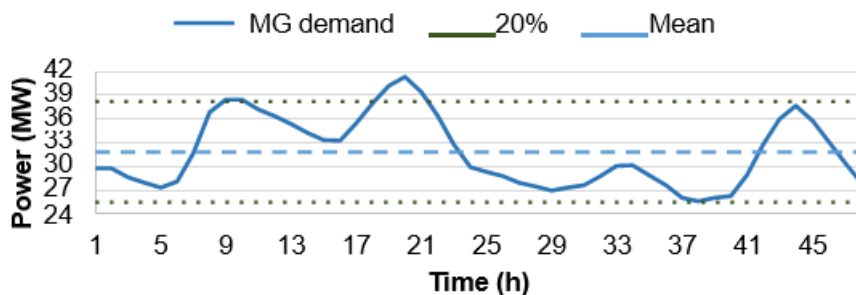


Figura 16. Límite de la demanda neta a l 20% de la demanda de la red principal

Para cada desviación máxima de la media, se ha establecido una restricción de rampa, limitando la rampa entre horas a 1,5 MW, 2 MW y 3 MW. El número de simulaciones realizadas para el Caso I se resume en la Tabla 2.

Periodos	1 Periodo			2 Periodos			
	Rampa	1.5 MW	2MW	3 MW	1.5 MW	2MW	3 MW
Desviación del valor medio		5%	5%	5%	5%	5%	5%
		10%	10%	10%	10%	10%	10%
		15%	15%	15%	15%	15%	15%
		20%	20%	20%	20%	20%	20%

Tabla 2. Simulaciones Caso I

El diagrama de flujo del Caso I se muestra en la Figura 2-2.

4.3 Caso II

En el caso II, las microrredes solo pueden intercambiar energía con la red principal durante los eventos de rampa, actuando como un servicio para la red principal. Este periodo representa de las 8 a las 13 horas y de las 17 a las 22 horas del 24 de marzo de 2017 y de las 17 a las 23 horas del 25 de marzo de 2017 en el Reino Unido. Los picos máximos y mínimos de la demanda neta se limitan a los límites superior e inferior de la demanda de la red principal para suavizar la rampa y no generar una más pronunciada con el intercambio de energía. En este caso, se han asignado diferentes precios al servicio ofrecido por las microrredes. El precio seleccionado, que es el precio de la electricidad elegido para el caso I, se ha reducido hasta el 50% y se ha aumentado hasta el 150% para estudiar qué precios son viables para que las microrredes den el servicio a la red principal. Las diferentes simulaciones realizadas para cada precio estudiado se muestran en la Tabla 2-2. El objetivo del Caso II es reducir los picos de la red principal cuando las microrredes tienen capacidad de generación extra, al igual que en el Caso I, pero en el Caso II el objetivo se establece para que se alcance sólo durante los eventos de rampa. Se supone que, al prestar el servicio a la red, y al ser acordado en el día anterior, el precio del servicio (compensado en la hora siguiente) se prevé en ese momento, y pueden producirse variaciones en el precio. Por lo tanto, para estudiar la incertidumbre de las microrredes de proporcionar un servicio rentable, se ha realizado un análisis probabilístico como en la sección 2.5.

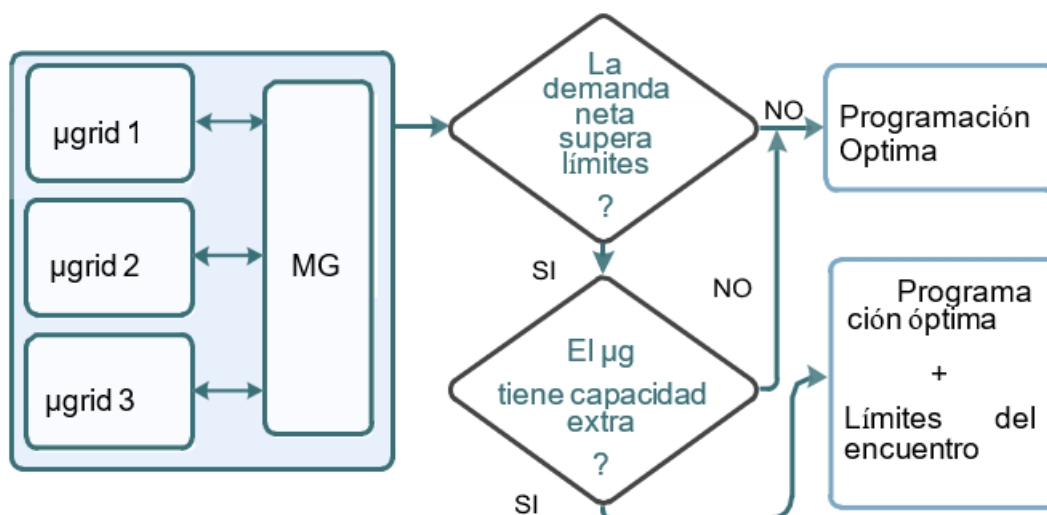


Figura 17. Diagrama de flujo Caso I

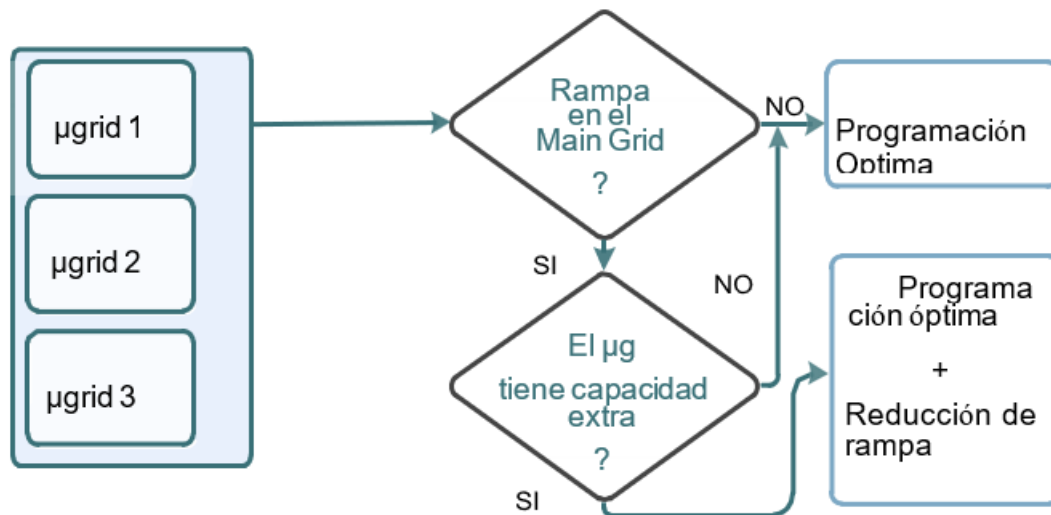


Figura 18. Diagrama de flujo Caso II

	← 50%			150% →				
Service price (\$/MWh)	64	80	100	125.8	140	151	160	188

Tabla 3. Precios dados para el servicio de ramping para los microgrids

4.4 Modelado matemático

El modelo implementado en GAMS se detalla a continuación y considera las restricciones para el Caso I y el Caso II:

SETS

i: Unidad generadora

j: Microrred

h: Periodo de tiempo (horas)

PARÁMETROS

$C_{O\&M_i}$: coste de operación y mantenimiento por tecnología (k\$/MWh)

C_{F_i} : Coste del combustible por tecnología (\$/MMBtu o k\$/MWh)

C_{up_i} : Coste de puesta en marcha (k\$)

$Bat_{O\&M}$: Coste de operación y mantenimiento de la batería (k\$/MWh)

E_h : Precio de la electricidad (k\$/MWh)

R_i : Tasa de calor (MMBTU/MWh)

$P_{max_i,j}, P_{min_i,j}$: Límites superior e inferior de la capacidad de generación (MW)

$Wind_profile_h$: Perfil de generación de los aerogeneradores cada hora

$Solar_profile_h$: Perfil de generación de los paneles fotovoltaicos cada hora

TU_i : Tiempo mínimo de subida por tecnología (h)

TD_i : Tiempo mínimo de inactividad por tecnología (h)

Pg_j : Capacidad de conexión a la red eléctrica con cada microrred (MW)

$L_{j,h}$: Demanda de la microrred (MWh)

Lmg_h : Demanda de la red principal (kWh)

$Ebmax_j$: Capacidad de la batería (MWh)

$Pbcmax_j$: Tasa máxima de carga (MW)

$Pbdmax_j$: Tasa máxima de descarga (MW)

$Nelc$: Eficiencia de carga de la batería

$Neld$: Eficiencia de descarga de la batería

SOC_m : Estado de carga mínimo de la batería

VARIABLES BINARIAS

$u_{i,j,h}$: 1 si el generador i de la microrred j está en línea en el momento h , 0 en caso contrario

$y_{i,j,h}$: 1 si el generador i de la microrred j se ha puesto en marcha en el momento h , 0 en caso contrario

$z_{i,j,h}$: 1 si el generador i de la microrred j se ha apagado en el momento h , 0 en caso contrario

$v_{j,h}$: 1 si la batería de la microrred j se está cargando en el momento h , 0 en caso contrario

$w_{j,h}$: 1 si la batería de la microrred j se está descargando en el momento h , 0 en caso contrario

VARIABLES

TC : Coste total del sistema

$P_{i,j,h}$: Potencia generada por la tecnología i en la microrred j en el momento h (MWh)

$Pg_{j,h}$: Intercambio de energía de la microrred j con la red principal en el momento h , (+) si se compra (-) si se vende, (MWh)

$Pbc_{j,h}$: Potencia de carga de la batería de la microrred j en el momento h (MWh)

$Pbd_{j,h}$: Potencia de descarga de la batería de la microrred j en el momento h (MWh)

$Eb_{j,h}$: Energía de la batería de la microrred j en el momento h (MWh)

ND_h: Energía de la red principal con las contribuciones de las microrredes en el momento h (MWh)

ECUACIONES

UNIDADES DE GENERACIÓN

$$\sum P_{i,j,h} = L_{j,h} \quad (2-1)$$

$$P_{min_{i,j}} * u_{i,j,h} \leq P_{i,j,h} \leq P_{max_{i,j}} * u_{i,j,h} \quad (2-2)$$

$$u_{i,j,h} - y_{i,j,h} \geq 0 \quad K=h, \dots, h+TU_i \quad (2-3)$$

$$1 - u_{i,j,h} - z_{i,j,h} \geq 0 \quad k=h, \dots, h+TD_i \quad (2-4)$$

$$P_{i,j,h} - P_{i,j,h-1} \leq RU_{i,j} \quad (2-5)$$

$$P_{i,j,h-1} - P_{i,j,h} \leq RD_{i,j} \quad (2-6)$$

$$y_{i,j,h} - z_{i,j,h} = u_{i,j,h} \quad (2-7)$$

$$y_{i,j,h} + z_{i,j,h} \leq 1 \quad (2-8)$$

BATERÍAS

$$0 \leq Pbc_{j,h} \leq Pbc_{max_j} * v_{j,h} \quad (2-9)$$

$$0 \leq Pbd_{j,h} \leq Pbd_{max_j} * w_{j,h} \quad (2-10)$$

$$Eb_{j,h} = Eb_{j,h-1} + Pbc_{j,h} * tao * nel - Pbd_{j,h} * tao/nel \quad (2-11)$$

$$SOC * Eb_{max_j} \leq Eb_{j,h} \leq Eb_{max_j} \quad (2-12)$$

$$v_{j,h} + w_{j,h} = 1 \quad (2-13)$$

RED

$$-Pgc_j \leq Pg_{j,h} \leq Pgc_j \quad (2-14)$$

$$Pnet_h = Lmg_h - \sum Pg_{j,h} \quad (2-15)$$

$$MinND \leq Pnet_h \leq MaxND \quad (2-16)^1$$

$$Pnet_h - Pnet_{h-1} \leq Max_NDUp \quad (2-17)*$$

$$Pnet_{h-1} - Pnet_h \leq Max_NDDown \quad (2-18)*$$

En cada microrred, la potencia generada por todas las unidades en el momento h debe ser igual a la carga en ese momento, que se define en la ecuación (2-1), incluyendo los intercambios de energía con la red principal. La potencia de cada unidad despachable está limitada a una capacidad máxima y mínima (2-2), donde u es el compromiso de la unidad (1 si la unidad i está en línea, 0 en caso contrario). La potencia de las unidades no despachables depende de los perfiles de generación solar y eólica. Las restricciones para las horas mínimas en que una unidad despachable debe estar encendida o apagada se definen en las ecuaciones (2-3) y (2-4) respectivamente. Las restricciones de ramp-up y ramp-down máximas se definen en (2-5) y (2-6) para las unidades despachables. En las ecuaciones (2-7) y (2-8) se define el estado de los generadores.

Las baterías se definen en las ecuaciones (2-9)-(2-13). La ecuación de conservación de la energía de la batería está descrita en (2-11). El límite de flujo de energía de carga y descarga de las baterías se define en (2-9) y (2-10). La capacidad energética de la batería se define en (2-12) y (2-13) definiendo si la batería se está cargando, si v es 1 o descargando, si w es 1.

Para el intercambio de energía con la red se ha definido una capacidad máxima y mínima por microrred en la ecuación (2-14). La demanda neta de la red principal en el momento h es igual a la energía vendida (-) o comprada (+) por las microrredes restando la demanda de la red principal (2-15). Para reducir los picos de la demanda de la red principal, la demanda neta se limita entre un valor máximo y un valor mínimo (2-16) y la rampa de subida y de bajada también se limita según las ecuaciones (2-17), (2-18).

¹ Usada para el caso I y durante las horas de rampa del Caso II

* Usada únicamente para el caso I

4.5 Value at Risk por los ingresos derivados de los servicios de las microrredes

En el caso II, las microrredes adaptan su programación mientras esperan prestar un servicio el día anterior debido a las limitaciones de su red interna. En el momento del evento de rampa, la microrred recibe una señal de activación por parte del Operador del Sistema, siendo este un enfoque similar al que adoptan los servicios de reserva tradicionales de las grandes unidades de generación térmica.

Normalmente, el servicio de reserva se adquiere mediante un contrato bilateral que incluye pagos por disponibilidad y pagos por utilización. Los pagos por utilización suelen compensarse en los mercados en tiempo real (PJM en EE.UU., AEMO en Australia) o en mercados de equilibrio cercanos al tiempo real (Reino Unido) [111]. Por lo tanto, el precio compensado en esos mercados tiene una incertidumbre el día anterior, es decir, cuando la microrred tiene que establecer el programa del día siguiente. El nuevo horario tendrá un OPEX más alto, por lo que el mayor coste tendrá que compensarse con los pagos por el servicio.

Para cuantificar el riesgo se ha propuesto el Valor en Riesgo (VaR). El VaR representa el cuantil de la distribución de probabilidad del beneficio que iguala a 0 el beneficio, por ejemplo, un VaR del 5% significa que en el 5% de los casos el beneficio será 0 o inferior. Se supone que el precio de compensación del servicio el día anterior se distribuye normalmente con un Coeficiente de Variación (CV) de 0,18 ($CV=\sigma/\mu$). Se ha tomado de forma heurística, asumiendo un rango aceptable de desviación media del 36% el 95% del tiempo. El precio medio tomado será el mínimo por el que la microrred comenzará a activar el servicio.

El evento de rampa se produce en dos días consecutivos, por lo que el cálculo se ha realizado para ambos días. Esto se debe a que las restricciones de funcionamiento de las microrredes crean una dependencia con el programa de funcionamiento del día anterior. La hipótesis de distribución normal también es válida para el precio del segundo día, debiendo destacarse que ambos precios se han considerado como procesos estocásticos independientes. La función de beneficio y las ecuaciones implicadas se presentan a continuación:

$$Profit = TC_{islanding} - TC_{service} + q_1 p_1 + q_2 p_2 \quad (2-19)$$

$$p_1 \cong N(\mu_p, \sigma_p) \quad (2-20)$$

$$p_2 \cong N(\mu_p, \sigma_p) \quad (2-21)$$

$$\sigma_p = \mu_p * 0.18 \quad (2-22)$$

$$\mu_{profit} = TC_{islanding} - TC_{service} + \mu_p(q_1 + q_2) \quad (2-23)$$

$$\sigma_{profit} = \sqrt{(q_1 \sigma_p)^2 + (q_2 \sigma_p)^2} \quad (2-24)$$

$$Profit \cong N(\mu_{profit}, \sigma_{profit}) \quad (2-25)$$

$$VaR = P(Profit \leq 0) \quad (2-26)$$

Donde,

TCislanding: Coste total de operación de las microrredes que operan en aislamiento

TCservice: Coste total de explotación de las microrredes que prestan el servicio

p_i : Precio del servicio ($i=1$ para el día 24, $i=2$ para el día 25)

q_i : Cantidad total de energía suministrada por las microrredes

El beneficio total de las microrredes (2-19), es la diferencia entre el coste total de funcionamiento en aislamiento y la prestación del servicio, sumando la cantidad vendida durante el primer día (24 de marzo) por el precio del mismo y lo mismo para el segundo día (25 de marzo).

4.6 Modelado del Mix de microrredes

Se definen los supuestos y las limitaciones de los generadores integrados, la demanda y los sistemas de almacenamiento para cada una de las 3 microrredes modeladas. Al final de la sección, se analiza la interconexión con la red principal. Se asume la misma capacidad de mezcla para cada microrred, siendo 14 MW, un tercio de la demanda máxima del periodo estudiado. De este modo se garantiza que las microrredes modeladas puedan suministrar energía a la red principal en cualquier momento. El mix de generación se elige de forma diferente para cada microrred y se motiva a continuación:

Microgrid 1 ($\mu G1$): Combinación real de generación en el Reino Unido

La primera de las microrredes estudiadas se ha dimensionado con una capacidad instalada similar al mix de generación del país para esos días. La energía nuclear será sustituida por motores de gas natural (GN) y petróleo, ya que la central nuclear no es adecuada para potencias bajas. También se sustituirá el carbón por el GN, ya que es un combustible más limpio y sigue la proyección energética del país [112], [113]. La cuota de renovables para esta microrred es del 11%, con un 7% cubierto por energía solar fotovoltaica y un 4% por aerogeneradores. El 50% de la capacidad instalada se cubrirá con dos turbinas de gas natural en lugar de una turbina de gas de ciclo combinado (CCGT). Esto se debe a que las CCGT sólo son apropiadas para grandes capacidades de energía. Para aportar más capacidad de regulación a la microrred, el 25% de la capacidad instalada se cubrirá con dos pequeñas turbinas de vapor alimentadas con GN. El 14% restante se cubrirá con un motor de combustión interna alimentado con petróleo. Todos los datos de esta microrred se muestran en la Tabla 4.

Tecnología	Combustible	Max/Min capacidad (MW)	Coste O&M (\$/kWh)	Coste combustible (\$/kWh)
Fotovoltaica	-	1.2-0	0.0032	-
Eólica	-	2-0	0.0045	-
Pequeña turbina de vapor	Gas natural	2-1	0.0057	0.114
Turbina de gas	Gas natural	4-2	0.0057	0.09
Motor de petróleo de combustión interna	Petróleo	2-0	0.006	0.169

Tabla 4. Datos de las tecnologías del microgrid 1

Microgrid 2 (μ G2): Escenario ecológico en el Reino Unido

El principal motor de la microrred 2 es el mayor uso de tecnologías de energía renovable en comparación con la μ G1, con el objetivo de reducir en gran medida las emisiones de GEI de acuerdo con la "Estrategia de Energía Renovable del Reino Unido" [114] y la "Directiva de Energía Renovable 2009/28/CE" [115]. Esta segunda μ G representa la situación del Reino Unido entre las proyecciones energéticas para el año 2020 y el 2050, donde se prevé que toda la electricidad del Reino Unido sea producida por tecnologías renovables [116]. En esta microrred las tecnologías renovables representan el 50% de la capacidad total instalada, dividida en turbinas eólicas, que representan el 25% de la capacidad instalada, energía solar fotovoltaica, que representa el 10% y una unidad despachable, un generador de biomasa, que aporta más flexibilidad, que representa el 15% de la capacidad total instalada. Además, la microrred cuenta con una capacidad adicional de 6 MWh gracias a las baterías (Tabla 2-4), para que la microrred sea más fiable y pueda satisfacer la demanda a cada hora. Las tecnologías despatchables son necesarias para seguir la carga fácilmente y de forma fiable, por lo que, además del generador de biomasa, se instalarán dos tecnologías despatchables más, dos turbinas de gas y dos pequeñas turbinas de vapor con un 35% y un 15% de la capacidad instalada, como se muestra en la Tabla 2-5. Estas tecnologías han sido seleccionadas por ser fiables, económicamente competitivas, muy desarrolladas y por ser capaces de reducir los picos de consumo [92][117].

Capacidad (MW)	6
Flujo máximo de energía (MW/h)	2
Flujo mínimo de energía (MW/h)	0.4
Estado máximo de carga (MW)	4.8
Estado mínimo de carga (MW)	1.2
Eficiencia de la carga	1
Eficiencia de la descarga	0.95
Coste O&M (\$/kWh)	0.01

Tabla 5. Datos de las baterías

Tecnología	Combustible	Max/Min capacidad (MW)	Coste O&M (\$/kWh)	Coste combustible (\$/kWh)
Fotovoltaica	-	2	0.0032	-
Eólica	-	5.5	0.0045	-
μturbina de biomasa	Biomasa	3-1.5	0.0057	0.098
Turbina de gas	Gas natural	4-2	0.0057	0.09
μturbina de gas natural	Gas natural	3-1.5	0.0057	0.114

Tabla 6. Datos de las tecnologías del microgrid 2

Microgrid 3 (μG3): Proyección Reino Unido para 2030

La tercera microrred también seguirá la "Estrategia de Energías Renovables del Reino Unido" y el plan energético del Reino Unido para 2030, donde el 30% de la energía se producirá con [116]. Esta microrred está relacionada con la μG2 pero con menos capacidad renovable instalada, como se presenta en la Tabla 2-6. La capacidad instalada final sigue siendo un 30% de renovables, con un 20% de eólica y un 10% de solar, más un 40% de dos turbinas de GN y un 30% de capacidad instalada de dos microturbinas también alimentadas con GN para aportar más flexibilidad a la microrred.

Technología	Combustible	Max-min capacidad (MW)	Coste O&M (\$/kWh)	Coste combustible (\$/kWh)
Fotovoltaica	-	2	0.0032	-
Eólica	-	4	0.0045	-
Turbina de cas	Gas natural	4-2	0.0057	0.09
Mturbine de gas natural	Gas natural	3-1.5	0.0057	0.114

Tabla 7. Datos de las baterías

La capacidad instalada de cada microrred será aproximadamente un tercio de la demanda máxima de la red nacional, siendo la suma de las unidades despachables de las tres microrredes igual a la demanda máxima del periodo estudiado, 42 MW. Se trata de un planteamiento similar al adoptado en [118] para garantizar que cada microrred pueda proporcionar una cantidad razonable de energía para realizar un cambio en la demanda de la red principal. Esta suposición se adopta para permitir una representación visual del impacto del funcionamiento de las microrredes agregadas en el perfil de generación de la red principal.

La capacidad de interconexión de cada microrred depende de la capacidad de *ramping* que tenga la microrred durante el periodo estudiado. La capacidad de *ramping* mínima del periodo estudiado se ha seleccionado entre los máximos horarios para asegurarse de que en todo momento esta capacidad de *ramping* pueda ser aportada a la red. La capacidad de interconexión de la μG1 es de 8,5 MW, la de la microrred μG2 de 11,5 MW y la de la microrred μG3 de 12,5 MW.

Dentro de los dos casos diferentes propuestos, en el Caso I las microrredes actúan como prosumidores, comprando y vendiendo electricidad a la red principal pero con algunas restricciones para suavizar la demanda neta. Para este caso, se han estudiado dos escenarios diferentes: uno con precio único para todo el periodo no pico, y un segundo con dos periodos de diferenciación un precio pico y otro no pico. El precio de pico es de 0,1258 \$/kWh (utilizado en estudios similares [119]) y el de no pico se ha considerado el 50% del precio de pico 0,0629 \$/kWh (como se hace en el mercado eléctrico español para la tarifa de 2,0 periodos [120]).

En cuanto al caso II, el intercambio de energía se limita a las horas de rampa, es decir, funcionan normalmente aisladas. El intercambio de energía se considera un servicio prestado por las microrredes a la red principal. El precio utilizado para este servicio es el mismo que para el caso anterior, 0,1258 \$/kWh.

4.7 Análisis de casos y discusión

4.7.1 Adquisición de datos

El análisis de la resolución de datos de este documento se establece para un periodo de dos días con intervalos de una hora.

Para caracterizar el rendimiento y las limitaciones correspondientes de las tecnologías convencionales, los costes de puesta en marcha y de combustible se basan en los datos de [117] y [121]. Del mismo modo, para las tecnologías renovables seleccionadas, el coste de operación y mantenimiento se ha obtenido de [117], mientras que el perfil de generación se ha seleccionado de ELEXON y Sheffield Solar. Los datos para modelar las opciones de almacenamiento de energía proceden de fuentes [104], [106], y [122].

La demanda de la red principal está representada por la demanda nacional de los días 24 y 25 de marzo facilitada por ELEXON. Sin embargo, la demanda de la red se ha reducido a megavatios para que el análisis sea viable, es decir, las microrredes pueden proporcionar servicios auxiliares a la red principal. La demanda de la red a escala se muestra en la Figura 3. Los precios seleccionados para el intercambio de energía entre la microrred y la red para el Caso I, se han asumido como el periodo de pico 0,1258 \$/kWh [119], y para el periodo de no pico un 50% del valor de pico (como ocurre típicamente en el mercado eléctrico en España [120]). Para el Caso II, el valor del servicio es el precio de la electricidad para los periodos punta seleccionado para el Caso I.

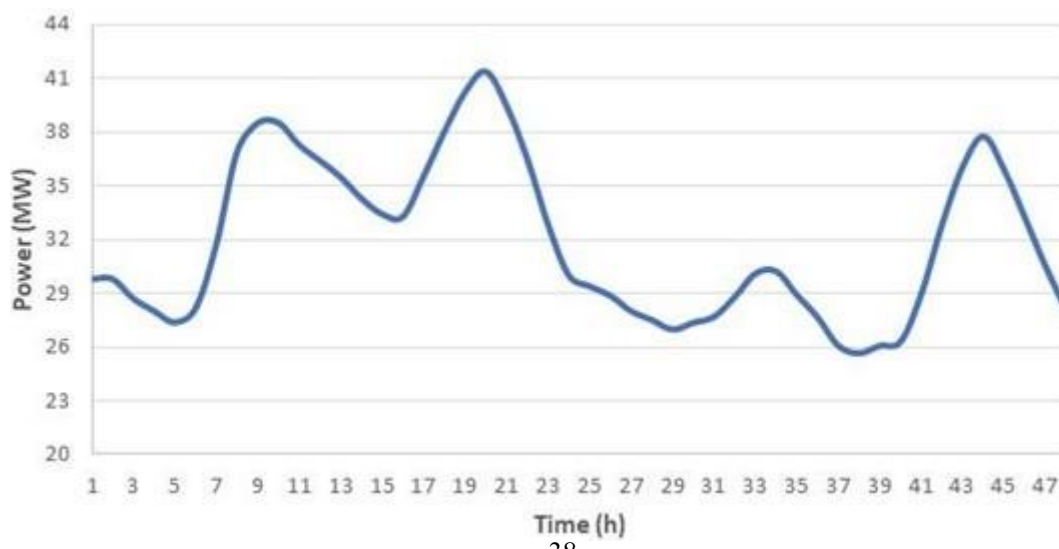


Figura 19. Demanda de la red principal escalada para los días 24 y 25 de marzo de 2017

4.7.2 Resultados del Caso I

4.7.2.1 Tarifa de un periodo

Los resultados obtenidos para el caso I se presentan para los escenarios "Tarifa de un periodo" y "Tarifa de dos periodos". Para ambos escenarios, se informa de la demanda neta, la reducción de la rampa, el coste total de las microrredes y se destacan las microrredes que más reducen el fenómeno.

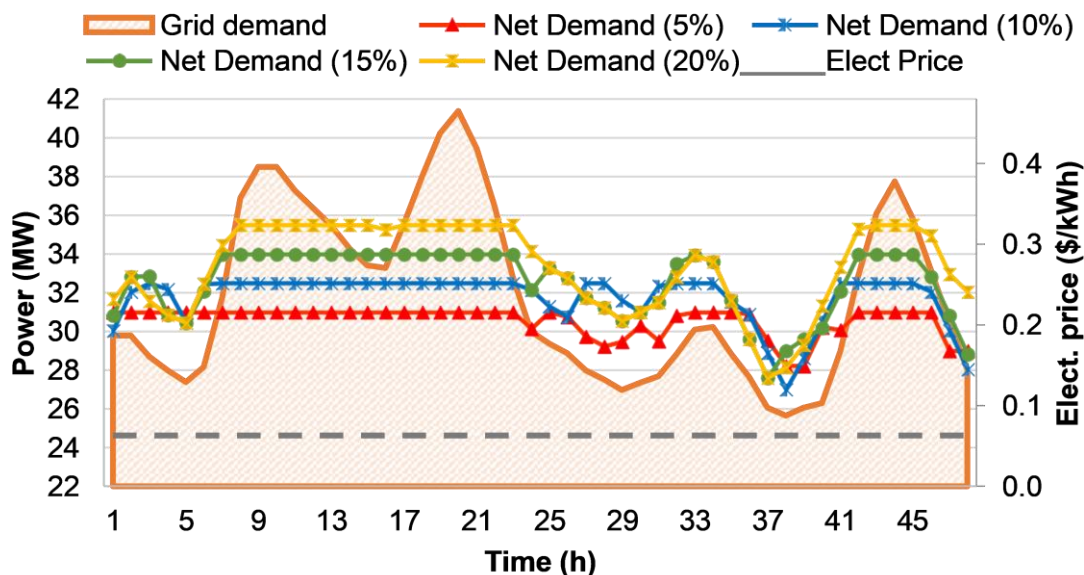


Figura 20. Demanda neta para la tarifa de un periodo y restricción de rampa de 1,5 MW

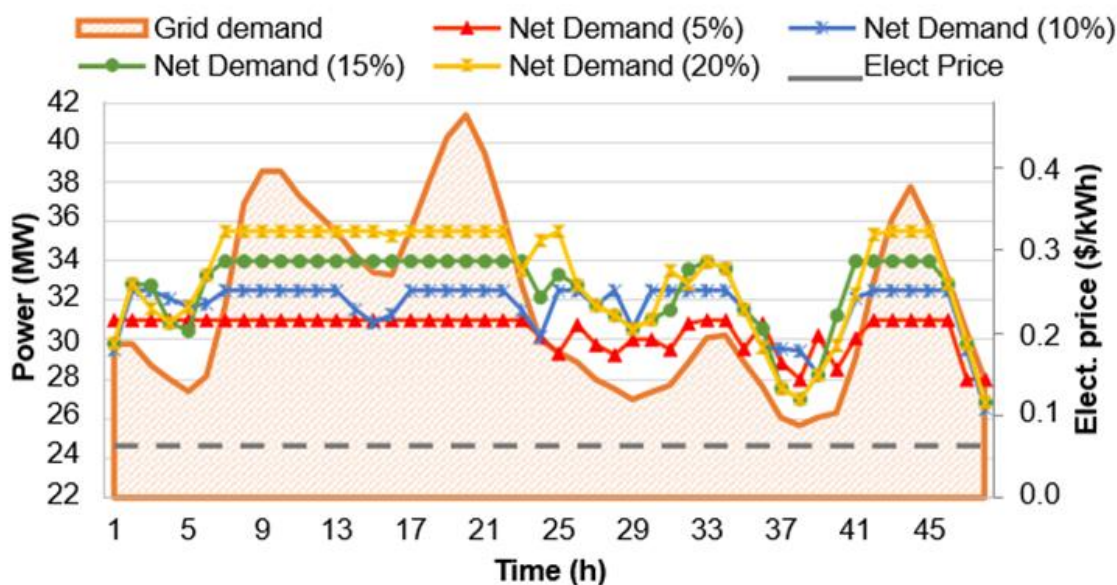


Figura 21. Demanda neta para la tarifa de un periodo y restricción de rampa de 2MW

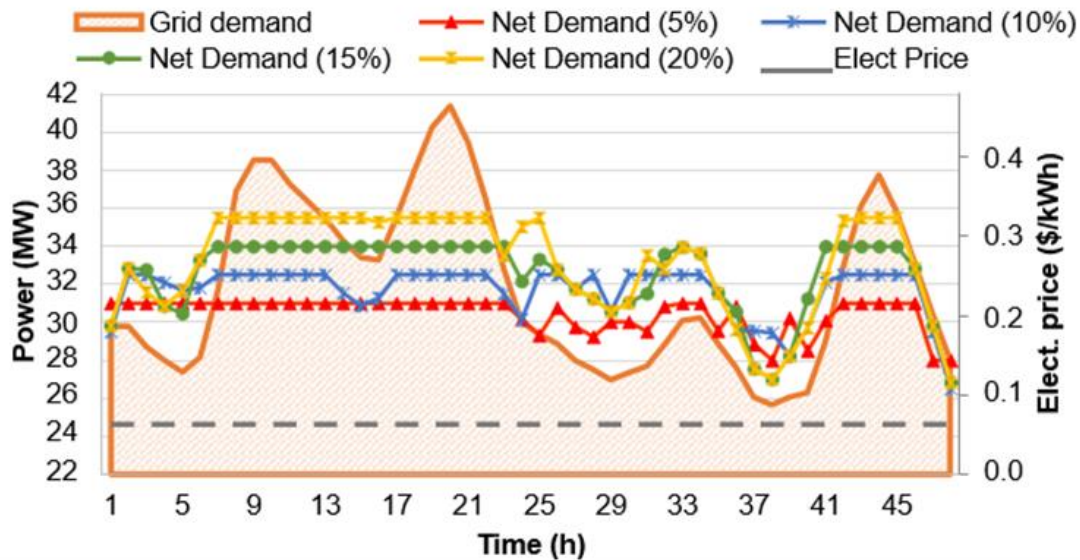


Figura 22. Demanda neta por ala tarifa de un periodo y restricci3n de rampa de 3MW

Las figuras 3-2, 3-3 y 3-4 muestran c3mo la demanda neta tiene diferente amplitud en funci3n de la restricci3n l3mite asociada. La demanda neta es mayor que la demanda de red cuando la restricci3n de MD es mayor que la demanda de red. La demanda neta es constante hasta el l3mite de la restricci3n de MD cuando la demanda de red la supera. Para las microrredes es una mejor estrategia econ3mica, dependiendo de las tecnolog3as disponibles, consumir parte de la energ3a de la red en lugar de producirla toda para satisfacer la demanda de la microrred, ya que el precio de la electricidad seleccionado para el estudio es inferior al coste operativo de algunas tecnolog3as.

L3mite	Rampa de 1.5 MW		Rampa de 2 MW		Rampa de 3 MW	
	Rampa m3xima (MW)	Periodo (h)	Rampa m3xima (MW)	Periodo (h)	Rampa m3xima (MW)	Periodo (h)
5%	2.0	2	2.0	1	2.5	2
10%	4.4	2	5.5	3	5.8	3
15%	6.1	5	6.4	5	7.0	3
20%	6.8	5	7.7	5	9.0	5

Tabla 8. Rampa m3xima y periodo de cada curva de demanda neta

Como es de esperar, cuantas más restricciones, mayor es la reducción de rampa que se consigue. Para evaluar la contribución de cada microrred durante el evento de rampa más desfavorable en la red principal, durante el 25 de marzo de las 14:00 a las 17:00, la Tabla 3-1 resume para cada restricción, la MD y la restricción de rampa entre horas. Entre las tres μ G seleccionadas, la μ G-1 es la que más contribuye en todos los escenarios y es la microrred con menos tecnologías renovables en su mix tecnológico, como se muestra en la Tabla 3-2.

	R1.5	R2	R3
5%	mg2	mg3	mg1
10%	mg1	mg2	mg3
15%	mg1	mg1	mg3
20%	mg1	mg1	mg1

Tabla 9. Microrred con mayor contribución para suavizar el peor evento de *ramping*

4.7.2.2 Tarifa de dos periodos

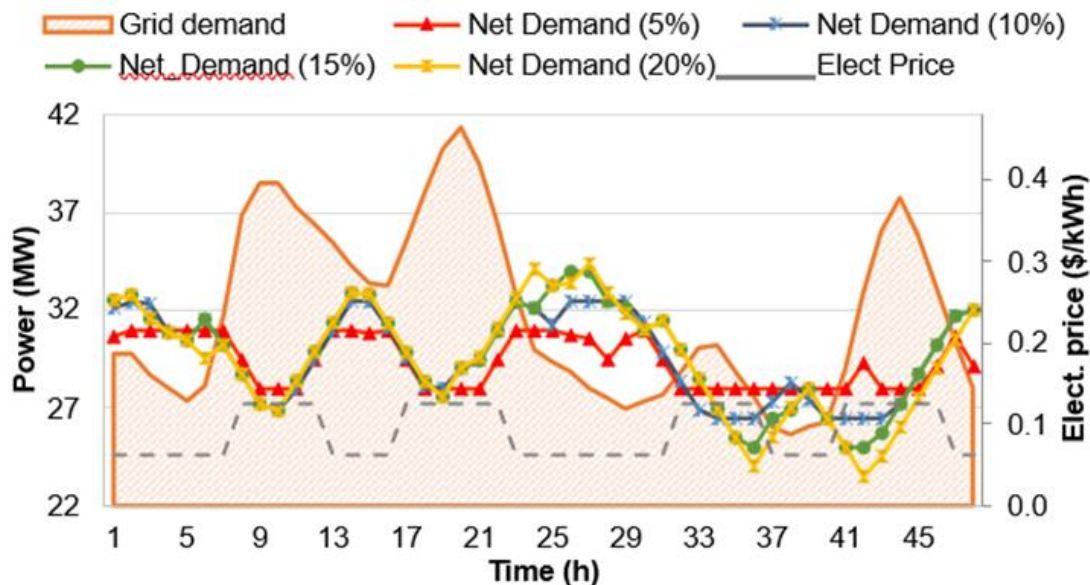


Figura 23. Demanda neta para la tarifa de dos periodos y restricci3n de rampa de 1,5 MW

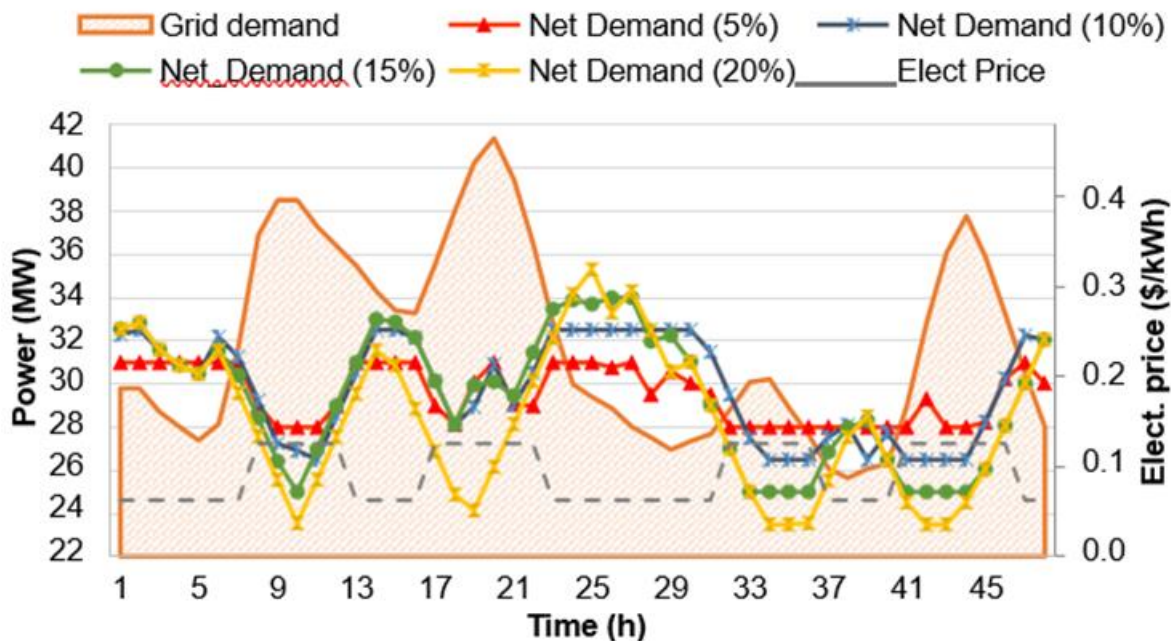


Figura 24. Demanda neta para la tarifa de dos periodos y restricci3n de rampa de 2 MW

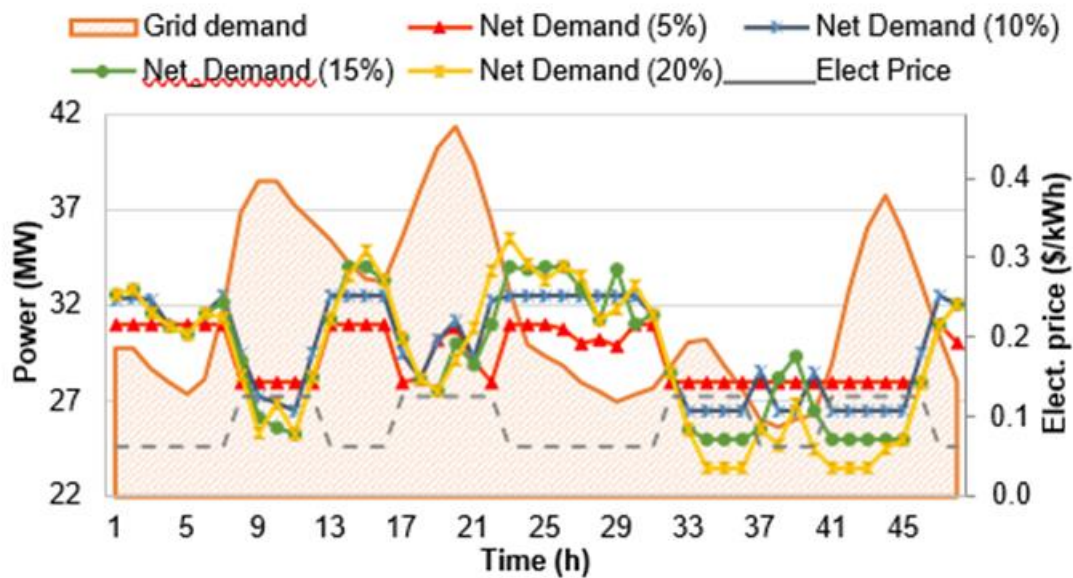


Figura 25. Demanda neta para la tarifa de dos periodos y restricci3n de rampa de 3 MW

En las figuras 21, 22 y 23 puede verse c3mo la demanda neta sigue al precio de la electricidad. La demanda de la red disminuye cuando el precio de la electricidad es m3s alto y aumenta cuando el precio de la electricidad se reduce, pero permaneciendo por debajo de los l3mites de restricci3n.

L3mite	Rampa 1.5 MW		Rampa 2 MW		Rampa 3 MW	
	Rampa m3xima (MW)	Periodo (h)	Rampa m3xima (MW)	Periodo (h)	Rampa m3xima (MW)	Periodo (h)
5%	3.0	2	3.0	2	3.0	1
10%	5.6	4	6.0	3	5.9	2
15%	6.1	4	8.0	4	8.7	3
20%	6.5	5	11.2	6	9.6	4

Tabla 10. Rampa m3xima y per3odo de cada curva de la demanda neta

Al igual que en el escenario anterior, la rampa total es m3nima para el l3mite m3s restrictivo, como se indica en la Tabla 3-3 con los periodos con rampa m3xima. Al analizar la contribuci3n de cada microrred para el peor evento de rampa en la microrred, la Tabla 3-4 muestra qu3 microrred contribuye mayoritariamente en cada escenario. Al igual que con la tarifa de un periodo, en cada escenario una microrred diferente reduce m3s el evento de rampa, siendo μ G-3 la m3s adecuada para reducirlo con la tarifa de dos periodos.

	R1.5	R2	R3
5%	mg2	mg1	mg2
10%	mg2	mg3	mg2
15%	mg1	mg3	mg3
20%	mg3	mg1	mg2

Tabla 11. Microrred con mayor contribución para suavizar el peor evento de *ramping*

4.7.3 Resultados del Caso II

Figure 3-8 shows the grid demand and the net demand after microgrid aggregation for each service price. Different curves have been obtained from the schedule of the microgrids optimized by minimizing the total operation cost of the microgrids.

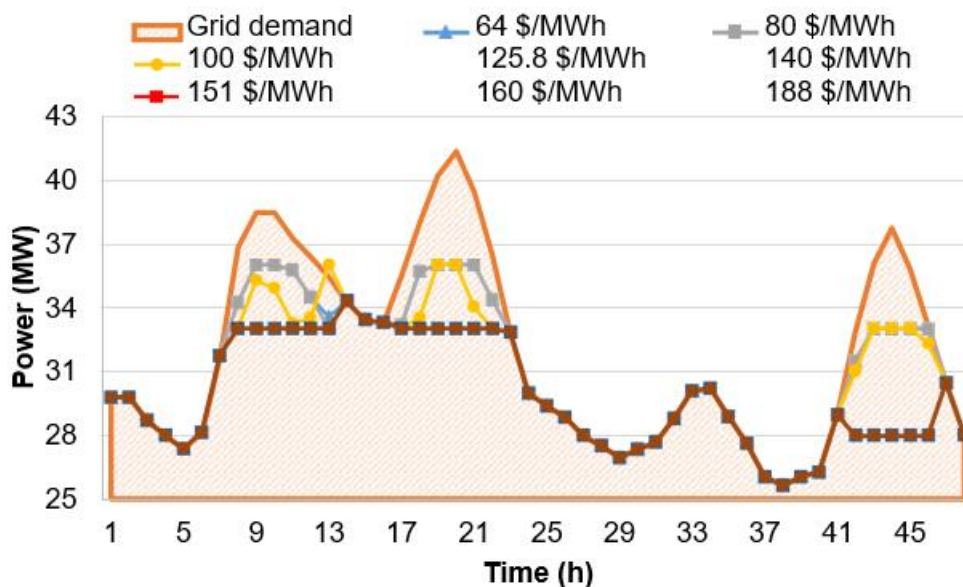


Figura 26. Demanda neta por adiferentes precios de servicios

La Tabla 12 muestra el coste de funcionamiento de las tres microrredes, la energía intercambiada con la red principal y el beneficio de las microrredes que prestan el servicio.

Como se puede observar en la Figura 3-8, los eventos de rampa se reducen para todas las simulaciones realizadas. Para precios del servicio inferiores a 80 \$/MWh, se obtiene la misma curva de demanda neta. Asimismo, para precios superiores a 125,8 \$/MWh, la curva de demanda neta se mantiene constante. Esto ocurre porque la cantidad de energía intercambiada con la red principal no varía, como se muestra en la Tabla 12.

Precio del servicio (\$/kWh)	Coste de operación (k\$)	Intercambio total de energía (MWh)	Beneficio de las microrredes (k\$)
64	30.69	-45.33	-5.7
80	29.96	-45.88	-5
100	28.56	-56.27	-3.6
125.8	26.59	-93.94	-1.6
140	25.31	-93.94	-0.5
151	24.28	-93.94	0.7

Tabla 12. Resultados para cada escenario simulado

Como se puede observar en la Tabla 12, para precios inferiores a 151 \$/MWh no merece la pena que la microrred preste el servicio. El riesgo de tomar la decisión de prestar el servicio el día anterior con la dispersión considerada se muestra en la Figura 3-.

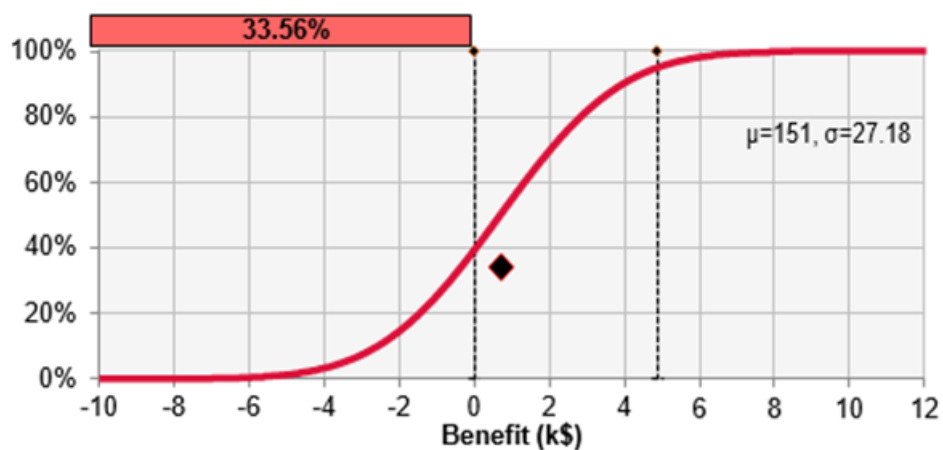


Figura 27. Función de distribución acumulada del beneficio del servicio

En la Tabla 13, se muestra el valor en riesgo de la prestación del servicio para el precio mínimo 151 \$/MWh, considerando que en el horizonte diario se supone que el precio previsto se ajusta a una distribución normal. También se presenta el precio necesario para reducir el riesgo a un valor aceptable (VaR 5%).

Precio del servicio	VaR
151.0 \$/MWh	35.56%
183.1 \$/MWh	5%

Tabla 13. Valor en riesgo (VaR) dependiendo del precio del servicio

4.8 Discusión

El aumento de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica distribuida en el Reino Unido está generando nuevos retos para los operadores del sistema, ya que se produce un crecimiento rápido y pronunciado de la demanda después de las horas de sol.

En este artículo, se evalúa la contribución de las microrredes para reducir los eventos de rampa en la demanda de la red del Reino Unido, analizando el modo de funcionamiento de las microrredes. En el caso I, las microrredes se conectan a la red principal y actúan como prosumidores, mientras que en el caso II, el modo de funcionamiento normal de las microrredes es de manera aislada y sólo proporcionan el "servicio" durante las rampas.

4.8.1 Caso I

Tarifa de un periodo

A partir de los resultados obtenidos de la optimización del coste total de explotación de las microrredes para la tarifa de un periodo, se aprecia que se ha reducido la rampa de la red principal para todas las restricciones adoptadas, como se muestra en las figuras 3-2, 3-3 y 3-4. Cuanto más estrictas son las restricciones (límite del 5% y rampa máxima de 1,5 MW) más suave es la demanda neta, ya que se está reduciendo la libertad del sistema (estos resultados están en consonancia con los presentados en [100]). Asimismo, se aprecia que las restricciones de rampa entre horas apenas suponen cambios en la curva de demanda neta para cada restricción de MD, cambiando la rampa máxima diaria en torno a un 20% de la restricción menos restrictiva (3 MW), a la más restrictiva (1,5 MW) para la misma restricción de MD. Sin embargo, la restricción de MD genera más cambios entre las curvas de demanda neta, en amplitud y en rampa total. Teniendo más importancia para la tarifa de un periodo, la restricción MD. Por lo tanto, para la restricción de rampa entre horas, se seleccionará la más económica, y para la restricción de MD, dependiendo de cuánto se necesite reducir la rampa y el pico máximo de la demanda de la red se elegirá una restricción u otra.

Centrándonos ahora en la reducción de la rampa de la red, en la tabla se puede concluir que la rampa máxima de la red principal, 11,8 MW en cuatro horas, se ha reducido en todos los escenarios. Se ha reducido en el peor de los casos, la rampa entre horas de 3 MW y el límite del 20% de la demanda media de la red principal, a 9 MW durante cinco horas, y en el mejor de los casos (rampa entre horas de 1,5 MW y el límite del 5% de la demanda media de la red principal) a 2 MW durante dos horas.

La microrred que más reduce el evento de rampa depende de la simulación realizada. Así, hay que tener en cuenta las restricciones impuestas en cada simulación y la economía de la programación. Por lo tanto, no se

puede asumir que la misma microrred será la que más reduzca el peor evento de rampa. Para todas las simulaciones estudiadas, la microrred que más contribuye a la reducción de rampas es la $\mu G-1$, que lo hace en siete de cada diez simulaciones. La microrred 3 lo hace en tres ocasiones y la $\mu G-2$ en dos, como se muestra en la Tabla 3-2. Esto puede explicarse porque la $\mu G-1$ es la que tiene más unidades despachables y también porque es la que tiene un mayor coste operativo, por lo que al prestar el servicio a la red disminuye su coste operativo.

Tarifa de dos periodos

Para la optimización de la tarifa de dos periodos, la Figura 3-5, la Figura 3-6, y la Figura 3-7 muestran cómo la demanda neta tiene un comportamiento diferente en comparación con la demanda de la red. En este caso, se producen rampas cuando hay cambios en el precio de la electricidad. Esto se debe a que la demanda neta sigue el precio de la electricidad. Así, en algunos escenarios, los eventos de rampa se producen en un periodo de tiempo diferente a los originales. Cuando el precio de la electricidad es más alto, las microrredes tienden a producir más energía para venderla a la red y reducir el coste operativo del sistema (las tres microrredes), cuando el precio de la electricidad es más bajo, la demanda neta es mayor que en el otro periodo, ya que es más económico comprar electricidad a la red principal que producirla en las microrredes.

Para la misma restricción de MD, la variación de la demanda neta para las diferentes restricciones de rampa entre horas es mayor que para la tarifa de un periodo, pero sigue sin ser significativa. En cuanto a las diferentes restricciones de MD, la demanda neta para la misma restricción de rampa tiene un patrón similar (siguiendo el precio), no como para la tarifa de un período.

La rampa máxima de 11,8 MW en cuatro horas se ha reducido incluso en el peor de los casos, para un 20%-2 MW, a 11,2 MW en seis horas. La reducción de la rampa tiene un mayor impacto para la tarifa de un periodo, debido a la optimización para la tarifa de dos periodos. La minimización de la rampa depende de las restricciones, siendo mayor la reducción de rampa para los escenarios más restrictivos. Para este caso de estudio, la microrred 2, la que tiene más capacidad renovable instalada, es la que más veces contribuye a reducir el peor evento de rampa de la red principal, seguida de la microrred 3 (se muestra en la Tabla 3-4).

4.8.2 Caso II

Como se refleja en la Figura 24, se intercambian diferentes cantidades de energía en función del precio del servicio para reducir el coste de funcionamiento del sistema. Para todos los precios del servicio, la rampa máxima entre horas se reduce a 3,6 MW, y la rampa máxima total a 5,6 MW en tres horas.

El beneficio obtenido por las microrredes es la diferencia entre el coste de explotación de las microrredes que operan en aislamiento y el coste de explotación que proporciona el servicio. Si el precio del servicio es inferior a 151 \$/MWh, la prestación del servicio no es viable para las microrredes, ya que les genera pérdidas, por lo que estas opciones no se tienen en cuenta en el estudio. Teniendo en cuenta que las microrredes toman la decisión de prestar el servicio el día anterior con el precio del servicio de 151 \$/MWh, y que éste puede variar hasta el momento de la transacción, debido a la dispersión del precio (18%), es necesario realizar un estudio probabilístico para estudiar el riesgo de tener pérdidas que tiene y si es seguro tomar la decisión. Los resultados del estudio probabilístico se muestran en la Figura 3-9, en la que la función de beneficio se aproxima a una distribución normal de media 151, el precio del servicio 151 \$/MWh, y una desviación estándar de 27,18. El riesgo de que las microrredes tengan pérdidas es del 35,56%. Esta probabilidad representa un alto riesgo de tener pérdidas, por lo que la decisión de prestar el servicio a este precio es inaceptable. Para reducir el riesgo a un valor aceptable del 5%, el precio del servicio debería ser de 183,1 \$/MWh.

5 CONCLUSIONES

“La ciencia es la progresiva aproximación del hombre al mundo real.”

-Max Planck-

En este trabajo se hace una revisión exhaustiva de la bibliografía existente centrándose en tres aspectos: el Sector Coupling, los sistemas de almacenamiento de energía y las microrredes.

El documento revisa las patentes activas y los artículos publicados referentes a los aspectos mencionados anteriormente. Además, se analizan retos y tendencias futuras.

5.1 Solución I. Sector Coupling

El acoplamiento entre sectores surge con la idea principal de que para que un sistema energético sea robusto, no puede basarse únicamente en una fuente energética. Por tanto, esta solución marca la diferencia en la forma de generar y utilizar la energía, tanto si se aplica a una escala pequeña como a una industrial.

Los diversos sectores (eléctrico, térmico, combustibles...) deben estar interconectados para que puedan nutrirse y ayudarse entre ellos. De esta forma, los inconvenientes innatos de cada uno de los sectores se ven reducidos gracias a las fortalezas de otros. Además, debido a la variabilidad de la generación renovable, es necesario que los excedentes de un tipo de fuente energética, puedan ser también utilizados o almacenados en otra fuente. A modo de ejemplo, el potencial que existe de generación eléctrica renovable es inmenso, sin embargo, a la hora de almacenar energía a gran escala, los sistemas térmicos son más prometedores y sostenibles actualmente.

El camino hacia la transición energética será dificultoso puesto que conlleva un gran coste, responsabilidad social por parte de los ciudadanos y está altamente ligado a efectos políticos, puesto que se ve directamente afectado por la legislación.

De esta forma, el llamado acoplamiento de sectores será un elemento fundamental de la transición energética, e implica una mayor electrificación de otros sectores, empleando fuentes renovables de forma extensa junto con los problemas inherentes a ellas, dado que están sujetas a la incertidumbre de generación de energía.

Gracias al acoplamiento, se consiguen crear sinergias entre sectores que permiten que el sistema energético global sea más flexible, aspecto clave para conseguir que esté basado en su totalidad por energías renovables. Además, se reduce la dependencia de determinadas fuentes energéticas específicas, lo que supone que el sistema es más resiliente y le afectan menos los cambios futuros que se puedan suceder.

Aunque inicialmente suponga un desembolso mayor de inversión, debido a que al diversificar el sistema hay que apostar también por tecnologías menos rentables que otras y a que se necesitan sistemas que acoplen los diversos sectores (transformen fuentes energéticas); en el futuro el sistema puede suponer ahorros, debido a que las pérdidas se reducen, es más eficiente, los cambios del mercado le afectan menos y a que el confort obtenido por los usuarios finales aumenta. De esta forma, si el objetivo final es conseguir que el sector energético sea 100% renovable, el acoplamiento entre sectores será algo necesario a realizar, ya sea en mayor o en menor medida.

No obstante, aunque el acoplamiento de sectores continuará enfrentando retos en el futuro próximo, el camino hacia una sociedad que se abastezca principalmente de energías renovables es el correcto, dado que las metas climáticas se han de cumplir.

5.2 Solución II. Sistemas de almacenamiento

Como se ha podido observar anteriormente en este trabajo, existen distintas posibilidades en cuanto al almacenamiento de energía. Cada sistema tiene unos costes y características de operación diferentes, lo cual habrá que tener en cuenta dependiendo del proyecto que se esté llevando a cabo.

Cabe de estacar que el almacenamiento de energía es uno de los grandes problemas a los que se enfrentan los sistemas de suministro energético. Esto es un problema principalmente relevante desde el punto de las energías renovables, si se quieren ver como una alternativa realista a las energías consumibles, puesto que será necesario almacenar la energía durante los periodos de baja demanda para poder utilizarla posteriormente durante los periodos pico.

Actualmente, las baterías de iones de litio son esperanzadores para el alcance de estos objetivos dado que cada vez son más económicas y presentan una mayor potencia. No obstante, aún queda mucho trabajo por realizar puesto que la mayoría de tecnologías de almacenamiento de energía se encuentran aún en fase de pruebas.

Teniendo en cuenta lo revisado en la bibliografía, todas concluyen en que se debe realizar ya una gran inversión en el estudio y desarrollo de estos sistemas de almacenamiento puesto que ya no son problemas del futuro, y las tecnologías necesarias para solucionarlos podrían tardar años en desarrollarse.

5.3 Solución III. Microrredes

Acomodar niveles crecientes crecientes de recursos distribuidos en el sistema del Reino Unido requerirá un conocimiento detallado de la forma de la carga, especialmente en las horas centrales del día. En ambos casos estudiados -microgrids como prosumidores y microgrids que prestan un servicio- las microgrids fueron capaces de reducir los eventos de *ramping* en la demanda nacional para el periodo caracterizado estudiado. Las microrredes que actúan como prosumidores cuando las condiciones meteorológicas extremas alteran las condiciones del sistema, con una tarifa de dos periodos, presentan los resultados económicos más favorables. Sin embargo, con una tarifa de un solo periodo, se consigue la mayor reducción de rampa. Si la microrred funciona dando servicio a la red principal, la cantidad de energía intercambiada siempre tiende a ser la mínima posible, dando servicio primero a su mercado energético local. Cuando la microrred actúa como prosumidor, existe una fuerte correlación con el precio de la electricidad y el periodo tarifario, por lo que se producirían diferentes curvas de demanda y costes de operación con una configuración diferente. Si la microrred actúa prestando un servicio, existe un precio mínimo que hace rentable la interacción con ciertos umbrales de riesgo. El caso presentado puede utilizarse para generalizar el par de combinaciones más adecuadas de rampa-reducción/coste total de operación para exógenos del mix de generación modelo del país que se desea analizar.

REFERENCIAS

- [1] H. Lund, "Renewable heating strategies and their consequences for storage and grid

- infrastructures comparing a smart grid to a smart energy systems approach,” *Energy*, vol. 151, pp. 94–102, May 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.03.010.
- [2] P. Olczak, P. Jaśko, D. Kryzia, D. Matuszewska, M. I. Fyk, and A. Dyczko, “Analyses of duck curve phenomena potential in polish PV prosumer households’ installations,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 4609–4622, Nov. 2021, doi: 10.1016/J.EGYR.2021.07.038.
- [3] “El problema energético mundial. Energías renovables y cambio climático – Revista Energy Management.” <https://e-management.mx/2019/11/16/el-problema-energetico-mundial-energias-renovables-y-cambio-climatico/> (accessed Jul. 11, 2022).
- [4] “[2.1] El futuro de la energía | Informe integrado / febrero 2018.” https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/informe-integrado/2018/informe-integrado/futuro-energia.html (accessed Jul. 11, 2022).
- [5] “El mundo consumirá un 30% más de energía en 2040 y se aleja de cumplir el Acuerdo de París | Economía | EL PAÍS.” https://elpais.com/economia/2017/11/14/actualidad/1510661591_352717.html (accessed Jul. 11, 2022).
- [6] H. Lund, P. A. Østergaard, D. Connolly, and B. V. Mathiesen, “Smart energy and smart energy systems,” *Energy*, vol. 137, pp. 556–565, Oct. 2017, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.05.123.
- [7] H. Lund *et al.*, “Energy Storage and Smart Energy Systems,” *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, vol. 11, pp. 3–14, Oct. 2016, doi: 10.5278/IJSEPM.2016.11.2.
- [8] “El Acuerdo de París | CMNUCC.” <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris> (accessed May 09, 2022).
- [9] G. Fridgen, R. Keller, M. F. Körner, and M. Schöpf, “A holistic view on sector coupling,” *Energy Policy*, vol. 147, p. 111913, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.ENPOL.2020.111913.
- [10] V. Arabzadeh, J. Mikkola, J. Jasiūnas, and P. D. Lund, “Deep decarbonization of urban energy systems through renewable energy and sector-coupling flexibility strategies,” *Journal of Environmental Management*, vol. 260, p. 110090, Apr. 2020, doi: 10.1016/J.JENVMAN.2020.110090.
- [11] J. Gea-Bermúdez *et al.*, “The role of sector coupling in the green transition: A least-cost energy system development in Northern-central Europe towards 2050,” *Applied Energy*, vol. 289, p. 116685, May 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.116685.
- [12] J. K. Kim, H. Son, and S. Yun, “Heat integration of power-to-heat technologies: Case studies on heat recovery systems subject to electrified heating,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 331, p. 130002, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2021.130002.
- [13] A. Herrmann, A. Mädlow, and H. Krause, “Key performance indicators evaluation of a domestic hydrogen fuel cell CHP,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 35, pp. 19061–19066, Jul. 2019, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2018.06.014.
- [14] M. Higueta Cano, K. Agbossou, S. Kelouwani, and Y. Dubé, “Experimental evaluation of a power management system for a hybrid renewable energy system with hydrogen production,” *Renewable Energy*, vol. 113, pp. 1086–1098, Dec. 2017, doi: 10.1016/J.RENENE.2017.06.066.
- [15] Y. Kalinci, A. Hepbasli, and I. Dincer, “Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 24, pp. 7652–7664, Jun. 2015, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2014.10.147.
- [16] T. Kowalczyk, J. Badur, and M. Bryk, “Energy and exergy analysis of hydrogen production combined with electric energy generation in a nuclear cogeneration cycle,” *Energy Conversion and Management*, vol. 198, Oct. 2019, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2019.111805.

- [17] T. Tsujimura and Y. Suzuki, "The utilization of hydrogen in hydrogen/diesel dual fuel engine," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 14019–14029, May 2017, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2017.01.152.
- [18] P. Dimitriou, T. Tsujimura, and Y. Suzuki, "Hydrogen-diesel dual-fuel engine optimization for CHP systems," *Energy*, vol. 160, pp. 740–752, Oct. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.07.038.
- [19] W. Li, Y. Wang, L. Xu, Y. Tang, X. Wu, and J. Liu, "Thermodynamic evaluation of electricity and hydrogen cogeneration from solar energy and fossil fuels," *Energy Conversion and Management*, vol. 256, p. 115344, Mar. 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.115344.
- [20] S. Belik, V. Dreissigacker, and S. Zunft, "Power-to-heat integration in regenerator storage: Enhancing thermal storage capacity and performance," *Journal of Energy Storage*, vol. 50, p. 104570, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.EST.2022.104570.
- [21] J. Sánchez, M. D. Curt, N. Robert, and J. Fernández, "Biomass Resources," *The Role of Bioenergy in the Bioeconomy*, pp. 25–111, Jan. 2019, doi: 10.1016/B978-0-12-813056-8.00002-9.
- [22] M. Naqvi, E. Dahlquist, and J. Yan, "Complementing existing CHP plants using biomass for production of hydrogen and burning the residual gas in a CHP boiler," <https://doi.org/10.1080/17597269.2016.1153362>, vol. 8, no. 6, pp. 675–683, Nov. 2016, doi: 10.1080/17597269.2016.1153362.
- [23] A. Perna, M. Minutillo, E. Jannelli, V. Cigolotti, S. W. Nam, and K. J. Yoon, "Performance assessment of a hybrid SOFC/MGT cogeneration power plant fed by syngas from a biomass down-draft gasifier," *Applied Energy*, vol. 227, pp. 80–91, Oct. 2018, doi: 10.1016/J.APENERGY.2017.08.077.
- [24] L. Raslavičius and Ž. Bazaras, "Ecological assessment and economic feasibility to utilize first generation biofuels in cogeneration output cycle - The case of Lithuania," *Energy*, vol. 35, no. 9, pp. 3666–3673, 2010, doi: 10.1016/J.ENERGY.2010.05.011.
- [25] "The Difference Between Biomass and Biogas - Eco Sustainable Solutions." <https://www.thisiseco.co.uk/news/the-difference-between-biomass-and-biogas/> (accessed May 16, 2022).
- [26] R. Dalpaz, O. Konrad, C. Cândido da Silva Cyrne, H. Panis Barzotto, C. Hasan, and M. Guerini Filho, "Using biogas for energy cogeneration: An analysis of electric and thermal energy generation from agro-industrial waste," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 40, Aug. 2020, doi: 10.1016/J.SETA.2020.100774.
- [27] S. Giarola, O. Forte, A. Lanzini, M. Gandiglio, M. Santarelli, and A. Hawkes, "Techno-economic assessment of biogas-fed solid oxide fuel cell combined heat and power system at industrial scale," *Applied Energy*, vol. 211, pp. 689–704, Feb. 2018, doi: 10.1016/J.APENERGY.2017.11.029.
- [28] A. de Klerk, *Transport fuel: Biomass-, coal-, gas- and waste-to-liquids processes*. Elsevier, 2020. doi: 10.1016/B978-0-08-102886-5.00010-4.
- [29] K. S. Balkhair and K. U. Rahman, "Sustainable and economical small-scale and low-head hydropower generation: A promising alternative potential solution for energy generation at local and regional scale," *Applied Energy*, vol. 188, pp. 378–391, 2017, doi: 10.1016/J.APENERGY.2016.12.012.
- [30] K. Huang *et al.*, "Improving complementarity of a hybrid renewable energy system to meet load demand by using hydropower regulation ability," *Energy*, vol. 248, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.ENERGY.2022.123535.
- [31] T. Kału' Za *et al.*, "The hydropower sector in Poland: Barriers and the outlook for the future," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 163, p. 112500, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112500.

- [32] Y. X. Zhou, Y. P. Li, G. H. Huang, Y. F. Zhang, and Y. Ma, "A fixed-mix stochastic fractional programming method for optimizing agricultural irrigation and hydropower generation in Central Asia," *Journal of Contaminant Hydrology*, vol. 248, p. 104004, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.JCONHYD.2022.104004.
- [33] A. Bekker, M. van Dijk, and C. M. Niebuhr, "A review of low head hydropower at wastewater treatment works and development of an evaluation framework for South Africa," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112216, May 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112216.
- [34] K. Gyanwali, A. Bhattarai, T. R. Bajracharya, R. Komiyama, and Y. Fujii, "Assessing green energy growth in Nepal with a hydropower-hydrogen integrated power grid model," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 34, pp. 15133–15148, Apr. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.03.041.
- [35] X. Lei, "Research on development and utilization of hydropower in Myanmar," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 16–21, May 2022, doi: 10.1016/J.EGYR.2021.11.031.
- [36] R. Hemmati, "Optimal cogeneration and scheduling of hybrid hydro-Thermal-wind-solar system incorporating energy storage systems," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 10, no. 1, Jan. 2018, doi: 10.1063/1.5017124.
- [37] I. Dincer and H. Ishaq, "Hydrogen Production Methods," *Renewable Hydrogen Production*, pp. 35–90, 2022, doi: 10.1016/B978-0-323-85176-3.00005-6.
- [38] K. Li, C. Liu, S. Jiang, and Y. Chen, "Review on hybrid geothermal and solar power systems," *Journal of Cleaner Production*, vol. 250, Mar. 2020, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2019.119481.
- [39] Y. Chen, J. Wang, and P. D. Lund, "Thermodynamic performance analysis and multi-criteria optimization of a hybrid combined heat and power system coupled with geothermal energy," *Energy Conversion and Management*, vol. 210, Apr. 2020, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2020.112741.
- [40] S. van Erdeweghe, J. van Bael, B. Laenen, and W. D'haeseleer, "Optimal combined heat-and-power plant for a low-temperature geothermal source," *Energy*, vol. 150, pp. 396–409, May 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.01.136.
- [41] S. van Erdeweghe, J. van Bael, B. Laenen, and W. D'haeseleer, "Optimal configuration for a low-temperature geothermal CHP plant based on thermoeconomic optimization," *Energy*, vol. 179, pp. 323–335, Jul. 2019, doi: 10.1016/J.ENERGY.2019.04.205.
- [42] E. Assareh, M. Delpisheh, E. Farhadi, W. Peng, and H. Moghadasi, "Optimization of geothermal- and solar-driven clean electricity and hydrogen production multi-generation systems to address the energy nexus," *Energy Nexus*, vol. 5, p. 100043, Mar. 2022, doi: 10.1016/J.NEXUS.2022.100043.
- [43] Ashok Kumar L., Indragandhi V., and Uma Maheswari Y., "PVSYST," *Software Tools for the Simulation of Electrical Systems*, pp. 349–392, 2020, doi: 10.1016/B978-0-12-819416-4.00009-0.
- [44] A. V. Rodrigues, D. A. R. de Souza, F. D. R. Garcia, and S. J. L. Ribeiro, "Renewable energy for a green future: Electricity produced from efficient luminescent solar concentrators," *Solar Energy Advances*, vol. 2, p. 100013, 2022, doi: 10.1016/J.SEJA.2022.100013.
- [45] A. Kasaeian, G. Nouri, P. Ranjbaran, and D. Wen, "Solar collectors and photovoltaics as combined heat and power systems: A critical review," *Energy Conversion and Management*, vol. 156, pp. 688–705, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2017.11.064.
- [46] D. R. Myers, "Solar Radiation Resource Assessment for Renewable Energy Conversion," *Comprehensive Renewable Energy*, vol. 1, pp. 213–237, Jan. 2012, doi: 10.1016/B978-0-08-087872-0.00112-8.
- [47] Y. Vorobiev, J. González-Hernández, P. Vorobiev, and L. Bulat, "Thermal-photovoltaic solar hybrid system for efficient solar energy conversion," *Solar Energy*, vol. 80, no. 2, pp. 170–176,

- Feb. 2006, doi: 10.1016/J.SOLENER.2005.04.022.
- [48] T. Chaikaew and K. Punyawudho, “Optimal voltage of direct current coupling for a fuel cell–battery hybrid energy storage system based on solar energy,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 204–208, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.EGYR.2021.06.035.
- [49] H. Jouhara, N. Khordehghah, S. Almahmoud, B. Delpech, A. Chauhan, and S. A. Tassou, “Waste heat recovery technologies and applications,” *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 6, pp. 268–289, Jun. 2018, doi: 10.1016/J.TSEP.2018.04.017.
- [50] “Reducing energy costs with economisers improve operating efficiency.” <https://thermtech.co.uk/reducing-energy-costs-with-economisers/> (accessed May 24, 2022).
- [51] C. Galitsky, E. Worrell, C. Galitsky, E. Masanet, and W. Graus, “Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Glass Industry. An ENERGY STAR Guide for Energy and Plant Managers,” Mar. 2008, doi: 10.2172/927883.
- [52] B. Varghese, D. Das, D. Devassy, S. G. K. A. Professor, and U. Graduate Students, “Design and Cost Optimization of Plate Heat Exchanger,” *Research Inventy: International Journal Of Engineering And Science*, vol. 4, pp. 2319–6483, 2014, Accessed: May 24, 2022. [Online]. Available: www.researchinventy.com
- [53] I. Costiuc, L. Costiuc, and S. Radu, “WASTE HEAT RECOVERY USING DIRECT THERMODYNAMIC CYCLE,” *Bulletin of the Transilvania University of Braşov*, vol. 8, no. 57, 2015.
- [54] “Calculation and design of the heat pumps | IEEE Conference Publication | IEEE Xplore.” <https://ieeexplore.ieee.org/document/6028354> (accessed May 24, 2022).
- [55] Léonard Wagner, “Future Energy (Second Edition),” 2014.
- [56] H. Wei, Y. Zhang, Y. Wang, W. Hua, R. Jing, and Y. Zhou, “Planning integrated energy systems coupling V2G as a flexible storage,” *Energy*, vol. 239, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.ENERGY.2021.122215.
- [57] V. Heinisch, L. Göransson, R. Erlandsson, H. Hodel, F. Johnsson, and M. Odenberger, “Smart electric vehicle charging strategies for sectoral coupling in a city energy system,” *Applied Energy*, vol. 288, Apr. 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.116640.
- [58] C. Gschwendtner and K. Krauss, “Coupling transport and electricity: How can vehicle-to-grid boost the attractiveness of carsharing?,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 106, p. 103261, May 2022, doi: 10.1016/J.TRD.2022.103261.
- [59] P. Sterchele, K. Kersten, A. Palzer, J. Hentschel, and H. M. Henning, “Assessment of flexible electric vehicle charging in a sector coupling energy system model – Modelling approach and case study,” *Applied Energy*, vol. 258, Jan. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2019.114101.
- [60] I. S. Freitas Gomes, Y. Perez, and E. Suomalainen, “Coupling small batteries and PV generation: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 126, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.RSER.2020.109835.
- [61] B. Zeng, B. Sun, X. Wei, D. Gong, D. Zhao, and C. Singh, “Capacity value estimation of plug-in electric vehicle parking-lots in urban power systems: A physical-social coupling perspective,” *Applied Energy*, vol. 265, May 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.114809.
- [62] H. Ren *et al.*, “Optimal scheduling of an EV aggregator for demand response considering triple level benefits of three-parties,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 125, Feb. 2021, doi: 10.1016/J.IJEPES.2020.106447.
- [63] M. Nazari-Heris, B. Mohammadi-Ivatloo, and S. Asadi, “Optimal operation of multi-carrier energy networks with gas, power, heating, and water energy sources considering different energy storage technologies,” *Journal of Energy Storage*, vol. 31, Oct. 2020, doi: 10.1016/J.EST.2020.101574.

- [64] A. Joseph and T. R. Chelliah, "A Review of Power Electronic Converters for Variable Speed Pumped Storage Plants: Configurations, Operational Challenges, and Future Scopes," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 103–119, Mar. 2018. doi: 10.1109/JESTPE.2017.2707397.
- [65] A. Moradzadeh, M. Nazari-Heris, B. Mohammadi-Ivatloo, and S. Asadi, "Energy storage fundamentals and components," *Energy Storage in Energy Markets*, pp. 23–39, 2021, doi: 10.1016/B978-0-12-820095-7.00009-1.
- [66] S. H. R. Ahmadi *et al.*, "Hybrid fuzzy decision making approach for wind-powered pumped storage power plant site selection: A case study," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 42, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.SETA.2020.100838.
- [67] B. S. Pali and S. Vadhera, "Uninterrupted sustainable power generation at constant voltage using solar photovoltaic with pumped storage," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 42, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.SETA.2020.100890.
- [68] M. Chazarra, J. I. Perez-Diaz, and J. Garcia-Gonzalez, "Optimal Joint Energy and Secondary Regulation Reserve Hourly Scheduling of Variable Speed Pumped Storage Hydropower Plants," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 103–115, Jan. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2699920.
- [69] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009, doi: 10.1016/J.PNSC.2008.07.014.
- [70] Lazarewicz M. and Arseneaux J., "Flywheel-based frequency regulation demonstration projects status. In: Proceedings of EESAT conference, San Francisco, USA, Oct. 17–19, 2005," *Proceedings of EESAT conference*, pp. 1–22, Oct. 2005.
- [71] B. Thormann, P. Puchbauer, and T. Kienberger, "Analyzing the suitability of flywheel energy storage systems for supplying high-power charging e-mobility use cases," *Journal of Energy Storage*, vol. 39, Jul. 2021, doi: 10.1016/J.EST.2021.102615.
- [72] M. Shadnam Zarbil, A. Vahedi, H. Azizi Moghaddam, and M. Saeidi, "Design and implementation of flywheel energy storage system control with the ability to withstand measurement error," *Journal of Energy Storage*, vol. 33, Jan. 2021, doi: 10.1016/J.EST.2020.102047.
- [73] S. Ghosh and S. Kamalasan, "An Energy Function-Based Optimal Control Strategy for Output Stabilization of Integrated DFIG-Flywheel Energy Storage System," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1922–1931, Jul. 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2510866.
- [74] M. Abbaspour, M. Satkin, B. Mohammadi-Ivatloo, F. Hoseinzadeh Lotfi, and Y. Noorollahi, "Optimal operation scheduling of wind power integrated with compressed air energy storage (CAES)," *Renewable Energy*, vol. 51, pp. 53–59, Mar. 2013, doi: 10.1016/J.RENENE.2012.09.007.
- [75] A. G. Olabi, T. Wilberforce, M. Ramadan, M. A. Abdelkareem, and A. H. Alami, "Compressed air energy storage systems: Components and operating parameters – A review," *Journal of Energy Storage*, 2020, doi: 10.1016/J.EST.2020.102000.
- [76] P. Mukherjee and V. v. Rao, "Design and development of high temperature superconducting magnetic energy storage for power applications - A review," *Physica C: Superconductivity and its Applications*, vol. 563, pp. 67–73, Aug. 2019, doi: 10.1016/J.PHYSC.2019.05.001.
- [77] M. A. Miller, J. Petrasch, K. Randhir, N. Rahmatian, and J. Klausner, "Chemical energy storage," *Thermal, Mechanical, and Hybrid Chemical Energy Storage Systems*, pp. 249–292, 2021, doi: 10.1016/B978-0-12-819892-6.00005-8.
- [78] "https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/almacenamiento/baterias-de-litio."

- [79] “Batería de sodio-ion - Wikipedia, la enciclopedia libre.” https://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_de_sodio-ion (accessed Jul. 09, 2022).
- [80] “Batería de flujo - Wikipedia, la enciclopedia libre.” https://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_de_flujo (accessed Jul. 09, 2022).
- [81] “Batería de sodio-sulfuro - Wikipedia, la enciclopedia libre.” https://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_de_sodio%E2%80%93sulfuro (accessed Jul. 09, 2022).
- [82] “Batería de plomo y ácido - Wikipedia, la enciclopedia libre.” https://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_de_plomo_y_%C3%A1cido (accessed Jul. 09, 2022).
- [83] A. Afif, S. M. Rahman, A. Tasfiah Azad, J. Zaini, M. A. Islam, and A. K. Azad, “Advanced materials and technologies for hybrid supercapacitors for energy storage – A review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 25, Oct. 2019, doi: 10.1016/J.EST.2019.100852.
- [84] H. D. Yoo, E. Markevich, G. Salitra, D. Sharon, and D. Aurbach, “On the challenge of developing advanced technologies for electrochemical energy storage and conversion,” *Materials Today*, vol. 17, no. 3, pp. 110–121, 2014, doi: 10.1016/J.MATTOD.2014.02.014.
- [85] “Almacenamiento térmico: el camino hacia la optimización de la gestión energética | CIC energiGUNE.” <https://cicenergigune.com/es/blog/almacenamiento-termico-optimizar-gestion-energetica> (accessed Jul. 09, 2022).
- [86] G. Alva, Y. Lin, and G. Fang, “An overview of thermal energy storage systems,” *Energy*, vol. 144, pp. 341–378, Feb. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.12.037.
- [87] A. Majzoobi and A. Khodaei, “Application of Microgrids in Supporting Distribution Grid Flexibility,” Dec. 2016.
- [88] P. Denholm, R. Margolis, and J. Milford, “Production Cost Modeling for High Levels of Photovoltaics Penetration,” 2008, Accessed: Jul. 06, 2022. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>
- [89] “Chapter 6: Renewable sources of energy”.
- [90] P. Denholm, M. O’connell, G. Brinkman, and J. Jorgenson, “Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart,” 2013, Accessed: Jul. 06, 2022. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [91] T. G. Isaiah, S. Dabbashi, D. Bosak, S. Sampath, G. di Lorenzo, and P. Pilidis, “Life Analysis of Industrial Gas Turbines Used As a Back-Up to Renewable Energy Sources,” *Procedia CIRP*, vol. 38, pp. 239–244, Jan. 2015, doi: 10.1016/J.PROCIR.2015.07.053.
- [92] J. Villar, R. Bessa, and M. Matos, “Flexibility products and markets: literature review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 329–340, 2018.
- [93] “2012 DOE Microgrid Workshop Report”, Accessed: Jul. 06, 2022. [Online]. Available: <http://energy.gov/sites/prod/files/Microgrid%20Workshop%20Report%20August%202011.pdf>
- [94] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the Art in Research on Microgrids: A Review,” *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [95] Y. Zhang, N. Gatsis, and G. B. Giannakis, “Robust Energy Management for Microgrids With High-Penetration Renewables,” 2013.
- [96] M. J. Sanjari, H. Karami, and H. B. Gooi, “Micro-generation dispatch in a smart residential multi-carrier energy system considering demand forecast error,” *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 90–99, Jul. 2016, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.04.092.
- [97] L. Shi, Y. Luo, and G. Y. Tu, “Bidding strategy of microgrid with consideration of uncertainty

- for participating in power market,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. Complete, no. 59, pp. 1–13, Jul. 2014, doi: 10.1016/J.IJEPES.2014.01.033.
- [98] S. Abbasi and A. Jamehbozorg, “A comprehensive economic optimization plan for microgrids considering grid interconnection and line congestion,” in *2015 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*, Nov. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/IGESC.2015.7359382.
- [99] N. I. Nwulu and X. Xia, “Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response,” *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 16–28, Feb. 2017, doi: 10.1016/J.RENENE.2016.08.026.
- [100] A. Majzoobi and A. Khodaei, “Application of microgrids in providing ancillary services to the utility grid,” *Energy*, vol. 123, pp. 555–563, 2017, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.01.113.
- [101] “GAMS - Cutting Edge Modeling.” <https://www.gams.com/> (accessed Jul. 06, 2022).
- [102] T. E. by Richard Rosenthal, “GAMS-A User’s Guide”.
- [103] W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy, and M. M. A. Salama, “Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674–1684, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.831699.
- [104] C. Shang, D. Srinivasan, and T. Reindl, “Generation and storage scheduling of combined heat and power,” *Energy*, vol. 124, pp. 693–705, 2017, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.02.038.
- [105] G. Cau, D. Cocco, M. Petrollese, S. Knudsen Kær, and C. Milan, “Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system,” *Energy Conversion and Management*, vol. 87, pp. 820–831, Aug. 2014, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2014.07.078.
- [106] A. Schroeder, “Modeling storage and demand management in power distribution grids,” *Applied Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 4700–4712, 2011, doi: 10.1016/J.APENERGY.2011.06.008.
- [107] F. Careri, C. Genesi, M. Montagna, and S. Rossi, “The role of energy storage systems to manage RES volatility in day-ahead scheduling,” *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition, ENERGYCON 2012*, pp. 680–686, 2012, doi: 10.1109/ENERGYCON.2012.6348238.
- [108] J. P. Deane, G. Drayton, and B. P. Ó Gallachóir, “The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation,” *Applied Energy*, vol. 113, pp. 152–158, 2014, doi: 10.1016/J.APENERGY.2013.07.027.
- [109] M. Majidi, S. Nojavan, and K. Zare, “Optimal stochastic short-term thermal and electrical operation of fuel cell/photovoltaic/battery/grid hybrid energy system in the presence of demand response program,” *Energy Conversion and Management*, vol. 144, pp. 132–142, 2017, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2017.04.051.
- [110] D. Torres, J. Crichigno, G. Padilla, and R. Rivera, “Scheduling coupled photovoltaic, battery and conventional energy sources to maximize profit using linear programming,” *Renewable Energy*, vol. 72, pp. 284–290, 2014, doi: 10.1016/J.RENENE.2014.07.006.
- [111] Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard, “Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response,” *Applied Energy*, vol. 138, pp. 695–706, Jan. 2015, doi: 10.1016/J.APENERGY.2014.10.048.
- [112] “UPDATED ENERGY AND EMISSIONS PROJECTIONS 2016,” 2017, Accessed: Jul. 06, 2022. [Online]. Available: www.nationalarchives.gov.uk/doc/open-government-
- [113] “COM(2014) 15 final A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 — European Environment Agency.” <https://www.eea.europa.eu/policy-documents/com-2014-15-final> (accessed Jul. 06, 2022).
- [114] “Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the

- promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC (Text with EEA relevance).” <https://www.legislation.gov.uk/eudr/2009/28/article/4> (accessed Jul. 06, 2022).
- [115] European Parliament, “Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009.,” *Official Journal of the European Union*, pp. 16–62, 2009.
- [116] P. Pommerening, D. Sprake, Y. Vagapov, and N. Petrov, “Future grid 2050 in context of UK gone green scenario,” *Proceedings of the 2016 IEEE North West Russia Section Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference, EIConRusNW 2016*, pp. 780–784, Apr. 2016, doi: 10.1109/EICONRUSNW.2016.7448298.
- [117] R. Viral and D. K. Khatod, “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 7, pp. 5146–5165, Sep. 2012, doi: 10.1016/J.RSER.2012.05.020.
- [118] G. Liu, M. Starke, B. Xiao, X. Zhang, and K. Tomsovic, “Microgrid optimal scheduling with chance-constrained islanding capability,” *Electric Power Systems Research*, vol. 145, pp. 197–206, Apr. 2017, doi: 10.1016/J.EPSR.2017.01.014.
- [119] D. Attanasio and E. Shittu, “MICROGRID MOMENTUM: BUILDING EFFICIENT, RESILIENT POWER TECHNOLOGY Doug Vine Center for Climate and Energy Solutions,” 2017, Accessed: Jul. 06, 2022. [Online]. Available: <https://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/microgrid/pages/microgrids.aspx>
- [120] “Mercado de electricidad | OMIE.” <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad> (accessed Jul. 06, 2022).
- [121] “Plan de Energías Renovables 2011-2020 | Idae.” <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020> (accessed Jul. 06, 2022).
- [122] F. Guzzi, D. Neves, and C. A. Silva, “Integration of smart grid mechanisms on microgrids energy modelling,” *Energy*, vol. 129, pp. 321–330, 2017, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.04.084.

