



ULPGC
Universidad de
Las Palmas de
Gran Canaria

TESIS DOCTORAL

ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO
POR BOMBEO REVERSIBLE EN LA
ISLA DE GRAN CANARIA:
CONTRIBUCIONES

D. Hilario José Torres Herrera

Programa de Doctorado:

Ingenierías Química, Mecánica y de Fabricación (QUIMEFA)

Noviembre de 2022

Las Palmas de Gran Canaria

**D. JOSÉ MIGUEL DOÑA RODRÍGUEZ, COORDINADOR DEL
PROGRAMA DE DOCTORADO EN INGENIERÍAS QUÍMICA,
MECÁNICA Y DE FABRICACIÓN DE LA UNIVERSIDAD DE LAS
PALMAS DE GRAN CANARIA**

INFORMA,

De que la Comisión Académica del Programa de Doctorado, en su sesión de fecha....., tomó el acuerdo de dar el consentimiento para su tramitación, a la tesis doctoral titulada "*ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO POR BOMBEO REVERSIBLE EN LA ISLA DE GRAN CANARIA: CONTRIBUCIONES*", presentada por el doctorando D. Hilario José Torres Herrera y dirigida por el Doctor D. Alexis Lozano Medina.

Y para que así conste, y a efectos de lo previsto en el Artº 11 del Reglamento de Estudios de Doctorado (BOULPGC 04/03/2019) de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, firmo la presente en Las Palmas de Gran Canaria, a....de.....de dos mil veintidós.



**UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
ESCUELA DE DOCTORADO**

Programa de Doctorado:

Ingenierías Química, Mecánica y de Fabricación (QUIMEFA)

Título de la tesis doctoral:

**ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO POR BOMBEO
REVERSIBLE EN LA ISLA DE GRAN CANARIA:
CONTRIBUCIONES**

Tesis doctoral presentada por:

D. Hilario José Torres Herrera

Dirigida por el Dr. D. Alexis Lozano Medina

Las Palmas de Gran Canaria, a 07 de noviembre de 2022

El Doctorando

El Director

*Cuando camines a través de una tormenta,
mantén tú cabeza bien en alto,
y no tengas miedo a la oscuridad.*

*Al final de la tormenta,
hay un cielo dorado,
y el dulce canto plateado de una alondra.*

*Sigue caminando a través del viento,
sigue caminando a través de la lluvia,
aunque tus sueños sean pisoteados y
golpeados.*

*Sigue caminando, sigue caminando
con la esperanza de tu corazón,
y nunca caminarás solo.
Nunca caminarás solo.*

Guerry & The Pacemakers

A mi mejor amigo y alma gemela, Talo, que voló al cielo. Gracias por las fuerzas, han sido la locomotora de esta tesis.

A mis abuelos, Hilario y José, mis guías espirituales y mis referencias, abrazos al cielo.

A mis abuelas, Eloísa y Rafaela, los pilares que siguen sosteniendo mis familias.

A mi padres, Hilario y Concha, mis apoyos incondicionales y mis héroes.

A mi hermana melliza, Yolanda, fiel cómplice y testigo más directo de mi vida.

A mi pareja, Farah, por compartir mi carga cómo si fuera suya. Gracias por tu comprensión y por la espera.

Gracias a todos por estar siempre en los momentos dulces y también en los más amargos.

AGRADECIMIENTOS

Nací en Tunte, o lo que es lo mismo, San Bartolomé de Tirajana (Casco), un pueblo precioso en medio del campo, en la isla de Gran Canaria. Me crié en el seno de dos familias inmersas por completo en la naturaleza, tanto a través de la ganadería como de la agricultura. Mis abuelos y mis padres me dieron desde pequeño una educación de respeto total hacia la naturaleza y del modo de vida de la austeridad y de la integración del ser humano en el ciclo de la vida, el ciclo de la naturaleza. Era lo que hoy día se ha definido como *economía circular*. El principio básico de esa educación consiste en consumir lo necesario de la naturaleza y lo que nos sobra, devolvérselo a ella para su reintegración en el ciclo de la vida. Pues bien, no he conocido mejor forma de poner en práctica ese concepto que la que me enseñaron ellos, a través no sólo de esa educación, sino a través del trabajo desde pequeño. De entre las primeras imágenes de vida que tengo, recuerdo a mi abuelo materno, Pepe, que ya descansa en el cielo, llevándome con él a coger hierba para las cabras y los baifos pequeños. También echarle de comer al resto de los animales y limpiar sus camas. Otro recuerdo fantástico era ir con mi padre, Hilario, y con mi abuelo paterno, también Hilario, que ya descansa en el cielo, a la “cuadra”, donde había vacas, caballos y otros animales. Me decía que entrara a los corrales de los toros a levantarlos para ver si estaban enfermos o no, y aunque estaba muerto de miedo, accedía. Aprendí a montar a caballo y a relacionarme con los animales, entre muchas otras cosas. Luego, cuando ya me encontraba en la segunda década de mi vida, ese amor a la naturaleza que ya tenía, y que ya desde entonces era mi pasión, adquirió un gran aliado. Resulta que por aquel entonces, en colegios e institutos se empezaba a promocionar con fuerza la energía eólica. Cuando vi un aerogenerador por primera vez en una imagen me fascinó y mi mente en aquel entonces sólo pensaba en una frase resumen de todo lo que nos explicaban sobre ellos: “*sirven para proteger a la naturaleza usando la naturaleza*”. Hoy en día las energías renovables son uno de los pocos caballos de batalla en los que radican las esperanzas de evitar las catástrofes climáticas que ya se están produciendo.

Más tarde, cuando me tocaba elegir titulación, recuerdo que elegí Ingeniería Industrial, porque era la única titulación en las Islas Canarias que contenía una especialización en energías renovables y medio ambiente. Tiempo después terminé obteniendo la

licenciatura y me especialicé en lo que más me apasionaba. Ya desde aquellos años cursando ingeniería soñaba con doctorarme algún día en esa misma especialidad. Posteriormente, desde el inicio de mi vida laboral y hasta hoy, he tenido la oportunidad de trabajar esos campos de especialización desde varias perspectivas.

Pero sin duda, todo ello ha sido posible gracias a una serie de personas que han aportado su contribución a que yo haya llegado hasta aquí. Quiero agradecerles a todas ellas esa aportación.

En primer lugar hay que decir que el desarrollo de una tesis doctoral es un desafío colosal, que requiere una cantidad innumerable de cualidades para poder superarlo, pero esencialmente son: constancia, paciencia, sacrificio personal, capacidad de trabajo y valor. Eso lo saben bien todos aquellos que han pasado por lo mismo. Esas cualidades se las debo a mis padres, Hilario y Concha, a mis abuelos maternos, Pepe y Eloísa, y a mis abuelos paternos: Hilario y Fela. De ellos he mamado todos los valores y principios que pueden permitir a una persona mantenerse firme e íntegra bajo cualquier circunstancia, además de obviamente, heredar la genética necesaria para ello. Testigo directo de todo lo descrito ha sido mi hermana melliza Yolanda, compañera de vida y cómplice de innumerables fechorías y aprendiz junto a mí de ese amor a la naturaleza. Siempre me ha apoyado dándome fuerzas y energía, al igual que mis padres, lo cual significa mucho en esta carrera por el desierto que significa una tesis doctoral. A través de ese desierto no he estado sólo, he tenido en mi día a día a una compañera de vida y de travesía, Farah, que ha compartido mi carga con gran entereza, comprensión y paciencia. Aparte de mí, ha sido la persona que más directamente lo has padecido, y lo has hecho con una sonrisa en la cara y con conocimiento de causa. Quiero destacar también el apoyo de mis tías Mari y Rosa, las cuales han visto mis sacrificios para llegar hasta aquí desde que nací y que han estado ahí siempre, preocupándose por el desarrollo de esta tesis doctoral.

También me gustaría agradecer a todos mis amigos, que me han apoyado de una forma u otra, destacando especialmente a Talo Macías, mi mejor amigo y alma gemela, el cual se fue al cielo en el transcurso de esta tesis. Sin las fuerzas que me manda hubiera tirado la toalla. Hago extensible ese agradecimiento a toda su familia. También a Armando

Artiles, Elena Sánchez, Gaby Vega y familia, Mireia Beltrán y Luis Castellano, siempre alentándome y dándome ánimos. No puede faltar mi amigo Juan Antonio Peña, incondicional compañero de viaje desde que lo conociera en la antigua Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ETSII) de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC). Gracias por tus consejos y por ser mi aliado siempre sin fisuras ni titubeos. En los momentos más oscuros, has sido mi luz. También por tratarme siempre con respeto y amabilidad y por no ver en mí una amenaza, sino una oportunidad, lo cual demuestra tu inteligencia, seguridad y tu corazón noble. Hago extensible ese agradecimiento a su mujer, Guaya.

Quiero mencionar además, a dos personas que se fueron al cielo también en el transcurso de esta tesis, Chano Torres y Mariquita Santana, familiares que siempre me defendieron y quisieron, manteniendo en todo momento una mirada transparente hacia mí y confianza plena en mis capacidades. La fuerza que me mandan ha sido imprescindible en todo el transcurso de la tesis.

Existen multitud de personas desde diferentes ámbitos que han aportado su granito de arena desde que yo estudiaba en el colegio, incluso muchas de ellas sin saberlo o sin sentirlo así. A todas ellas, gracias.

En cuanto a lo relacionado más concretamente con la tesis doctoral, quiero agradecer a todas las personas que han contribuido, de una forma u otra, en el desarrollo de la misma:

- A mi director de tesis doctoral, Alexis Lozano Medina, por permitir la culminación de este trabajo.
- A mi tutor de tesis doctoral, José Antonio Carta González, por el trato que me ha profesado en todo momento y por sus ánimos para que culmine esta tesis.
- A los profesores de la ULPGC: Salvador Galván Herrera, Sebastián Ovidio Pérez Báez, Ana María Blanco Marigorta, y Federico León Zerpa, por sus consejos y ánimos.

Por último, me gustaría terminar los agradecimientos ilustrando una imagen que me ha marcado de por vida, donde se escenifica la transmisión entre abuelo y nieto del amor por la naturaleza y la educación vinculada al trabajo desde que se es pequeño:



Mi abuelo Pepe y yo cogiendo hierba para las cabras en Tunte, nuestro querido pueblo. Fotografía perteneciente al autor de esta tesis doctoral: Hilario José Torres Herrera.

RESUMEN

Para lograr los objetivos mínimos de penetración de fuentes de energías renovables (RES, por sus siglas en inglés) y desarrollo del almacenamiento energético que los diferentes organismos han marcado, esta tesis aporta dos contribuciones: una propuesta metodológica de evaluación del potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) y un modelo de operación dinámico de sistemas PHES.

En la *Contribución 1*, el objetivo es proponer una metodología universal modulable de réplica sencilla que sirva como herramienta para la evaluación del potencial viable de PHES en un determinado territorio, mediante el uso de un paquete de restricciones previamente prediseñado. Se incluye un algoritmo de optimización. Además, los resultados se clasifican en cuencas o intercuencas de barrancos y demuestran que el alto potencial supuesto a priori se reduce considerablemente, evidenciando la importancia que tiene que las restricciones aplicadas se adapten al territorio en cuestión. Se aplica la metodología en la isla Gran Canaria, por su enorme cantidad de grandes presas y por no disponer de ninguna central hidroeléctrica a gran escala actualmente.

En la *Contribución 2*, el objetivo principal es crear un modelo de operación dinámico que estudie la aportación de un sistema PHES a un determinado mercado eléctrico en un escenario de aumento de la penetración de RES. Se aplica el modelo al caso de la central Salto de Chira, en la isla de Gran Canaria. Los resultados validan la estrategia de operación de la central de ciclo instantáneo y la necesidad de; aprovechar otras centrales PHES; usar otras tecnologías de almacenamiento; y continuar utilizando fuentes de energías convencionales (CES, por sus siglas en inglés) hasta que las RES puedan cubrir por sí mismas la demanda eléctrica. El modelo se valida al emitir resultados fidedignos en los márgenes establecidos en el proyecto de la central y también porque se encuentran en el rango de las diferentes previsiones realizadas hasta el momento.

ABSTRACT

In order to achieve the minimum targets for the penetration of renewable energy sources (RES) and the development of energy storage set by the different organisations, this thesis provides two contributions: a methodological proposal for the evaluation of the potential for pumped hydro energy storage (PHES) and a dynamic operation model for PHES systems.

In "Contribution 1", the objective is to propose a universal, modularised methodology for simple replication that serves as a tool for the evaluation of the viable potential of PHES in a given territory, through the use of a package of predesigned constraints. An optimisation algorithm is included. Furthermore, the results are classified in basins or interbasins of ravines and demonstrate that the high potential assumed a priori is considerably reduced, showing how important it is that the restrictions applied are adapted to the territory in question. The methodology is applied to the island of Gran Canaria, because of its large number of large dams and the fact that it does not have any large scale hydroelectric power plants at present.

In "Contribution 2", the main objective is to create a dynamic operation model that studies the contribution of a PHES system to a given electricity market in a scenario of increased RES penetration. The model is applied to the case of the Salto de Chira power plant on the island of Gran Canaria. The results demonstrate the optimisation of the plant's operation strategy and the need to: take advantage of other PHES plants; use other storage technologies; and continue using conventional energy sources (CES) until the RES can cover the electricity demand on their own. The model is validated by providing reliable results within the margins established in the power plant project and also because they are within the range of the different forecasts made so far.

Índice General

Índice de Figuras	24
Índice de Tablas.....	29
1. Introducción general	32
1.1. Introducción.....	32
1.2. Objetivos de la tesis doctoral.....	62
1.3. Metodología de la tesis doctoral.....	64
1.4. Estructura de la tesis doctoral.....	65
2. Revisión del estado del arte	68
2.1. Introducción.....	68
2.2. Integración de RES en la red eléctrica.....	69
2.3. Tecnologías de almacenamiento energético	76
2.4. El almacenamiento energético PHES	83
2.5. Metodología de evaluación del potencial PHES.....	91
3. Contribución 1: Propuesta metodológica para evaluación del potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) en un determinado territorio y su aplicación a la isla de Gran Canaria.....	100
3.1. Métodos	100
3.1.1. Adopción de supuestos para el modelo	104
3.1.2. Creación de base de datos de presas y de conexiones.....	106
3.1.2.1. Creación de una base de datos de presas existentes	106
3.1.2.2. Creación de una base de datos de emparejamientos posibles.....	107
3.1.3. Cálculo del potencial de almacenamiento teórico y aplicación de los criterios de aceptabilidad	107
3.1.3.1. Cálculo del potencial teórico antes de criterios de aceptabilidad.....	107
3.1.3.2. Criterios técnicos de aceptabilidad	109

3.1.4. Optimización	111
3.1.5. Aplicación de parámetros restrictivos	113
3.1.5.1. Aplicación de los parámetros restrictivos técnicos restantes	113
3.1.5.2. Distancia a la red eléctrica.....	114
3.1.5.3. Aplicación de parámetros restricciones medioambientales.....	115
3.1.6. Cálculo final del potencial de almacenamiento PHES viable	117
3.2. Aplicación de la propuesta metodológica al caso de la isla de Gran Canaria.....	117
3.2.1. Conjuntos de datos y detección de emparejamientos.....	119
3.2.2. Distancia de los emparejamientos a la red eléctrica y evolución de resultados durante la metodología.....	125
3.2.3. Discusión de resultados	131
4. Contribución 2: Análisis de un modelo dinámico para operar sistemas de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) y aplicación a la central Salto de Chira	145
4.1. Métodos	145
4.1.1. Proceso de creación de un modelo de operación dinámico	145
4.1.2. Consideraciones fundamentales del modelo.....	149
4.2. Escenarios supuestos en el sistema energético de Gran Canaria.....	152
4.2.1. Demanda eléctrica instantánea en la isla	152
4.2.2. Escenarios supuestos en el <i>mix</i> de generación eléctrica	154
4.2.3. Escenarios supuestos en el <i>mix</i> de generación eléctrica relativos únicamente a las fuentes de energía renovables (RES).....	159
4.3. Aplicación del modelo a la central Salto de Chira	161
4.3.1. Principales propiedades técnicas de la central PHES Salto de Chira.....	161
4.3.2. Curvas de llenado de las presas de Chira y Soria.....	162
4.4. Aportación de la central Salto de Chira al mercado energético de Gran Canaria	165

4.4.1. Resultados obtenidos. Modelo de operación dinámico de la central	165
4.4.2. Evaluación de impacto ambiental y magnitudes socio-económicas.....	171
5. Conclusiones.....	173
5.1. Conclusiones inherentes a la <i>Contribución 1</i>	173
5.2. Conclusiones inherentes a la <i>Contribución 2</i>	180
5.3. Conclusiones finales	182
Bibliografía.....	185
Anexos.....	208
Introducción.....	208
Anexo A. Publicaciones en revistas	209
Anexo B. Publicaciones en congresos	211
Anexo C. Transferencia de tecnología y conocimiento científico de las publicaciones científicas desarrolladas en el marco de la tesis.....	215

Índice de Figuras

Figura 1. Mapa mundial de distribución por países del progreso en el Índice de Desarrollo Humano (IDH) en 2019. Elaboración propia a partir de datos obtenidos de <i>www.datosmacro.com</i> [35] mediante el uso del software <i>www.mapinseconds.com</i> [38].	34
Figura 2. Mapa mundial de distribución del progreso en el <i>Acceso a la Electricidad</i> en 2019. Elaboración propia a partir de datos obtenidos del <i>Banco Mundial</i> [37] y <i>www.datosmacro.com</i> [36] mediante el uso del software <i>www.mapinseconds.com</i> [38].	34
Figura 3. Acuerdo de París en 2022. Países con más emisiones totales de CO ₂ y estado legal del acuerdo. Elaboración propia a partir de datos de las Naciones Unidas [62] y de <i>www.datosmacro.com</i> [36].	36
Figura 4. Pacto de los Alcaldes por la Energía y el Clima, en cifras. Elaboración propia a partir de datos obtenidos de la <i>web</i> del Pacto de los Alcaldes [74].	39
Figura 5. Capacidad de intercambio de energía eléctrica para 2026. Elaboración propia a partir de datos obtenidos de REE [78].	41
Figura 6. Mapa del área estudio. Elaboración propia.	44
Figura 7. Diagrama de funcionamiento de una central de almacenamiento de energía eléctrica por bombeo reversible (PHES). Elaboración propia.	53
Figura 8. Relación entre las contribuciones científicas que emanan de esta tesis y los capítulos de la misma. Elaboración propia.	66
Figura 9. Diagrama que representan la estructura del capítulo “2. <i>Revisión del estado del arte</i> ”. Elaboración propia.	69
Figura 10. Retos y soluciones para la integración de fuentes de energías renovables (RES). Elaboración propia a partir de REE [184].	75
Figura 11. Comparativa de diferentes tipos de costes entre diversas tecnologías de almacenamiento energético. Elaboración propia a partir de la extrapolación de datos obtenidos de Luo et al. [196] y Zia et al. [214].	83

Figura 12. Diagrama de flujo de la metodología de evaluación del potencial PHES. Elaboración propia.....	102
Figura 13. Estructuración de la isla de Gran Canaria en cuencas, intercuenas y barrancos de la isla de Gran Canaria. Elaboración propia.....	120
Figura 14. Ubicación en el territorio insular detallado en relieve de las 69 " <i>grandes presas</i> " en agrupación con el resto de elementos hidrográficos: cuencas, intercuenas, cauces y barrancos. Icono que representa las presas: elaborado por Freepik en www.flaticon.com [250], consultado el 19 de Junio de 2022. Elaboración propia.....	121
Figura 15. Ubicación de las presas en conjunto con los espacios insulares protegidos medioambientalmente. (A) Espacios incluidos en zona ZEC (Zona Especial de Conservación), categoría de la Red Natura 2000. (B) Espacios incluidos en zona ZEPA (Zona de Especial Protección para las Aves), categoría de la Red Natura 2000. (C) Espacios incluidos en la Red Canaria de Reservas de la Biosfera. (D) Espacios incluidos en la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos. Elaboración propia.....	123
Figura 16. Subestaciones eléctricas actuales y próximas a implementar. Centrales energéticas actuales (Selección 1 y Selección 2), y la próxima central energética de Salto de Chira (Selección 3). Icono que representa las centrales energéticas elaborado por Freepik en www.flaticon.com [250], consultado el 20 de junio de 2022. Mapas de fondo obtenidos de Google Earth [253]. Elaboración propia.....	127
Figura 17. Zooms de las zonas seleccionadas en la Figura 16. (A) Zoom 1: Detalle de la zona donde se ubica la central térmica denominada "Central de Jinámar". (B) Zoom 2: Detalle de la zona donde se ubica la central térmica denominada "Central del de Barranco de Tirajana". (C) Zoom 3: Detalle zonal de la cuenca del barranco de Arguineguín donde se ubicará la central hidroeléctrica denominada "Central de Salto de Chira". Icono que representa las centrales energéticas elaborado por Freepik en www.flaticon.com [250] consultado el 21 de junio de 2022. Iconos que representan las subestaciones eléctricas: elaboración propia. Mapas de fondo obtenidos de Google Earth [253]. Elaboración propia.....	129
Figura 18. Esquema de la evolución del cálculo del potencial y de la cantidad de conexiones entre presas a medida que avanza la metodología según la Figura 12. En la figura: CS, Conexiones; Prs, Presas. Elaboración propia.....	130

Figura 19. Inclusión de las 69 presas consideradas en este estudio en los instrumentos de protección medioambiental. Elaboración propia.	138
Figura 20. Diagrama de funcionamiento de una central de almacenamiento de energía eléctrica por bombeo reversible (PHES) en función de la producción energética. Elaboración propia.....	146
Figura 21. Diagrama de flujo metodológico de operación de la central PHES. Elaboración propia.....	152
Figura 22. Demanda real eléctrica correspondiente a la primera semana del mes de enero, en el año 2018. Elaboración propia.	153
Figura 23. Estructura del mix de generación energético en un día concreto (específicamente el 02/01/2018). Elaboración propia.	154
Figura 24. Estructura del mix de generación energético en un día concreto (02/01/2018), con diferentes potencias instaladas RES supuestas: (A), el doble; (B), el triple; (C), el cuádruple; y (D), el quintuple de la potencia instalada real para ese día. Elaboración propia.	157
Figura 25. Estructura del mix de generación energético en un día concreto (02/01/2018), con el décuplo de potencia instalada RES supuesta en base a la potencia instalada real para ese día. Elaboración propia.....	159
Figura 26. Estructura del mix de generación energético en un día concreto (02/01/2018), con una potencia instalada RES supuesta diez veces mayor que la real para ese día y considerando únicamente las RES. Elaboración propia.	161
Figura 27. Curva de llenado correspondiente a la presa de Chira en el intervalo de alturas operables por la central Salto de Chira. Elaboración propia.....	163
Figura 28. Curva de llenado correspondiente a la presa de Soria en el intervalo de alturas operables por la central Salto de Chira. Elaboración propia.....	164
Figura 29. Aportación de la central Salto de Chira al sistema eléctrico de la isla de Gran Canaria. Simulación de 8 días completos de operación: a) del día 1 al día 4, ambos incluidos; b), del día 5 al día 8, ambos incluidos.	171
Figura 30. Imagen del futuro posible emparejamiento entre las presas de Las Niñas y la presa de Soria. Se representa también la conexión Chira-Soria. Las Niñas y Chira se	

encuentran a una altitud mayor que la presa de Soria, que ejercería de presa común para ambas conexiones. Las tres presas se localizan en la Cuenca del Barranco del Arguineguín. Los mapas de fondo han sido obtenidos de Google Earth [253].
Elaboración propia..... 176

Índice de Tablas

Tabla 1. Potencia instalada (MW) por principales tipos de tecnología de generación para 2026 en Canarias.	49
Tabla 2. Balance de generación (GWh) por principales tipo de tecnología de generación para 2026 en Canarias.....	49
Tabla 3. Comparativa de la evolución de la potencia instalada de almacenamiento energético tipo PHES a gran escala (MW) para el periodo 2010-2019.....	59
Tabla 4. Estructura de la tesis doctoral.....	65
Tabla 5. Comparativa de eficiencias entre diferentes tipos de tecnologías.	79
Tabla 6. Ranking de países con mayor nivel de desarrollo de almacenamiento energético tipo PHES.	90
Tabla 7. Tipología de estudio escogido en función del tipo de presas del emparejamiento.	105
Tabla 8. Valores límite de los parámetros técnicos (o criterios) de aceptabilidad.....	110
Tabla 9. Restricciones para el resto de los parámetros técnicos de la conexión entre presas.	113
Tabla 10. Parámetros restrictivos medioambientales.	116
Tabla 11. Frecuencias y porcentajes de las distancias desde los emparejamientos compatibles hasta la red eléctrica.	131
Tabla 12. Resultados globales (después de optimizar y antes de aplicación del resto de restricciones) que recogen los datos: número de par, nombre de la <i>Presa A</i> , nombre de la <i>Presa B</i> , nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la <i>Presa A</i> , nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la <i>Presa B</i> , energía almacenada, potencia instalada de almacenamiento, distancia entre presas, altura entre presas y distancia a la red eléctrica.....	134
Tabla 13. Resultados globales (después de aplicación del resto de restricciones) que recogen los datos: número de par, nombre de la <i>Presa A</i> , nombre de la <i>Presa B</i> , nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la <i>Presa A</i> , nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la <i>Presa B</i> , energía almacenada, potencia instalada de	

almacenamiento, distancia entre presas, altura entre presas y distancia a la red eléctrica.	137
Tabla 14. Distribución de los resultados de evaluación del potencial de almacenamiento energético PHES estructurados en cuenca e intercuencas, inmediatamente después de la aplicación del algoritmo de optimización.....	142
Tabla 15. Distribución de los resultados de evaluación del potencial de almacenamiento energético PHES estructurados en cuenca e intercuencas, inmediatamente después de la aplicación de los parámetros técnicos restrictivos e inmediatamente antes del empleo de los parámetros técnicos medioambientales.	143

Capítulo

1

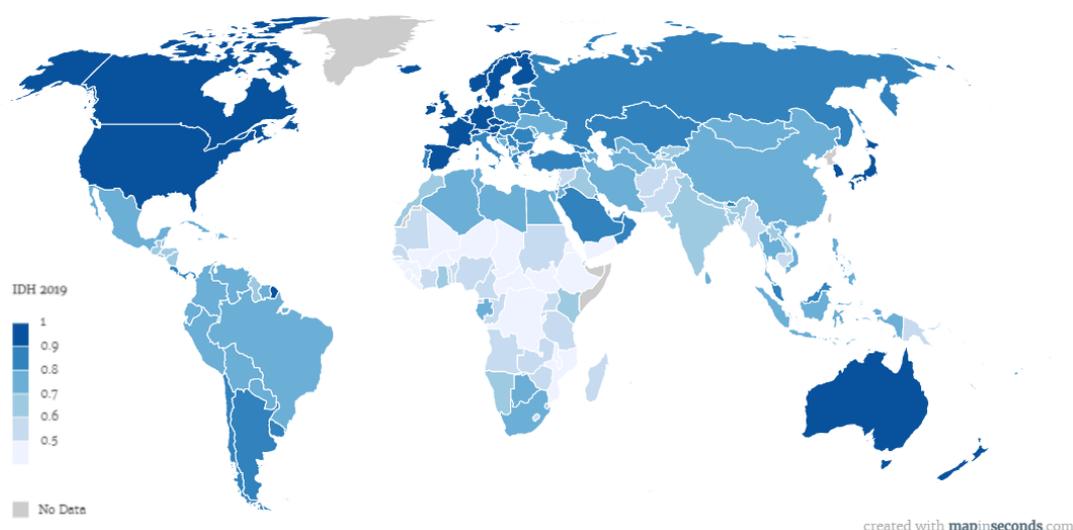
1. Introducción general

1.1. Introducción

Desde la prehistoria, la energía ha sido un factor imprescindible en la evolución del ser humano hasta nuestros tiempos, ya sea la energía del sol, aquella que se obtiene al encender una hoguera, o millones de años después, la producida cuando se fisiona un átomo, se quema petróleo o se hace girar un aerogenerador. Es un factor capital en la supervivencia y el desarrollo del ser humano como especie y por ese motivo está íntimamente ligada a la idea de soberanía y de crecimiento económico de ese país [1–8]. Es por ello que aquellos países del mundo que poseen grandes reservas de combustibles fósiles articulan el contexto estratégico energético mundial, debido a al hecho de que esas reservas son limitadas y terminarán agotándose [1,3,9]. Esta dinámica provoca relaciones comerciales que en ocasiones derivan en conflictos diplomáticos [10–15], y en última instancia, bélicos [16–20]. Por tanto, en un mundo en el que cada país fuera soberano en términos energéticos, o en otras palabras, que fuera capaz de producir la cantidad de energía que necesita, las guerras se reducirían considerablemente, y los *índices de desarrollo humano* (IDH) estarían en condiciones de empezar a mejorar [21–23]. Sin embargo, no es posible alcanzar la soberanía energética de un modo continuo en el tiempo sólo con el uso de fuentes de energías convencionales (CES, por sus siglas en inglés) para todos los países, pues para ello todos los países del mundo deberían disponer de las reservas suficientes de combustibles fósiles, lo cual ha quedado patente a lo largo de la historia que ha no sólo no ha sido posible, sino que esas reservas se están agotando [1,3,9]. Además, por otro lado, tampoco podría realizarse por el

gravísimo impacto ambiental que eso supondría para nuestro planeta [23–28]. Por tanto, es necesario lograr esa soberanía energética a través del uso de todas las fuentes de energías renovables (RES, por sus siglas en inglés) existentes, lo cual subsana el problema existente con los combustibles fósiles, relativo a la geolocalización en pocos países de los recursos energéticos de todo el planeta y también contribuyen a preservar el medio ambiente [29–34], integrando la actividad humana en la naturaleza.

La Figura 1 muestra un mapa de los países del mundo clasificados por un código de colores según su IDH de 2019, con datos obtenidos de *www.datosmacro.com* [35]. Por otro lado, en la Figura 2 se expone también en un mapa el nivel de electrificación de los países en el año 2019, con datos obtenidos del *Banco Mundial* y una estructuración de países basada en la que existente en *www.datosmacro.com* [36,37]. Realizando una mirada de conjunto entre ambas figuras, se puede comprobar la estrecha relación que guardan ambos índices entre sí, de forma directamente proporcional, excepto en algunos casos concretos donde el IDH es bajo aun presentando una alta electrificación, cómo es el caso de algunos países de Centroamérica, Sudamérica y de México. También muchos países de Europa del Este y por la región de Asia, destacan China y Mongolia. Por otro lado, todos los países y regiones con mayor IDH (entre 0,9 y 1) presentan una electrificación muy elevada (del 100%).



paulatinamente, originando el fenómeno conocido como cambio climático [41–43]. El problema es de tal magnitud, que la Unión Europea declaró la emergencia climática el 28 de noviembre de 2019 [44].

El cambio climático es el responsable del rápido deterioro del medio ambiente del planeta [45–47], el causante de muchos desastres naturales acaecidos en los últimos años [48–52], y el factor desencadenante de fuertes problemas de salud pública entre la ciudadanía [53–56]. Algunos expertos ya avisan de que la humanidad llega tarde en la lucha contra el cambio climático [57]. No obstante, como es natural, hay que seguir buscando soluciones para luchar contra este fenómeno, e incrementando los recursos destinados a tal fin. Además, se debe seguir concienciando a la ciudadanía en su totalidad y específicamente a los gobiernos de todos los países y regiones del mundo, incluso llegando a los gobiernos locales [58,59].

La lucha contra este fenómeno se ha convertido en un objetivo prioritario a nivel mundial, dando paso a acuerdos multilaterales de diversa índole.

El 25 de septiembre de 2015 la Asamblea General de la ONU adoptó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible [60], un plan de acción multidisciplinar y que pretende abarcar todos los aspectos claves para la humanidad y para el planeta. El plan propone 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), que incluyen 169 metas a alcanzar antes de la fecha límite acordada, el año 2030. Entre esos ODS destacan aquellos que evidencian la importancia de un mundo energéticamente sostenible y adaptado al cambio climático, concretamente los ODS 7 y 13:

“Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna asegurar el acceso al agua y la energía; promover el crecimiento económico sostenido; adoptar medidas urgentes contra el cambio climático; promover la paz y facilitar el acceso a la justicia.”

“Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.”

Por otro lado, el último acuerdo adoptado por la Comunidad Internacional para combatir el cambio climático es el Acuerdo de París [61], que entró en vigor el 4 de noviembre de 2016 y que establece como objetivo: mantener la temperatura global del planeta por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales y hacer todo lo necesario por intentar que ese valor se reduzca hasta 1,5°C. La aplicación del Acuerdo de París empezó en 2020, una vez terminó el periodo del anterior gran acuerdo vigente, el Protocolo de Kioto. Este ambicioso objetivo supone, de forma implícita, acelerar todos los procedimientos que ayudan a lograrlo, como: la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), el aumento de la producción energética a partir de fuentes de energías renovables (RES) y la mejora de la eficiencia energética. En la Figura 3 se expone un gráfico con los países del mundo que más emisiones de CO₂ emiten a la atmósfera y el estado legal del acuerdo en la actualidad. Los datos se han obtenido de las Naciones Unidas [38] y de *www.datosmacro.com* [36].

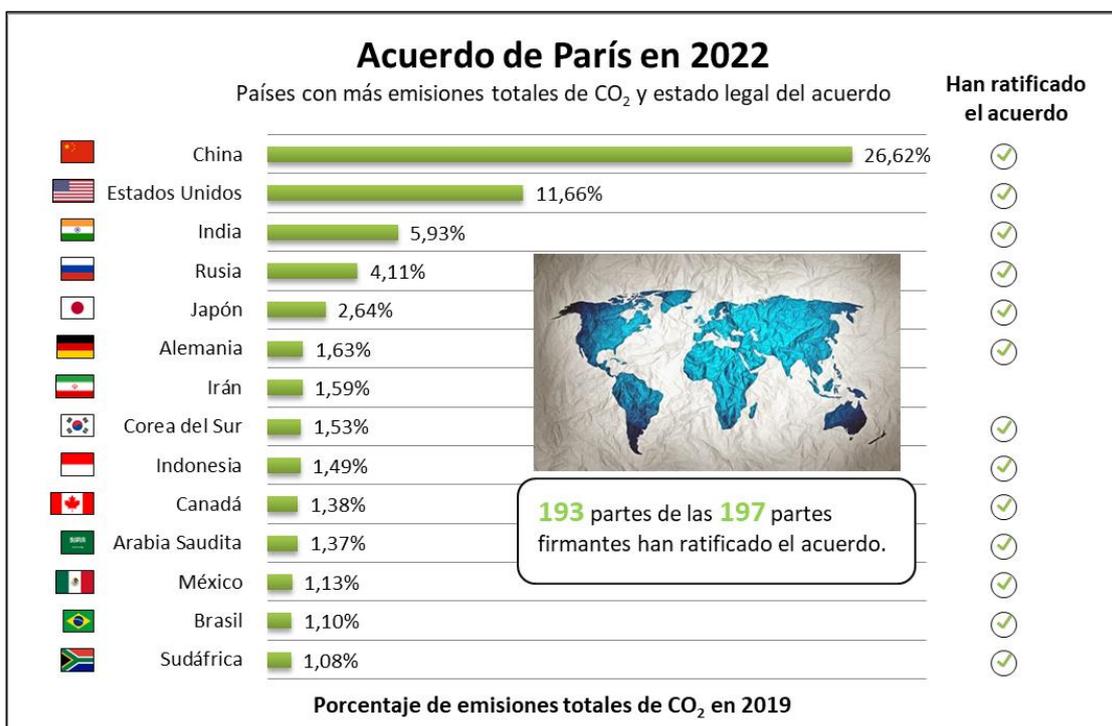


Figura 3. Acuerdo de París en 2022. Países con más emisiones totales de CO₂ y estado legal del acuerdo. Elaboración propia a partir de datos de las Naciones Unidas [62] y de *www.datosmacro.com* [36].

De la Figura 3 se desprende que si se suman las emisiones del *Top 5* de la lista (China, Estados Unidos, India, Rusia y Japón) el resultado es del 50,96%, es decir, casi con total

exactitud, estos 5 países representan la mitad de las emisiones del mundo. Todos han ratificado el acuerdo, sin embargo, no todos tienen los mismos recursos para hacer frente a las medidas que se deben adoptar para reducir esas emisiones. Es el caso, de por ejemplo, la India [62], a la que deberán apoyar los países con más capacidad económica en su objetivo propio de reducir las emisiones en su país. Por otro lado, Irán, el séptimo país que más contamina, ha decidido no ratificar el acuerdo y por tanto eludir los compromisos que ese acuerdo conlleva. Es un caso excepcional, pues si se mira la fotografía general del acuerdo, 193 de 197 partes han ratificado el acuerdo.

La generación de energía a partir de RES es la solución prioritaria en la que están puestas las esperanzas de la humanidad para afrontar el grave fenómeno del cambio climático. Pero, para lograr el objetivo de estabilizar las emisiones de GEI deben promoverse medidas más agresivas en la implementación de las RES.

Se prevé un aumento de las necesidades energéticas a nivel mundial con respecto a 2020: para el año 2030, habrá un aumento de un 25%; y para el año 2050 el consumo de electricidad será más del doble que en 2020 [63]. Ante esa previsión de aumento, el mundo debe usar las RES como modelo de obtención de esa energía de forma sostenible y evitar así que ese aumento provoque una dependencia mayor de los combustibles fósiles.

A nivel mundial, las RES han experimentado un crecimiento exponencial auspiciado por este compromiso internacional. Se ha conseguido instalar más del doble de la capacidad instalada de RES, que ha pasado de casi 1227 GW a 2537 GW sólo en la última década 2010-2019 [64]. Dentro del mix energético de RES del año 2019, la energía hidroeléctrica contaba con 1310 GW instalados, lo que equivale a un 51,6% sobre el total de potencia instalada RES en ese año [64].

En cuanto a política energética mundial, el evento de mayor envergadura de los últimos años ha sido la 26ª Conferencia de las Partes (COP26) en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), celebrado en *Glasgow* en el último trimestre de 2021 [65]. Este evento dio origen al denominado “*Pacto de Glasgow*”, que contiene los siguientes acuerdos a destacar: mantener los objetivos

recogidos en el Acuerdo de París [61] de limitar el incremento medio mundial a 2°C respecto a niveles preindustriales y esforzarse por no superar los 1,5°C recogiendo y reconociendo la necesidad de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un 45% para 2030 (con respecto a los niveles de 2010) a tal fin; hay que acelerar los procedimientos para reducir la dependencia del carbón y eliminar los subsidios “ineficientes” para los combustibles fósiles; objetivo de financiar 100 000 millones de dólares en cuestiones climáticas al año; y apoyo en la financiación a los países en vías de desarrollo para que puedan combatir los impactos del cambio climático.

A nivel continental, la Unión Europea, en su compromiso con el Acuerdo de París, ha aprobado en junio de 2021 la Ley Europea del Clima [66]. Esta ley tiene por objetivo traducir a la legislación lo acordado en el Pacto Verde Europeo, en diciembre de 2019 [67]. En ese pacto, los 27 Estados miembros estipularon, como objetivo principal, alcanzar la neutralidad climática para el año 2050.

La Unión Europea, en el Marco de Actuación en Materia de Energía y Clima [68], estableció para el año 2030 una serie de Objetivos Clave que los países miembros, de forma colectiva, deberían velar por lograr. Uno de esos objetivos es alcanzar una cuota de energía procedente de las renovables del 32%, en el mix energético europeo. En esa cifra se incluye como RES la energía hidroeléctrica. Los otros dos objetivos son: reducir, como mínimo un 40%, la emisión de GEI con respecto a 1990 y mejorar la eficiencia energética al menos en un 32,5%.

Además, fue precisamente con el Pacto Verde Europeo y la Ley Europea del Clima, que la Comisión estableció aumentar desde el 40% mencionado al 55% el mínimo de las emisiones de GEI que se deben reducir para el año 2030, con respecto a los niveles de 1990.

El almacenamiento energético es la piedra angular que necesita el sistema eléctrico para albergar aquellos excedentes de producción de RES que se están desperdiciando, y así poder aumentar la penetración de RES perseguida por las instituciones europeas [69–

72]. Como consecuencia directa de ello, se favorecerá la consecución del objetivo de reducir los GEI emitidos a la atmósfera.

Por otro lado, Europa lanzó en 2008 la iniciativa Pacto de los Alcaldes por la Energía y el Clima, con el objetivo de que los gobiernos locales se adhirieran de forma voluntaria para alcanzar los objetivos de la Unión Europea en materia de energía y clima [73]. Se requiere que desarrollen, en un plazo máximo de dos años desde la fecha de aneXión al pacto, un Plan de Acción para el Clima y la Energía Sostenible (PACES), con el objetivo de recortar las emisiones un 40% para el año 2030. En la Figura 4 se muestra un resumen gráfico de las cifras más destacables de este acuerdo a nivel europeo, a partir de datos obtenidos de la *web* del proyecto, coordinada por la Oficina del Pacto de los Alcaldes [74]:



Figura 4. Pacto de los Alcaldes por la Energía y el Clima, en cifras. Elaboración propia a partir de datos obtenidos de la *web* del Pacto de los Alcaldes [74].

De la Figura 4 se puede ver la poca cantidad de planes rechazados con respecto al total, lo cual refleja el compromiso de los firmantes por realizar estos planes ajustándose a los estándares establecidos.

Más recientemente, y debido a la crisis económica, sanitaria y social que ha generado la epidemia de COVID-19, las autoridades europeas han promovido un Plan de

Recuperación con un instrumento financiero muy potente, los fondos “*NextGenerationEU*”, en el cual se le da gran importancia a la transición energética y la lucha contra el cambio climático [75].

A finales de 2019, el Reino de España, contaba con una cuota de generación eléctrica con energías renovables del 37,5%, según el “Informe del Sistema Eléctrico Español” del operador de la red eléctrica, Red Eléctrica de España SAU (REE) [76]. En esa cuota, la energía hidroeléctrica representa un 25,3%. España necesita aumentar esos indicadores con un compromiso firme.

El Marco Estratégico de Energía y Clima de España (MEEC) [77] engloba todos aquellos planes y estrategias necesarios para el desarrollo de las RES, la lucha contra el cambio climático y la preservación del medio ambiente.

Una forma de tener más capacidad de gestionar la energía del mercado español y poder incluir mayores cuotas de energías renovables es mejorar las interconexiones con otros países. En la Figura 5 se expone un mapa de las interconexiones eléctricas que el mercado eléctrico español prevé lograr para 2026, elaborado a partir de datos de REE [78]:

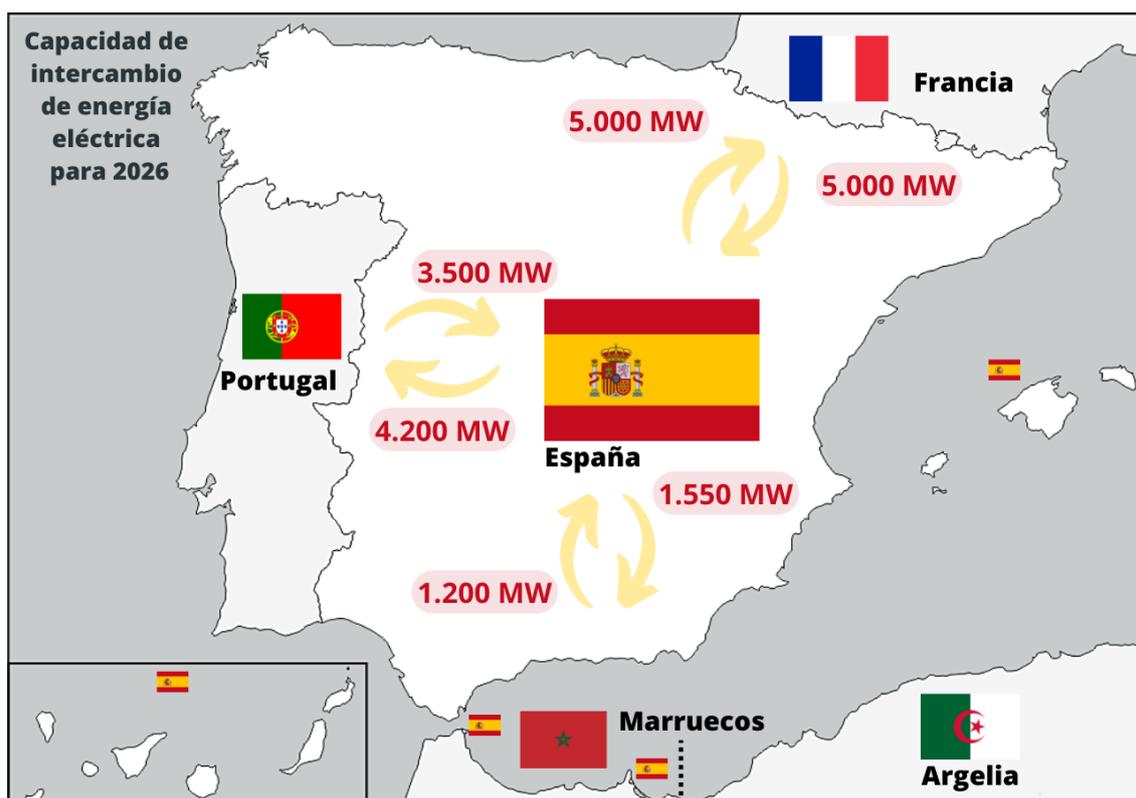


Figura 5. Capacidad de intercambio de energía eléctrica para 2026. Elaboración propia a partir de datos obtenidos de REE [78].

En la Figura 5 se puede observar cómo se prevé que se desarrollen en 2026 los intercambios de energía eléctrica con los países vecinos. En el caso de Francia, se pretende vender la misma cantidad de energía eléctrica que la que se compre. Para el caso de Marruecos se prevé que haya superávit energético a favor de España, al igual que con Portugal.

Uno de los pilares fundamentales del MEEC es el Plan Nacional de Integrado de Energía y Clima para el periodo 2021-2030 (PNIEC21-30) [79], que prevé alcanzar los siguientes resultados para el año 2030: una reducción de emisiones de GEI respecto a 1990 de un 23%; un 42% de cuota de RES sobre el uso final de la energía; mejorar la eficiencia energética en un 39,5% y una cuota RES en el mix de generación eléctrica de un 74%. Todo ello en aras de lograr el objetivo final de convertir España en un país neutral en cuanto a emisiones de GEI se refiere para el año 2050. Este último hito y su hoja de ruta se recogen de forma detallada en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP2050) [80], de tal forma que esta estrategia se actualizará cada 5 años e irá recogiendo los cambios en los diversos PNIEC, que se aprueban cada 10 años. La

ELP2050 plantea reducir las emisiones de GEI en un 90% para el año 2050, con respecto a los niveles de 1990 y conseguir, también para ese año, que la cuota RES presente en el consumo final de energía sea del 100%. Otro de los pilares fundamentales del MEEC es la Estrategia de Transición Justa [81]. También destaca en el panorama energético nacional la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética [82]. Y por último, la que más directamente concierne al estudio de esta tesis, la Estrategia de Almacenamiento Energético [83], que desarrolla en profundidad lo estipulado en el PNIEC 21-30 y la ELP2050 en todo lo que refiere al almacenamiento energético. Además de lo expuesto, el PNIEC21-30 y ELP2050 se terminan de complementar con los siguientes documentos [84]: Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable; Hoja de Ruta del Autoconsumo; Hoja de Ruta del Biogás; y Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar.

El PNIEC21-30 y la ELP2050, y por tanto, todos los planes, estrategias y hojas de ruta vinculados se han diseñado en consonancia también con el “Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)”, aprobado por el Gobierno de España en octubre de 2020, que será la referencia para la gestión de los fondos europeos *Next Generation EU* [85], creados como instrumento temporal para impulsar la recuperación económica tras la pandemia causada por COVID-19 y que otorga especial relevancia a las tecnologías limpias y la eficiencia energética. De hecho, uno de sus objetivos es el “*Desarrollo de energías renovables incluyendo sistemas de apoyo necesarios como el almacenamiento...*”. El plan plantea la posibilidad de alcanzar en 2050 el objetivo de conseguir cubrir la demanda energética de la población produciendo esa energía con una cuota RES del 100%. Además, menciona la especificidad del hecho insular, fomentando una mejora de su sistema energético a través del almacenamiento, entre otras medidas.

Por otro lado, el Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030 en España [86], con el objetivo de lograr lo dispuesto en el Acuerdo de París y la Agenda 2030 dictada por la ONU, establece la contribución de cada Comunidad Autónoma. Para la Comunidad Autónoma de Canarias, el Gobierno de España pretende: mejorar la intensidad energética primaria en un 28,91% para el año 2025 con respecto a 2015; aumentar la cuota RES en el consumo de energía final desde el 2% existente en 2015 hasta un 15% para 2025; incrementar la penetración de las RES en la generación

eléctrica desde un 8% en el año 2015 hasta un 45% para el año 2025; y reducir las toneladas de CO₂ equivalente en un 21% para el año 2025 respecto a los niveles de 2014.

Es tal la preocupación por dar celeridad al proceso de lucha contra el cambio climático que el Gobierno de España acordó, en enero de 2020, declarar la emergencia climática y ambiental [87]. Esta declaración sirve como pretexto para varios compromisos que debe adoptar el gobierno. Uno de esos compromisos es de lograr la vinculación jurídica de los procedimientos de lucha contra el cambio climático, aprobando para ello la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética [88] (LCCTE), siendo el objeto de la misma asegurar el cumplimiento de los objetivos derivados del Acuerdo de París, el cual fue firmado por España el 22 de abril de 2016. En el artículo 3 de la ley se establecen los objetivos nacionales para el año 2030, destacando: reducir para ese año las emisiones de GEI para toda la economía del país, como mínimo, en un 23% respecto al año 1990 y conseguir una penetración RES en el mix de generación eléctrica de al menos un 74%. Como gran objetivo la ley establece que para antes de 2050 España debe alcanzar la neutralidad climática.

Vinculado a la LCCTE, el Gobierno de España también aprobó el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030 [89] (PNACC), que contiene líneas de acción por cada ámbito de trabajo. En el ámbito de la energía existen cuatro grandes líneas de acción que esencialmente buscan incorporar las consecuencias del cambio climático a cada vector del sistema energético: planificación y gestión de la energía; prevención de esas consecuencias en la generación, transporte, almacenamiento y distribución; y gestión de los cambios que provoca este fenómeno en la demanda eléctrica.

Por último, en lo que respecta al ámbito de aplicación nacional, toda la planificación descrita se complementa con la Planificación de la Red de Transporte de Electricidad 2021-2026 (PRTE21-26), desarrollada por el operador de la red eléctrica, REE, y que aporta el enfoque más práctico a los objetivos en el desarrollo de energías limpias y lucha contra el cambio climático [90]. Esta planificación sirve como instrumento para lograr que en 2026 la RES supongan un 67% del mix de generación español.

Pero no todas las regiones del país avanzan a un mismo ritmo. En la región conformada por las Islas Canarias (ver Figura 6), según el “Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019” [91], la cuota de energía renovable, en términos de producción de energía, sobre el total del mix de generación energético de la región, fue del 15,9% en 2019. Sobre el total de producción de energía procedente de RES, la contribución de la energía hidroeléctrica en la isla de Gran Canaria fue cero.

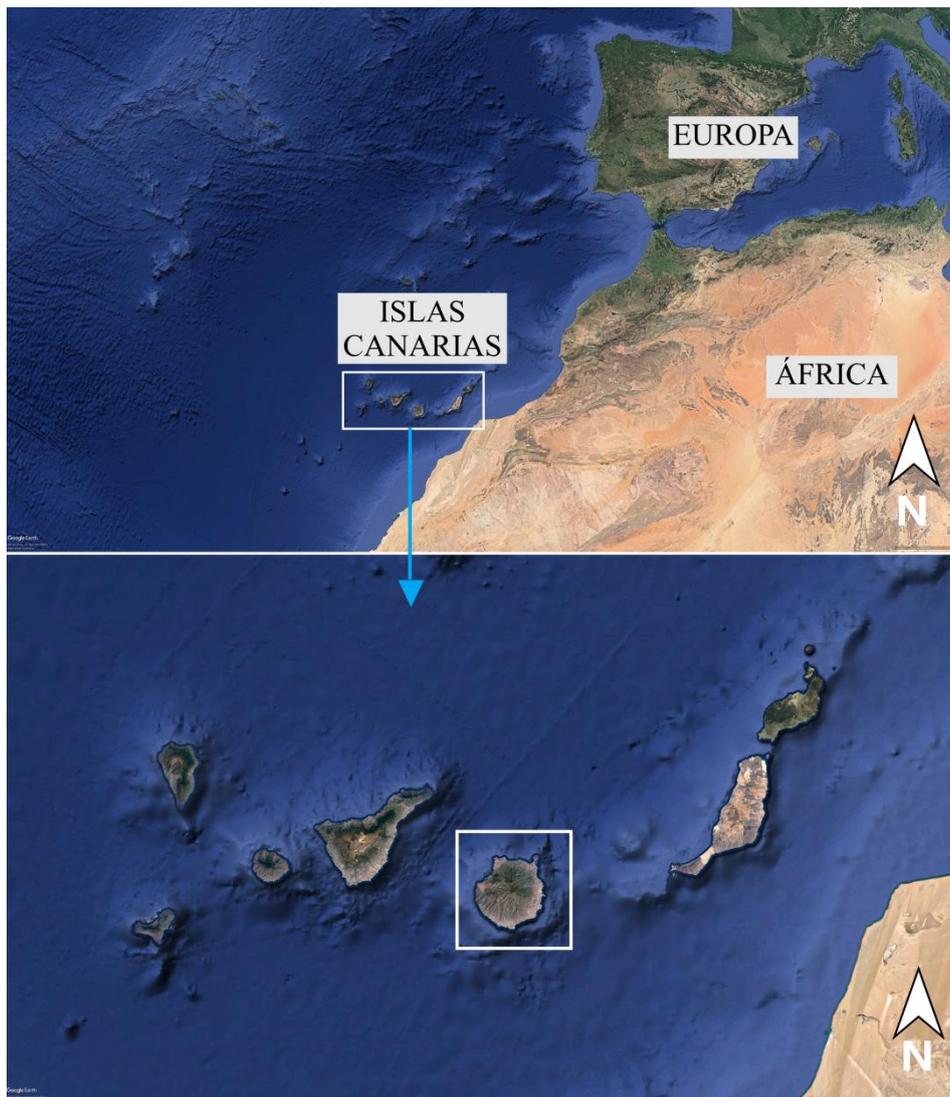


Figura 6. Mapa del área estudio. Elaboración propia.

La preocupación por el medio ambiente y el clima en la región es tal que el Gobierno de Canarias decretó en agosto de 2019 la aprobación de la “Declaración de emergencia climática en Canarias” [92], que fue ratificada posteriormente en el Parlamento de

Canarias en enero de 2020 [93]. Con esta declaración, el gobierno pretende comprometer todas las acciones venideras a partir de esa fecha en materia de lucha contra el cambio climático. La declaración supone el inicio de las actuaciones para el desarrollo de la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias (LCCTE-Can) [94] y del Plan de Acción Canario para la Implementación de la Agenda 2030 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (Agenda Canaria de Desarrollo Sostenible 2030) [95]. También establece la elaboración de un “Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Referencia” y de un “Estudio de Riesgos y Vulnerabilidades” frente al cambio climático, además de promover la adhesión de todos los municipios de la región al Pacto de los Alcaldes para el Clima y la Energía Sostenible. El principal objetivo es descarbonizar las Islas Canarias para el año 2040 mediante el uso de energías renovables y el aumento de la eficiencia energética, entre otras medidas.

El documento de referencia en la cúspide de la pirámide de objetivos climáticos y energéticos, en concordancia con la Agenda 2030 de la ONU [60] y el Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030 en España [86], es la Agenda Canaria de Desarrollo Sostenible 2030 [95]. En ella se recogen una serie de retos, políticas aceleradoras y prioridades de actuación en base a diferentes sectores. En el sector “Planeta”, el reto es denominado “*Hacer frente a la emergencia climática y ambiental*”, y la política aceleradora es “*Una región comprometida con el cambio climático y que respete los límites del planeta*”. En este eje “sector-reto-política” aceleradora se incluyen varias prioridades de actuación, en concreto seis:

- 1- “*Un mayor nivel de ambición climática para el año 2030*”.
- 2- “*Suministro de energía limpia, asequible y segura*”.
- 3- “*Economía circular, uso eficiente de la energía, del agua y otros recursos en los sectores productivos*”.
- 4- “*Hacia una contaminación 0 en un entorno sin sustancias tóxicas*”.
- 5- “*Preservación y restablecimiento de los ecosistemas y la biodiversidad*”.
- 6- “*Gestión integrada del territorio*”.

En cuanto al Objetivo de Desarrollo Sostenible nº 7 de la Agenda 2030 de la ONU “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”, la Agenda Canaria 2030 se marca una serie de metas propias regionales para lograr las metas globales, a destacar:

- 1- *“De aquí a 2030, aumentar considerablemente el porcentaje de viviendas cuya fuente de energía primaria consista en energías renovables.”*
- 2- *“De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de la energía renovable en el consumo final de energía”, hasta, como mínimo, el 29%.*
- 3- *“De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de la energía de origen renovable para la generación de energía eléctrica”, hasta, como mínimo, el 62%.*
- 4- *“De aquí a 2030, aumentar progresivamente la proporción de la energía renovable producida en Canarias y de la capacidad de almacenamiento energético, planificando el territorio para permitir este desarrollo”.*
- 5- *“De aquí a 2030, aumentar progresivamente la proporción de energía renovable sobre el total de energía consumida en los diferentes sectores de actividad en Canarias”.*
- 6- *“Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la generación de energía eléctrica en Canarias”, en un 41% con respecto a las emisiones correspondientes al año 2010.*

También la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias (LCCTE-Can), cuando se encuentre aprobada definitivamente [94], supondrá una fuerte vinculación jurídica en el cumplimiento de los objetivos derivados de la lucha contra el cambio climático. Esta ley llevará aparejada dos planes: el Plan Canario de Acción Climática y el Plan Canario de Transición Justa. También enlazará con dos estrategias: la Estrategia Canaria de Acción Climática y la Estrategia Canaria de Transición Justa y Justicia Climática. Ninguno de estos planes o estrategias están definitivamente aprobados [73]. También esta ley estará asociada al Pacto de los Alcaldes por la Energía y el Clima, iniciativa con alta participación en Canarias, especialmente en la isla de Gran Canaria, donde todos los municipios de la isla ya han entregado su Plan de Acción

por el Clima y la Energía Sostenible (PACES) [96], coordinados por el Consejo Insular de Energía (CIE), entidad perteneciente al Cabildo de Gran Canaria.

El último Plan Energético de Canarias (PECAN 2007) [97] incluía una serie de principios básicos y objetivos que definieron la política energética hasta 2015. El tercer principio era: *“Impulsar la máxima utilización posible de fuentes de energía renovables, especialmente eólica y solar, como medio para reducir la vulnerabilidad exterior del sistema económico y mejorar la protección del medio ambiente”*. El principio recogía como objetivo básico alcanzar una cuota de un 30% de generación eléctrica con RES para el año 2015. Llegada la fecha, sólo se alcanzó el 18,44%.

La Estrategia Energética de Canarias [98] para la década 2015-2025 (EECan25) es la sustituta del ya obsoleto PECAN 2007. El documento incluye un *análisis DAFO* del sistema energético canario que recoge como una debilidad la *“Alta dependencia del petróleo y reducida penetración de las energías renovables lo que redundará en una escasa diversificación del mix energético”*, y por tanto, considera una oportunidad de mejora el aprovechamiento de RES en el periodo 2015-2025.

Para ello, establece como uno de sus principios básicos: *“Lograr la máxima penetración de las energías renovables, de manera compatible con la preservación del medio natural, especialmente la eólica y solar en sus diferentes modalidades, pero fomentando también la implantación de otras energías alternativas: biomasa, geotérmica de baja temperatura o mediante el aprovechamiento energético de residuos”*. No se menciona, al menos de forma expresa, la energía hidráulica a gran escala.

De forma más concreta, establece una serie de objetivos estratégicos: mejorar en un 28,91% la intensidad energética primaria entre 2015 y 2025; aumentar la cuota RES en el consumo de energía final desde el 2% existente en 2015 hasta un 15% para el año 2025; incrementar la cuota RES en el mix de generación eléctrica desde el 8% existente en 2015 hasta un 45% para el año 2025; y reducir toneladas de CO₂ equivalente en, como mínimo, un 21% para el año 2025, con respecto a las toneladas de CO₂ equivalente correspondientes al año 2014.

Pero el documento definitivo de guía en lo que a transición energética se refiere es el Plan de Transición Energética de Canarias 2021-2030 (PTECan30), todavía sin aprobar [99], pero del cual ya existe un borrador [100], que establece para 2030 una potencia instalada RES en el conjunto de la región de 3455 MW, y para la isla de Gran Canaria de 1278,3 MW. El PTECan30 sustituirá previsiblemente a la EECan25 y estará en concordancia con lo dispuesto en la LCCTE [88] y con el PNIEC21-30 [79] y tendrá vinculadas 8 estrategias energéticas que ya han sido presentadas: Estrategia de Almacenamiento Energético de Canarias [101]; Estrategia del Vehículo Eléctrico en Canarias [102]; la Estrategia para el Autoconsumo Fotovoltaico [103]; Estrategia de la generación gestionable de Canarias [104]; Estrategia de la geotermia de Canarias [105]; Estrategia de las energías renovables marinas de Canarias [106]; Estrategia del hidrógeno verde de Canarias [107]; y Estrategia para la gestión de demanda y redes inteligentes de Canarias [108]. A destacar: la Estrategia de Almacenamiento Energético pretende, para 2040, lograr una capacidad total de almacenamiento a gran escala de 10 450 MWh; por otro lado, la Estrategia del Vehículo Eléctrico en Canarias tiene como uno de sus objetivos más destacados para el año 2030 que al menos el 80% de la energía generada para movilidad sea de origen renovable (ese porcentaje deberá incrementarse hasta el 100% en 2040) [102]; en cuanto a la Estrategia de Autoconsumo Fotovoltaico [103], se destaca de entre sus objetivos generales aumentar la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo (para toda la región) hasta, como mínimo, 1271 MW, para el año 2050; por otro lado, en la Estrategia de Generación Gestionable de Canarias [104], se propone como objetivo impulsar la ejecución de aquellos proyectos de centrales hidroeléctricas que se consideren esenciales para la gestión del sistema eléctrico para antes de 2031, y además, para 2040, alcanzar una capacidad de almacenamiento energético hidráulico a gran escala de 9100 MWh; y también, por último, hay que destacar lo propuesto en la Estrategia de Energías Renovables Marinas de Canarias [106], en cuanto a la energía eólica marina se refiere, que consiste en alcanzar para 2030 una potencia total instalada de 200 MW y de 1089,7 MW para el año 2040.

Por otro lado, en cuanto a las estimaciones se refiere, no se debe olvidar aquellas realizadas por el operador de la red, REE [90], que posee datos directamente vinculados

al día a día del mercado eléctrico. Estas estimaciones, en términos de potencia y también de energía se exponen en la Tabla 1 y en la Tabla 2, respectivamente, que se muestran a continuación:

Tabla 1. Potencia instalada (MW) por principales tipos de tecnología de generación para 2026 en Canarias.

Tipo de tecnología	La Palma	Tenerife-La Gomera	Gran Canaria	Fuerteventura-Lanzarote	Total Canarias ¹	%
Gasóleo-Fuelóleo	96	776	679	398	1949	50,19
Eólica	10	601	680	190	1481	38,14
Solar fotovoltaica	4	164	180	105	453	11,67
Total	110	1541	1539	693	3883	100,00

¹ REE no dispone de red eléctrica en la isla de El Hierro, por ello no se ha realizado la planificación en esta isla.

Tabla 2. Balance de generación (GWh) por principales tipo de tecnología de generación para 2026 en Canarias.

Tipo de tecnología	La Palma	Tenerife-La Gomera	Gran Canaria	Fuerteventura-Lanzarote	Total Canarias ¹	%
Gasóleo-Fuelóleo	285	2919	679	398	4281	61,44
Eólica	24	1243	680	190	2137	30,67
Solar fotovoltaica	8	257	180	105	550	7,89
Total	317	4419	1539	693	6968	100,00

¹ REE no dispone de red eléctrica en la isla de El Hierro, por ello no se ha realizado la planificación en esta isla.

En la Tabla 1 se aprecia cómo la suma de las potencias instaladas correspondientes a las energías eólica y solar fotovoltaica igualarán a la potencia instalada correspondiente a los combustibles fósiles, representado aproximadamente la mitad de la potencia instalada total. Mientras, en la Tabla 2 se aprecia cómo en términos de energía no habrá una equiparación entre las tecnologías descritas, sino que la generación a partir de

gasóleo-fuelóleo seguirá siendo predominante en el mix de generación con aproximadamente un 62% del total de generación eléctrica.

Por último, en concordancia con la “*Medida 1.12*” del PNIEC21-30 [79], con el aprovechamiento de los fondos *Next Generation EU* y en aras de cumplir con los objetivos marcados en el PRTR [85], el Gobierno de Canarias elaboró la Estrategia de Energía Sostenible en las Islas Canarias [109], con un objetivo claro: ejecutar inversiones. La estrategia prevé la movilización de 467,67 millones de euros, contando con 7 programas de inversión. En esta estrategia se estima que las inversiones que impulsa produzcan el desarrollo de 125 MW de generación eléctrica procedente de RES, a destacar de entre otras medidas que recoge.

En cuanto al enfoque práctico, el PRTE21-26 establece para Canarias una inversión total en el periodo 2021-2026 de 800 millones de euros [90], destinados a reforzar de forma sustancial el mallado de la red de transporte, las interconexiones eléctricas entre islas y la integración de las RES en la red eléctrica.

Más concretamente, en la isla de Gran Canaria, la institución de gobierno insular, el Cabildo de Gran Canaria, creó en abril de 2012, un Plan de Acción Insular para la Sostenibilidad Energética para el periodo 2012-2020 [110]. Uno de sus objetivos básicos establecía: “*Impulsar la máxima utilización posible de fuentes de energía renovable, especialmente eólica y solar, como medio para reducir la vulnerabilidad exterior del sistema económico y mejorar la protección del medio ambiente*”. Para ello se proponía aumentar en un 20% la cuota RES en la demanda de energía primaria.

Además, el Cabildo de Gran Canaria, a través del CIE, se ha adherido como coordinador del Pacto Europeo de Los Alcaldes para el Clima y la Energía [111], un proyecto europeo que se lanzó en 2008 para aglutinar a las administraciones locales y ciudades firmantes que, de forma voluntaria, quisieran comprometerse para contribuir a consecución del objetivo europeo de reducir los GEI en un 40 % para 2030, además de unir fuerzas en torno a una estrategia común para el impulso de la mitigación y la adaptación al cambio climático. El proyecto es dinámico y siempre busca incorporar el mayor número de administraciones locales posible. Los firmantes se comprometen a

presentar un Plan de Acción por la Energía y el Clima (PACES) en el que se recogen las diversas medidas que se quieren ejecutar. En Gran Canaria, el CIE ya ha coordinado y elaborado los PACES de todos los municipios de la isla, excepto el relativo al propio PACES de la administración insular, el Cabildo de Gran Canaria, a la que pertenece el CIE [96]. Entre las medidas propuestas, se incluye la implementación de RES con unos objetivos cuantificados específicos para cada ayuntamiento.

Por otro lado, el objetivo del Cabildo de convertir Gran Canaria en una “Ecoisla” y de contribuir con ello a parar el avance del cambio climático ha propiciado la aprobación de la “Estrategia Insular de Adaptación al Cambio Climático e Impulso de la Economía Baja en Carbono de la Isla de Gran Canaria” [112]. Esta estrategia aborda la implementación de RES en su *Línea Estratégica I.4: “Fomento e implementación del aprovechamiento de las energías renovables”*, indicando como objetivo la neutralidad climática en 2050.

En cuanto al sistema eléctrico, el PRTE21-26 establece para Gran Canaria [90] un fuerte desarrollo, modernización y ampliación de sus subestaciones eléctricas existentes, así como la creación de nuevas subestaciones eléctricas, incluyendo aquellas que darán cabida a la energía eólica marina que se instalará en el sureste de la isla [113].

Por todo lo expuesto, se entiende de forma clara que el desarrollo de RES es un factor clave en la sostenibilidad energética y la lucha contra el cambio climático. Ahora bien, las RES presentan una serie de dificultades para su integración en la red eléctrica, destacando especialmente el perjuicio que causan a la gestión de la red eléctrica, creando inseguridades en la misma, debido a la variabilidad de los recursos naturales como el viento y la radiación solar [114–118].

Además, la situación energética actual particular para la isla de Gran Canaria presenta una problemática añadida muy variada: el aislamiento de la red eléctrica del resto de islas del archipiélago y del territorio peninsular [119–123]; la todavía insuficiente adecuación de las mismas para permitir una mayor penetración renovable actual y futura, si bien REE ha llevado a cabo un ambicioso plan entre 2015-2020 en el que ha invertido 991 millones de euros en el sistema eléctrico canario para llevar a cabo la

modernización de las redes [124], y ya se ha aprobado la nueva PRTE21-26, con un montante de inversión para Canarias de 800 millones de euros [90] ; y, por otro lado, el aprovechamiento, todavía insuficiente, que se hace de las RES, hasta tal punto que a nivel regional, sólo contribuyen con un 18,51% en cuanto a potencia instalada y con un 15,9% en términos de producción energética [91], hace que el archipiélago sea altamente dependiente de los combustibles fósiles que nos llegan del exterior [121,123,125–128], con el correspondiente gasto que eso conlleva, incluyendo como agravante los costos de transporte marítimo por la situación de insularidad [129,130].

La problemática descrita nos lleva a plantear soluciones, y con carácter de urgencia. Por un lado, REE ya está llevando a cabo un plan de modernización de redes eléctricas y creación de nuevas redes [124,131], si bien todavía existe colapso en muchas subestaciones eléctricas por la asignación de potencia en el punto de enganche de esas subestaciones, a las que se les ha autorizado una gran cantidad de parques eólicos o plantas fotovoltaicas [124] a pesar de que en la realidad no pueden darle cabida a esa nueva potencia instalada.

Por otro lado, a pesar de que la isla de Gran Canaria constituye un sistema eléctrico insular independiente del resto de islas que conforman las Islas Canarias, podría haber la posibilidad de conectar ese sistema con el resto de las islas orientales que constituyen la Provincia de Las Palmas: Fuerteventura y Lanzarote, las cuales ya se encuentran operando como un único sistema en este momento [124]. La nueva PRTE21-26 para Canarias, no contempla la interconexión entre Gran Canaria y el resto de islas orientales [90].

En este contexto, se plantean dos grandes líneas de actuación: incrementar el grado de penetración de las RES, y dar cobertura a esa penetración con sistemas de almacenamiento energético, todo ello ejecutándose en paralelo a la modernización de las redes eléctricas.

Es objetivo de esta tesis abordar la solución relativa a los sistemas de almacenamiento energético para el vertido a red de los excesos de producción de energía de las RES que hagan posible una gestión segura del sistema eléctrico. Existen muchas tecnologías de

almacenamiento energético en la actualidad [132], sin embargo, a gran escala, destacan las baterías electroquímicas y el almacenamiento de energía hidráulica por bombeo (PHES). El sistema PHES se ha consolidado como tecnología comercialmente aceptable desde hace más de 120 años [133].

El almacenamiento de energía hidráulica por bombeo (PHES) puede llevarse a cabo según el esquema expuesto en la Figura 7. Puede aprovecharse el modo reversible de las bombas para dos soluciones: turbinar agua desde el depósito superior hacia el depósito inferior, generando así energía hidroeléctrica para los períodos de máxima demanda; o bien, bombear agua hacia el depósito superior si se tienen excedentes de producción de RES, para almacenarla y poder aprovecharla cuando se necesite.

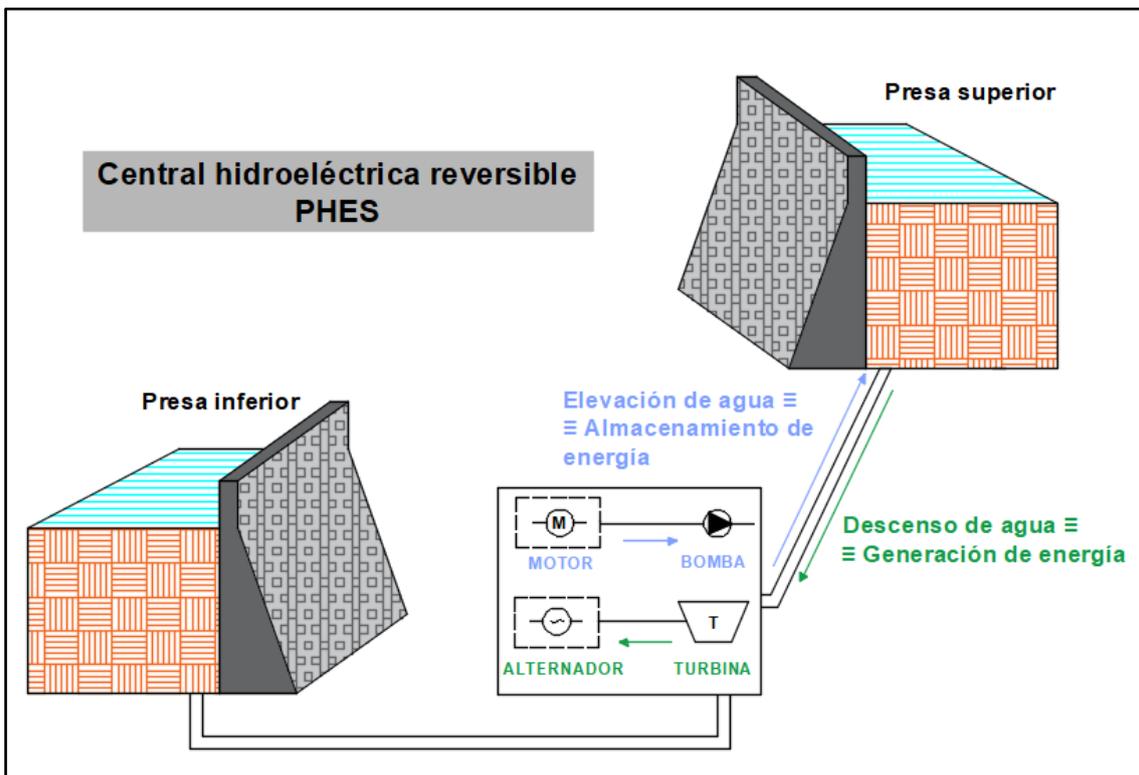


Figura 7. Diagrama de funcionamiento de una central de almacenamiento de energía eléctrica por bombeo reversible (PHES). Elaboración propia.

Las centrales hidroeléctricas con sistema PHES constituyen una de las soluciones más rentables para integrar las RES [134,135], a unos precios asumibles [136], siendo normalmente la opción preferida por las políticas energéticas mundiales a gran escala [137,138].

Ahora bien, el almacenamiento energético está en pleno auge en el panorama mundial y se prevé un incremento de la capacidad instalada mundial de más de un 200% en el periodo 2014-2050 [139], y las tecnologías se desarrollan con mayor rapidez debido al impulso procedente de instituciones y empresas [140]. La tecnología PHES lleva años en el mercado [133], sin embargo, muchos países deberían evaluar su potencial para diseñar una correcta política energética que sirva de base para la ejecución de los futuros proyectos de las centrales PHES, pues todavía es una tecnología que tiene un papel clave en el panorama energético [139].

La Unión Europea también exige que los Estados Miembros desarrollen instalaciones de almacenamiento energético [141]. El sistema de almacenamiento de energía mayoritario en la Unión Europea es el sistema de almacenamiento de energía hidráulico por bombeo, que representa el 88% de la capacidad total de almacenamiento instalada [142]. Se usa indistintamente para almacenamiento energético diario como para el almacenamiento de manera estacional.

El PNIEC21-30 [79] promueve el desarrollo del almacenamiento energético como herramienta para gestionar la demanda e integrar las RES. Para lo propuesto en el PNIEC21-30, el Gobierno de España ha diseñado la Estrategia de Almacenamiento Energético [83], aprobada a principios de 2021. Esta estrategia cuantifica la necesidad de almacenamiento que tendrá el país en base a los objetivos del PNIEC21-30 y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP 2050) [80], con el objetivo de acelerar la descarbonización del sistema eléctrico español. Actualmente, España dispone de 8,3 GW, mientras que la estrategia prevé alcanzar aproximadamente 20 GW para el año 2030, y 30 GW para el año 2050, considerando incluidos los 8,3 GW iniciales. Estas previsiones incluyen almacenamiento a gran escala y el llamado almacenamiento “detrás del contador”. Esta Estrategia de Almacenamiento Energético se ha diseñado en consonancia también con el PRTR, que será la referencia para la gestión de los fondos europeos *Next Generation EU* [85], creados como instrumento temporal para impulsar la recuperación económica tras la pandemia causada por COVID-19 y que otorga especial relevancia a las tecnologías limpias y la eficiencia energética. En este plan también se recoge un fuerte impulso al almacenamiento energético, concretamente en su

“Política palanca III-Transición energética justa e inclusiva”, en su “Componente 8: Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento”.

Por otro lado, la LCCTE en su *Artículo 7*, en su *Apartado 2*, establece que:

“Reglamentariamente se establecerán las condiciones técnicas para llevar a cabo el bombeo, almacenamiento y turbinado para maximizar la integración de energías renovables. Dichas condiciones tendrán en cuenta lo dispuesto en el apartado anterior”.

Este apartado sirve como base para este estudio, pues una de las contribuciones radica en un modelo de operación para operar centrales hidroeléctricas de bombeo en la isla de Gran Canaria con aplicación al caso de la central hidroeléctrica reversible Salto de Chira.

Para la región de las Islas Canarias, el “Anuario del sector eléctrico en Canarias 2019” [91] recoge que la potencia instalada de energía minihidráulica, en términos de potencia instalada, es de 2,02 MW. Por otro lado, también existen 22,90 MW de potencia instalada en la campo de la hidroeléctrica, concretamente esa cantidad corresponde con la central hidroeléctrica Gorona del Viento, ubicada en la isla del Hierro y en funcionamiento desde 2014 [143]. Esta central constituye el único sistema de almacenamiento energético existente de mediana o gran escala en las islas. Aunque hay que decir que la central proyectada Salto de Chira [144], en Gran Canaria, se encuentra en fase inicial de construcción [145]. El proyecto ya ha sido aprobado, y también la Evaluación de Impacto Ambiental aparejada al mismo [146]. Esta central supone un incremento de la potencia instalada en energía hidráulica de 200 MW en fase de turbinado (3190 MWh en términos de energía generada), a la vez que supone un incremento de 220 MW como almacenamiento energético en la fase de bombeo.

El primer principio del PECAN 2007 era: *“Garantizar el suministro de energía a todos los consumidores en condiciones óptimas en cuanto a regularidad, calidad y precio”*

[97]. El principio recogía ya desde aquel entonces que para una correcta seguridad en el aprovisionamiento de energía es necesario que el sistema cuente con capacidad para almacenar esa energía, aunque no derivó en la elaboración de una hoja de ruta para ello.

La EECan25 [98] incluye en su *análisis DAFO* del sistema energético canario la debilidad “*la ausencia de centrales hidráulicas reversibles para el almacenamiento energético (salvo la existente en la isla de El Hierro)*” y, por tanto, considera una oportunidad de mejora la construcción de esas centrales hidráulicas reversibles. Su *Eje prioritario 1* pretende: “*Desarrollar las infraestructuras energéticas para garantizar un suministro energético bajo en carbono, diversificado, seguro y de calidad*”. Cada eje se estructura en varias líneas de actuación. La línea de actuación segunda del *Eje prioritario 1* consiste en: “*Impulsar los sistemas de almacenamiento energético en los sistemas eléctricos canarios*”. En esta línea de actuación se destaca el almacenamiento a gran escala, y se pone de relieve que para lograrlo es fundamental contar con instalaciones hidráulicas de bombeo, ideales en sistemas eléctricos aislados como el que representa el de las Islas Canarias. Dos iniciativas dentro de esta línea de actuación recogen la necesidad de impulsar la implementación aquellos sistemas de bombeo previstos por el operador del sistema, REE, así como la implementación de otros sistemas de bombeo que se consideren necesarios. La tercera iniciativa pretende promover la ejecución de otros sistemas de almacenamiento energético. Además, la estrategia establece la iniciativa “*E7_1.2*”, que establece un “*programa de apoyo a proyectos de I+D+i en materia de almacenamiento energético*”.

Pero como ya se ha mencionado, la EECan25 será sustituida por el PTECan30 y por las estrategias asociadas al mismo. Actualmente, ya se han presentado todas las estrategias, que ya han sido desgranadas en este texto desde un punto de vista de las RES. Enfocando las mismas estrategias desde el punto de vista del almacenamiento energético, se tiene que además de lo expuesto sobre la Estrategia de Almacenamiento Energético de Canarias [147], que pretendía lograr para 2040, una capacidad total de almacenamiento a gran escala de 10 450 MWh también hay que destacar que la Estrategia del Vehículo Eléctrico en Canarias [102] pretende aumentar el número de vehículos eléctricos para 2040 hasta la cifra de 1 588 000 (electrificación total), y está así contribuyendo, de forma implícita, al incremento del almacenamiento energético en

la isla, aunque en este caso, es un almacenamiento distribuido usando la tecnología electroquímica. Además, la Estrategia de Autoconsumo Fotovoltaico [148], en uno de sus objetivos generales, establece que se necesita almacenamiento a distintas escalas para asegurar que las instalaciones de energía solar fotovoltaica para autoconsumo no se vean limitadas por las políticas de corte del sistema eléctrico, y en el caso que si se vean limitadas, que esa limitación sea menor al 10% de la producción anual.

Por otro lado, de la Agenda Canaria 2030, en cuanto a almacenamiento energético se refiere, destaca la “*Meta canaria 7.2.3*”, que tiene como uno de sus objetivos para 2030 aumentar la capacidad de almacenamiento energético [95]. Para ello establece que la capacidad de almacenamiento a gran escala mínima exigible para 2030 sea de 3350 MWh y en términos de potencia instalada 211,3 MW.

Poniendo el foco en la isla de Gran Canaria, el Cabildo de Gran Canaria, en el Plan de Acción Insular para la Sostenibilidad Energética para el periodo 2012-2020 [110] establecía como medida “*Promover el desarrollo de marcos regulatorios/retributivos específicos para los sistemas de almacenamiento energético, que contribuyan a la estabilidad de las redes eléctricas en escenarios de alta penetración de las energías renovables*”. En el *Capítulo 4* del documento se destaca la necesidad de contar con una central de almacenamiento energético que utilice un sistema de bombeo hidráulico reversible. Incluso menciona la construcción de una futura central entre las presas de Chira y Soria, proyecto que hoy en día ha pasado a denominarse Salto de Chira. Además, se incita a identificar e implementar nuevos sistemas de bombeo hidráulico reversibles entre otras presas. A fecha del presente año, las obras han comenzado con una estimación total de fecha de término de 70 meses [145].

La problemática que se ha descrito por la nula explotación de los recursos hidráulicos isleños para su aprovechamiento como almacenamiento energético requiere una gran estrategia para cambiar la situación. Toda contribución que se haga para tal fin no será suficiente dada la gravedad del cambio climático y el retraso en la lucha que la sociedad mantiene para evitarlo. Es por ello que esta tesis pretende contribuir y sentar las bases para una futura estrategia insular promovida por el gobierno insular en el campo del almacenamiento energético.

Además, el Pacto Europeo de Los Alcaldes para el Clima aborda el tema del almacenamiento energético en una de sus medidas [111]: *“Impulsar la colaboración con el Cabildo de Gran Canaria para la realización de estudios de ahorro y eficiencia energética, almacenamiento de energía, y de parques eólicos y fotovoltaicos (generación y autoconsumo), de propiedad/gestión municipal.”* Sin embargo, la medida no cuantifica un objetivo concreto para un determinado periodo.

El objetivo del Cabildo de convertir Gran Canaria en una “Ecoisla” y de contribuir a parar el avance del cambio climático ha propiciado la aprobación de la “Estrategia Insular de Adaptación al Cambio Climático e Impulso de la Economía Baja en Carbono” [112]. Esta estrategia aborda el tema del almacenamiento energético en su *Línea Estratégica I.1: “Adecuación de infraestructuras a las emergencias climáticas”*, que incluye una acción para prevenir los impactos en las redes de transporte y distribución de energía y en los sistemas de almacenamiento energético. Sin embargo, no entra a cuantificar unos objetivos mínimos de cara a una fecha concreta.

Como resumen, en la isla de Gran Canaria no existen sistemas de almacenamiento energético hidráulico a mediana o a gran escala [91], a pesar de ser uno de los territorios del mundo con mayor densidad de presas por unidad de superficie [149]. Además, por el mismo motivo sorprende, que solamente haya un proyecto [144] de central hidroeléctrica por bombeo reversible en fase ejecución [145], el correspondiente a la central hidroeléctrica Salto de Chira, y que aún no se hayan llevado a cabo estudios científicos en profundidad del potencial completo de almacenamiento en la isla considerando las presas de mayor envergadura de la misma (todas las grandes presas), ni considerando el proyecto definitivo de ejecución relativo a la central Salto de Chira cómo fuente de conocimiento para una evaluación más pragmática, realista y precisa del potencial.

El grave problema de almacenamiento energético en la isla [91] en la que ahora mismo no se dispone de sistemas de almacenamiento tales como PHES o de tipo electroquímico, produjo que en el pasado año 2019 ya se tuviera que dar la orden de parar parques eólicos en determinados periodos de tiempo, por exceso de producción

con respecto a la demanda de energía. En la Tabla 3 se expone una comparativa del desarrollo de almacenamiento energético tipo PHES entre la isla de Gran Canaria y los espacios o regiones que la contienen y a las que pertenece, realizada a partir de datos obtenidos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) [64].

Tabla 3. Comparativa de la evolución de la potencia instalada de almacenamiento energético tipo PHES a gran escala (MW) para el periodo 2010-2019

Área	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Mundo	99 756	102 993	105 617	106 856	108 597	111 853	116 942	119 849	120 496	120 844
Unión Europea	26 701	26 708	26 839	26 857	27 326	28 332	28 601	28 473	28 334	28 344
España	2449	2465	2465	2455	2455	3280	3337	3337	3337	3337
Islas Canarias	0	0	0	0	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Isla de Gran Canaria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Del análisis de la Tabla 3 se extrae que la Unión Europea contribuye al almacenamiento energético tipo PHES (gran escala) a nivel mundial en una proporción de aproximadamente un 24% en el año 2019, casi una cuarta parte del total. En cuanto a España, ésta contribuye a la Unión Europea con un 12% aproximadamente, también en el mismo año. Las Islas Canarias tienen muy poco nivel de desarrollo y sólo contribuye al panorama nacional, desde 2014, con la central hidroeólica “Gorona del Viento”, en la isla de El Hierro. Por último, en la isla de Gran Canaria no existía almacenamiento energético tipo PHES a gran escala en el periodo 2010-2019. Actualmente, ya se han iniciado los trabajos de construcción de la futura central hidroeléctrica Salto de Chira [145], que contribuirá con 220 MW en fase de bombeo [144].

Además de esos problemas de déficit de almacenamiento y excesos de producción con RES, como exponen Bueno et al. [119], las variaciones de potencia activa eólica, debido a la variación del viento, provocan perturbaciones en la red, porque fluctúa la frecuencia y voltaje que introduce este tipo de fuente. Para esto también se necesita del

almacenamiento energético. Pero las restricciones geológicas, la sostenibilidad medioambiental, el presupuesto de los proyectos, la distancia entre presas y la distancia a la red eléctrica, entre otros factores, plantean seros desafíos a la construcción de nuevas instalaciones a gran escala de almacenamiento de energía hidráulica por bombeo.

El PHES es, desde hace décadas, y hasta la actualidad, la tecnología de almacenamiento energético más consolidada a nivel mundial [133,141]. Existen diversas metodologías de evaluación del potencial PHES [138,150–154], sin embargo algunas no consideran una optimización de los resultados, mientras que otras aplican la optimización al final de la metodología, con lo cual queda ligada a las restricciones incluidas en el proceso de evaluación, arrastrando hasta el final del procedimiento cierto grado de subjetividad implícito en la elección de las restricciones. Hasta el momento de inicio de la presente tesis se desconocían referencias que incluyeran una optimización antes de aplicar las restricciones. Además, en la evaluación del potencial no se ofrecen datos precisos de las pérdidas de carga en las tuberías de las centrales PHES. Tampoco se han detectado referencias bibliográficas que incluyan una sectorización de los resultados según las cuencas e intercuenas hidrográficas del territorio de aplicación de la metodología. Lo que sí se ha estudiado en muchas referencias es que existe una tendencia a la aplicación de pesados y lentos desarrollos matemáticos en las evaluaciones de potencial PHES, dificultando su réplica de una forma inmediata e intuitiva.

La metodología propuesta en este estudio ayudará, además de lo expuesto en el párrafo anterior, a determinar qué proyectos de centrales PHES futuras interesarían, en función del grado de requisitos o filtros que se quieran aplicar, evaluando el potencial PHES. A pesar del alto potencial presumible en la isla debido a su número de presas ya construidas, este tesis tiene la hipótesis de que muchos de los pares de presas puedan acabar albergando centrales PHES que no son factibles, y por tanto, lejos de un potencial teórico basado en fórmulas pertenecientes al campo de la hidráulica, se propone el desarrollo de una metodología para el cálculo del potencial útil, viable y realizable que se puede explotar en la isla. Esto constituye una de las contribuciones de esta tesis a una futura estrategia de almacenamiento energético particular para la isla de

Gran Canaria. Esta contribución podría incluirse en esa futura estrategia insular, que será competencia del Cabildo de Gran Canaria.

Además, también se pretende contribuir a esa estrategia con el análisis de un modelo de operación para esas centrales futuras resultantes de la posible ejecución de los resultados de la evaluación del potencial PHES. Se toma como caso de aplicación el de la central hidroeléctrica Salto de Chira. Esto permitirá, por otro lado, conocer el modo de integración de este proyecto en la red eléctrica y medir su contribución real al sistema eléctrico canario, poniendo el foco en cómo y cuánto puede este proyecto ayudar a mejorar dicho sistema. Para ello, se propone un modelo de operación (bombeo a turbinado inmediato) con el que se podrá valorar, entre otras cosas: la necesidad o no de implantar otros sistemas de almacenamiento, la potencia de CES que se debe mantener como alternativa a los periodos de parada de la central hidroeléctrica y a la penetración de RES que puede integrar el sistema. Este modelo debe responder a los Excedentes en la Generación Eléctrica (EGE) o Déficit de Generación Eléctrica (DGE) que se producen en el sistema en relación a la demanda real.

De cualquier modo, se tiene la hipótesis de que la futura central Salto de Chira no será suficiente para cubrir la tasa media interanual de crecimiento de penetración RES [91,155] que se estima no se modifique sustancialmente en la próxima década. La isla poseía 205 MW de potencia instalada de RES a finales del año 2019. La correspondiente a energía hidroeléctrica a media o gran escala es cero. Hay estudios en la isla que han analizado el papel del PHES en el territorio insular [119,156], sin embargo, no se ejecuta un cálculo del potencial en todo su territorio de forma exhaustiva, incluyendo una descripción de qué pares concretos de presas podrían usarse para implementar centrales de PHES, o se aplica a un proyecto concreto en otra isla de la región [120]. Otros estudios se centran en describir la contribución de PHES en una zona concreta del oeste de la isla cogiendo como depósito inferior el mar [157]. Por último, Padrón et al. [158] exponen la contribución de PHES desde la perspectiva de la conexión a la red eléctrica, poniendo como ejemplo sólo un emparejamiento entre dos presas.

Es necesario, por tanto desarrollar una metodología capaz de evaluar el potencial de PHES existente en la isla, tanto el teórico como el realmente ejecutable. Además, para las futuras centrales PHES en la isla, es conveniente desarrollar un modelo de operación ajustado a la demanda insular.

1.2. Objetivos de la tesis doctoral

En el capítulo “1. *Introducción general*” del presente documento se encuentra el contexto a partir del cual nacen los objetivos maestros que motivan esta tesis doctoral. Estos objetivos tienen como finalidad, y como grandes ejes de actuación (contribuciones), el desarrollo de una propuesta metodológica de evaluación del potencial PHES aplicada a la isla de Gran Canaria y el análisis de un modelo de operación en sistemas eléctricos aislados, que permita explotar las centrales PHES que pudieran ejecutarse en un determinado mercado eléctrico en base a los resultados obtenidos de la metodología de evaluación de potencial descrita, tomando como caso de aplicación la central Salto de Chira, que actualmente se encuentra en fase de construcción [145]. Ambos objetivos pretenden contribuir al diseño de una estrategia de almacenamiento energético propia para la isla de Gran Canaria. Estos objetivos se desarrollan de la siguiente forma:

- La evaluación del potencial de almacenamiento PHES debe proporcionar un inventario de los pares de presas que pueden albergar una central hidroeléctrica conforme a una serie de restricciones técnicas, económicas y medioambientales. Este inventario sería diferente para cada paso (filtro) de la metodología, por lo que en procesos de planificación energética, al tener la metodología un carácter modulable, se podría escoger qué parámetros de entrada se deciden aplicar según las necesidades.
- Esta metodología pretende validarse en una zona concreta, en este caso, la isla de Gran Canaria, con el aprovechamiento que ello supondría para una estrategia de almacenamiento de energía en la isla, pues el potencial de almacenamiento

energético de tipo PHES en este territorio todavía no había sido analizado a gran escala y de forma científica, considerando todas las grandes presas y el proyecto real de ejecución de la central, aun siendo uno de los territorios con mayor densidad de presas del mundo [149].

- Se pretende evaluar la importancia en la elección de las restricciones y de comprobar la influencia que éstas tienen en los resultados finales.
- La metodología incluye una optimización en el proceso, sin embargo, no es objeto de la misma utilizar lentos y pesados desarrollos matemáticos que impidan una pronta aplicación de la misma por parte de cualquier agente implicado en la planificación energética de un determinado territorio.
- Otro objetivo de esta evaluación de potencial de PHES es proporcionar unos resultados estructurados en cuencas e intercuencas hidrográficas de la isla, aumentando la profundidad y el enriquecimiento de los resultados al sectorizarlo en zonas.
- Por otro lado, el análisis de un modelo de operación en sistemas eléctricos aislados pretende aportar una vía para explotar las centrales PHES que podrían ejecutarse obtenidas de los resultados de la metodología de evaluación del potencial propuesta.
- Específicamente, para validar el modelo y para enriquecer las conclusiones obtenidas se ha aplicado el modelo a la central Salto de Chira, con el aprovechamiento colateral que ello supone para la toma de decisiones en planificación energética para las autoridades insulares y regionales.
- El modelo también permitirá medir la aportación real del proyecto Salto de Chira en términos de producción energética y de almacenamiento energético, como por ejemplo la máxima penetración de RES que admite la red eléctrica una vez integrado el proyecto en esa red eléctrica, además permitirá conocer la

necesidad o no de implantar otros sistemas de almacenamiento energético en la isla, todo ello en un escenario supuesto de alta penetración de RES.

1.3. Metodología de la tesis doctoral

Para conseguir los objetivos esperados de esta tesis doctoral se ha dispuesto la metodología descrita a continuación:

- Introducción al contexto actual de los temas tratados en la tesis.
- Recopilación y análisis de la bibliografía relacionada con el tema tratado en la tesis.
- Análisis del estado del arte relacionado con cada uno de los ejes de investigación (contribuciones) desarrollados en esta tesis.
- Diseño y desarrollo de una propuesta metodológica para evaluar el potencial de almacenamiento energético PHES y aplicación a la isla de Gran Canaria. Se realiza la detección de las presas y se crean las conexiones posibles. A partir de ahí se realizará un primer cálculo del potencial teórico al que se le aplicarán las restricciones de aceptabilidad y la optimización del proceso. Por último, se aplica el resto de restricciones técnicas y medioambientales (algunas de ellas sirven al mismo tiempo como restricciones de costos, aunque no sea un campo objeto de este estudio) para calcular el potencial de almacenamiento viable.
- Diseño y desarrollo de un modelo de operación dinámico para las centrales hidroeléctricas con PHES aplicado a la central Salto de Chira. Para ello se analizan la estructura de generación y demanda eléctrica reales del

sistema, se crean escenarios de alta penetración de energías renovables y se estudia el proyecto de ejecución de la central.

- Para la implementación a la isla de Gran Canaria de ambos desarrollos se debe recopilar información de diversa índole, entre otra: sobre las presas de la isla, el sistema eléctrico, las redes eléctricas, demanda y producción de energía y proyecto de ejecución de la central Salto de Chira.
- Presentación de las conclusiones del estudio.
- Transferencia de tecnología y conocimiento científico de las publicaciones realizadas en revistas indexadas y en congresos científicos internacionales de prestigio contrastado.

1.4. Estructura de la tesis doctoral

La tesis doctoral se estructura en 5 capítulos, en concordancia con los objetivos y la metodología descritos anteriormente, que se especifican a continuación, en la Tabla 4:

Tabla 4. Estructura de la tesis doctoral.

TÍTULO DEL CAPÍTULO	DESCRIPCIÓN DEL CAPÍTULO
1. Introducción general.	Se realiza una introducción para razonar los motivos por los que se ha realizado el trabajo de investigación y se describen los objetivos, la metodología y la estructura de la tesis doctoral.
2. Revisión del estado del arte.	Se describen los conceptos relativos a las investigaciones realizadas y se estudian los antecedentes de tales conceptos.
3. Contribución 1: Propuesta metodológica para evaluación del potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) en un determinado territorio: aplicación a la isla de Gran Canaria.	Se diseña la configuración general de la propuesta metodológica, detallando cada fase de la misma e incluyendo una optimización de los datos.

4. Contribución 2: Análisis de un modelo de operación para sistemas de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) y aplicación a la central Salto de Chira, en la isla de Gran Canaria.	Se analiza una propuesta de modelo de operación dinámico en diferentes escenarios de penetración de fuentes de energías renovables y se aplica al proyecto de ejecución de la central hidroeléctrica Salto de Chira.
5. Conclusiones.	Se exponen las conclusiones finales extraídas de la tesis y se proponen distintas recomendaciones y posibles líneas de trabajo posteriores.
Bibliografía.	Se exponen todas las referencias bibliográficas estudiadas en la tesis doctoral.
Anexos.	Se adjuntan las publicaciones (artículo de revista y de congreso) que se han publicado a partir de las investigaciones realizadas en la tesis. Además, se expone la transferencia de tecnología y conocimiento que esas publicaciones científicas han repercutido en la sociedad.

Por otro lado, en la Figura 8 se representa la estructura de la tesis doctoral relacionada con las diferentes contribuciones científicas producidas en el desarrollo de la misma y los capítulos que han conformado esa estructura:

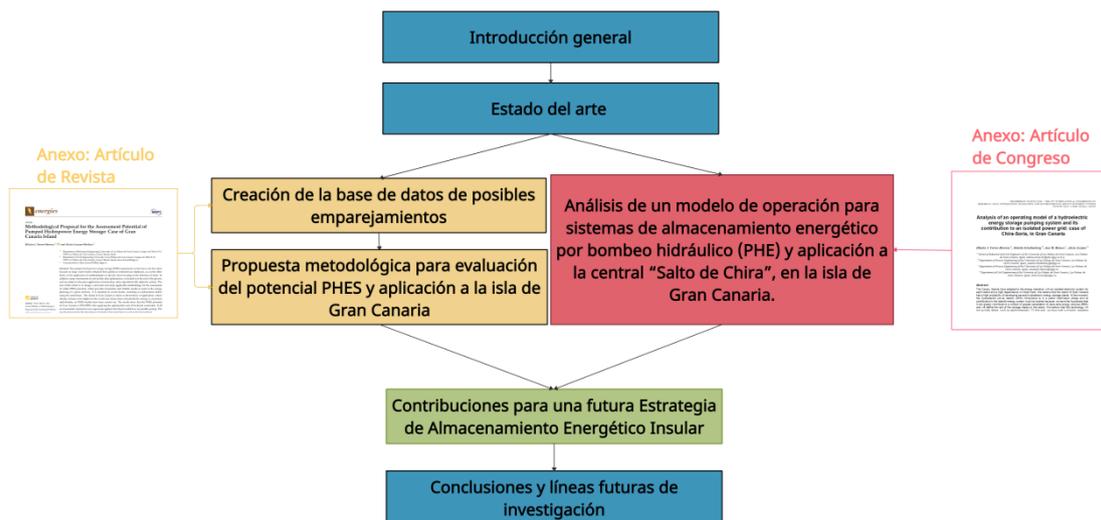


Figura 8. Relación entre las contribuciones científicas que emanan de esta tesis y los capítulos de la misma. Elaboración propia.

2. Revisión del estado del arte

2.1. Introducción

En este capítulo se expone una visión global de los trabajos de investigación relacionados con los principales bloques temáticos tratados en la tesis, así como de aquellos bloques secundarios que son esenciales para la comprensión completa de la tesis. El primer bloque versa sobre la integración de las RES en la red eléctrica. El segundo bloque trata sobre las tecnologías de almacenamiento energético. El tercer bloque se centra específicamente en el almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES). Y por último, el cuarto bloque está dedicado a las metodologías de evaluación del potencial PHES. Debido a las interconexiones naturales que existen entre los bloques, una parte de los trabajos de investigación estudiados no tienen por qué pertenecer de forma exclusiva a un único bloque. El diagrama de conjunto se expone en la Figura 9, la cual se muestra a continuación:



Figura 9. Diagrama que representan la estructura del capítulo “2. Revisión del estado del arte”. Elaboración propia.

Se han analizado todos los campos relacionados con el objetivo de la tesis y lo que en ella se ha desarrollado para poder contextualizar el tema de la tesis en la posición que le corresponde. Así, existen cuatro grandes bloques en este capítulo: integración de fuentes de energía renovable (RES) en la red eléctrica; tecnologías de almacenamiento energético; el almacenamiento energético tipo PHES; y metodología de evaluación del potencial PHES. Se pretende llevar al lector paso a paso de forma descendente jerárquicamente hasta el punto exacto del comienzo de los capítulos de desarrollo del tema de la tesis.

2.2. Integración de RES en la red eléctrica

En la década de los años 70 del siglo XX, surge con fuerza la preocupación sobre las llamadas fuentes de energía no renovables o convencionales (CES), como el petróleo, el carbón y el gas natural, usadas por la humanidad desde hace siglos. Se temía ya entonces que las reservas de CES acabarían en un futuro a medio plazo debido a la limitación de las reservas mundiales de combustibles fósiles [1,3,9]. Concretamente, en el año 1972, el *Club de Roma* encargó un informe [4] al *Massachusetts Institute of*

Technology (MIT) con el objetivo de analizar las limitaciones de nuestro sistema de vida y de propiciar los cambios necesarios para desarrollar un estilo de vida sostenible, todo ello ante la sospecha sobrevenida de un agotamiento a corto o medio plazo de las fuentes de energía convencionales.

Es ahí cuando entra en acción el concepto de fuentes de energías renovables o alternativas (RES). Se necesitaban fuentes de energía inagotables, capaces de sostener el estilo de vida de las sociedades modernas. Las RES, y más concretamente el sol y el viento, tienen muchas ventajas [6,9], a destacar: tienen un mínimo impacto ambiental; permiten la integración de nuestro estilo de vida en la naturaleza; son inagotables y renovables; reducen de forma radical la contaminación atmosférica; permiten el autoconsumo; evitan conflictos geopolíticos; permiten la soberanía energética de un determinado territorio; etc. Pero también cuentan con ciertas desventajas, entre otras: dificultad de integración en el paisaje [159–162]; distribución desigual de los recursos naturales como el sol o el viento en una determinada región [114–118], hecho que depende lógicamente de la cantidad de recurso que de forma natural posea esa región; e irregularidad de suministro por la variabilidad del recurso natural [114–118].

Las CES históricamente han ostentado la condición de fuentes de energía gestionables, es decir, fuentes que ofrecen una gran capacidad para ajustar la producción y la demanda de un modo predecible, aportando una mayor estabilidad a la operación de la red eléctrica de un determinado territorio. Sin embargo, a medida que paulatinamente las RES han ido penetrando en los sistemas eléctricos de todo el mundo se ha descubierto que poseen un gran hándicap; su complicada integración en la red eléctrica, aportando inestabilidad a la misma [114–118]. Este obstáculo es uno de los mayores problemas al que se enfrenta el desarrollo de las RES en la actualidad y desde hace décadas ya existían estudios que advertían de ello [163,164].

En el caso del estudio llevado a cabo por Incecik et al. [163] se analiza la variabilidad del recurso eólico en una zona determinada, usando para ello la distribución de *Weibull*. Concluyeron que la altura y la topografía, el efecto de canalización entre isla y continente y la estación del año son factores que influyen en la variabilidad de ese recurso eólico. Por otro lado, en el estudio llevado a cabo por Simburger et al. [164], se

analiza, con una simulación dinámica, la respuesta a largo plazo del sistema eléctrico a los cambios en los patrones de carga y también los cambios de generación que aparecen con penetraciones elevadas de RES. Demostraron que las oscilaciones de potencia aumentaron considerablemente con la introducción de un parque eólico de gran envergadura en el sistema. También resultó que la energía hidroeléctrica tuvo que emplearse para compensar estas oscilaciones y poder cubrir la demanda. Ya entonces proponían incluir sistemas de almacenamiento energético aparejados al parque eólico como una de las posibles soluciones para controlar la producción de ese parque.

En los años 90, Per Lundsager [165] propuso como posible solución usar sistemas de generación de energía que combinaran el uso de RES y CES, por ejemplo, sistemas eólico-diésel, y además elaboró una estrategia de integración RES multinivel en la que influyen factores técnicos y no técnicos. De esa estrategia se destaca, en cuanto a política y sociedad: compromiso de apoyo activo y promoción de la integración RES. En cuanto a prioridades y calendario: la armonización de las normas, el aumento de la credibilidad técnico-económica y la inversión en I+D+I. Y por último, en cuanto a los actores clave: debe fomentarse la cooperación internacional e interdisciplinaria y poner en marcha proyectos de integración manejables. Otros autores, como Mourelatos et al. [166] proponen una metodología para elaborar un plan de acción que permita integrar en grandes magnitudes las RES, usando la isla de Creta como ejemplo. Por otro lado, también en esos años, se empezaba a considerar la mejora de la tecnología software para apoyar la toma de decisiones. Clarke et al. [167] aportaron la herramienta *EnTrack* para el manejo de información relativa a la oferta y la demanda de energía, compatible con los Sistemas de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en inglés), además de incluir una lista de verificación de cumplimiento de determinados requisitos relativos a factores medioambientales, sociales y económicos. Castro et al. [168] desarrollaron un programa específico para la integración en la red eléctrica de las centrales eléctricas de RES en conjunción con unidades de almacenamiento o sistemas de energía convencionales. Autores como Muselli et al. [166] también usaron la informática, pero añadiendo los sistemas GIS como método para un manejo óptimo de la energía en zonas remotas, aplicando dicho método en el territorio de la isla de Córcega. Este estudio incluye que para una mayoría de las zonas remotas, un sistema eléctrico con energía fotovoltaica descentralizada es la manera menos costosa de electrificar esas zonas.

En la primera década del nuevo milenio, una mayor concienciación ambiental provocó el aumento de la producción científica sobre la temática de la integración de RES. Surge con fuerza la investigación en electrónica de potencia [169,170] para la integración de las RES, especialmente asociada a la generación distribuida [171], que empezaba a cobrar relevancia en aquellas fechas. Carrasco et al. [169] presentaron las nuevas tendencias en la electrónica de potencia para conseguir integrar las energías intermitentes. Por otro lado, Blaabjerg et al. [170] revisaron las aplicaciones de la electrónica de potencia en la integración de sistemas de generación distribuidos; concluyeron que los convertidores electrónicos de potencia son, de forma rotunda, la tecnología que permite la generación dispersa.

Además, se multiplicaron la cantidad de herramientas informáticas que analizaban la integración de RES. En ese contexto Conolly et al. [172] hicieron una revisión exhaustiva de 37 herramientas, con el fin de ayudar a escoger la más adecuada para la toma de decisiones en la integración de la energía en el mercado energético.

Recientemente, en la última década 2010-2020, aparecen con fuerza los conceptos de *smartgrid* y *microgrid*. Las *smartgrids* pretenden dotar de inteligencia a las redes eléctricas, entendiendo por inteligentes aquellas redes que sean bidireccionales, es decir, capaces de transmitir energía en ambos sentidos. Mientras, las *microgrid* son redes eléctricas más pequeñas que la principal y tienen por objetivo operar en paralelo a aquella o incluso de forma autónoma a la red principal. Li et al. [173] destacaron la importancia de las *microgrids* en las redes inteligentes del futuro, resaltando una gran flexibilidad de control, una mayor fiabilidad y una mejor calidad de la energía. En otro frente, Fernández-Guillamón et al. [174] hicieron una revisión profunda de las estrategias de control de la inercia y de la frecuencia. Además, estimaron los valores medios de la inercia relativos a diferentes países del mundo en los últimos 20 años, con los que demostraron que Europa posee una inercia media decreciente importante, aproximadamente un 20% en las dos primeras décadas del siglo XXI y que esto se debe principalmente al aumento de la integración de energía procedente de RES, que está desacoplada de la red eléctrica. La electrónica de potencia ha experimentado en la última década un impulso muy grande debido a la disminución de los costes y el tamaño

de los componentes, además de la modernización de la tecnología. Chakraborty [175] destacó la contribución de la electrónica de potencia al almacenamiento energético. Por último, Boroyevich et al. [176] corroboraron que las *smartgrids* contribuyen positivamente al uso y disponibilidad de la energía. Además, analizaron diversas opciones de análisis, modelado y diseño de estos sistemas inteligentes.

Poniendo el foco en la otra gran desventaja de la integración de RES en la red eléctrica, concretamente en el problema de su ensamblaje en el paisaje, se encuentra literatura con diversos enfoques para este problema. Uno de los enfoques en la investigación de este problema es la evaluación de los impactos visuales en el paisaje. En este sentido, Rodrigues et al. [177] expusieron el desarrollo de un método de evaluación global de ese impacto en el paisaje que terminan en la consecución de unos índices cuantitativos. Lo hicieron para integración de RES a gran escala. Concluyen, aplicando el método al territorio español, que las RES provocan impactos significativos en el medio y deberían considerarse, posiblemente, en la toma de decisiones políticas. Un dato interesante a extraer es que por ejemplo, en 2007, la penetración de energía eólica era de un 16,7% del total de generación eléctrica de ese año, y que para alcanzar ese nivel de penetración hizo falta explotar un 1,7% del territorio español, siendo las instalaciones visibles desde un 17% del territorio y durante más de un 15% del tiempo que se tardan en viajar por carretera. Wüstenhagen et al. [178] estudiaron la integración de las RES en el medio ambiente desde el punto de vista de la aceptación social, dividiendo ésta en tres tipos: sociopolítica, de la comunidad y del mercado. Wolsink [179] concluye en su estudio que una toma de decisiones abierta es crucial para la modernización ecológica de una determinada zona. Con dureza, afirma que la oposición local a los proyectos de energía eólica no puede sostenerse en el egoísmo de los residentes locales.

En cuanto a impacto en el paisaje se refiere, en España llama la atención el caso de Andalucía, donde el aumento de subvenciones provocó un rápido desarrollo de instalaciones de RES sin tener en cuenta los efectos en el paisaje y el medio ambiente, cómo expone el estudio de Prados [162], en el que además de lo expuesto, avisa de los efectos de las plantas fotovoltaicas en los terrenos rústicos, a destacar: los cambios en la cubierta vegetal y los usos de la tierra, el uso de recursos hídricos necesarios para las plantas fotovoltaicas y la desaparición de cultivos. En los impactos de la energía solar

fotovoltaica también trabajaron Chiabrando et al. [180], evaluando especialmente el riesgo de deslumbramiento por la reflexión de la luz del sol en los módulos fotovoltaicos. Ioannidis et al. [181] incluyeron la hidráulica como RES en su estudio y elaboraron un ranking de las RES más perjudiciales en cuanto a varios parámetros: impacto visual, uso del suelo, y percepción del público. En ese ranking, la energía hidráulica ocupa el tercer lugar como la menos perjudicial. El primer lugar lo ocuparía la energía eólica y el segundo lugar la energía solar fotovoltaica. Por otro lado, el estudio demuestra que dependiendo del paisaje, cualquier tecnología puede ser la menos impactante. El estudio demuestra que aquellos que reducen la oposición al impacto en el paisaje de las tecnologías RES a lo meramente emocional o racional de la conocida idea “no en mi patio trasero” (NIMBY, por sus siglas en inglés) se equivocan, pues esa idea está justificada y razonada por los diferentes impactos reales de las distintas fuentes de energías renovables a implantar. Concluyeron que no debería atribuirse la causa de esa oposición a la idea NIMBY que pudiera subyacer. También Wolsink [182] se sumó a esta idea de no aceptar cómo explicación de los opositores la tesis de NIMBY y concluyó que hay que centrar los debates en la elección de la localización, que es lo que más “hostilidad pública” genera. Por último, una forma de solucionar el impacto paisajístico de las centrales hidroeléctricas es reducir su dimensión, como proponen Rotilio et al. [183] en un estudio en el que desarrollaron una metodología para implantación de centrales mini-hidráulica en aquellos lugares con alto valor paisajístico. Claro que esto no siempre será posible, dependerá de la cantidad de energía que se quiera aprovechar en cada caso.

A nivel nacional, REE ha establecido aquellos retos y soluciones asociados a la integración de RES en la red eléctrica [184], desde la perspectiva de su condición de operador de red. En la Figura 10 se aprecian las consideraciones de REE descritas:

RETOS	SOLUCIONES
<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Aumentar las posibilidades de interconexión con Europa <input type="checkbox"/> Cubrir toda la demanda de energía eléctrica <input type="checkbox"/> Controlar y supervisar de la generación distribuida <input type="checkbox"/> Mitigar la variabilidad en la producción a partir de fuentes de energía renovables (RES) y reducir la incertidumbre en la predicción <input type="checkbox"/> Mejorar el comportamiento de la red eléctrica ante las perturbaciones <input type="checkbox"/> Mejorar la contribución RES a los servicios auxiliares del sistema <input type="checkbox"/> Evitar que los excedentes en la generación no se integren en el sistema 	<ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> Desarrollar y reforzar las conexiones internacionales <input checked="" type="checkbox"/> Aumentar la flexibilidad en la generación y potenciar la gestión de la demanda (almacenamiento energético) <input checked="" type="checkbox"/> Mejorar el Centro de Control de Renovables (Cecre) <input checked="" type="checkbox"/> Desarrollar y mejorar herramientas de predicción <input checked="" type="checkbox"/> Adaptar y actualizar los generadores eléctricos <input checked="" type="checkbox"/> Potenciar una normativa adecuada y desarrollar la tecnología necesaria para el ajuste entre la oferta y la demanda

Figura 10. Retos y soluciones para la integración de fuentes de energías renovables (RES). Elaboración propia a partir de REE [184].

Cómo se desprende la Figura 10, y en línea con lo expuesto en la Figura 5, aumentar la capacidad de interconexión con Europa es uno de los grandes retos marcados. También otros hechos que se analizarán con mayor profundidad en este capítulo, cómo las perturbaciones y la variabilidad en la producción. Cómo solución destaca potenciar la gestión de la demanda eléctrica mediante el uso del almacenamiento energético, el cual ya es considerado por el operador de la red cómo pieza clave.

Por último, en las Islas Canarias, el hecho de la insularidad añade dos nuevos problemas en la integración de RES: la debilidad o inestabilidad de los sistemas eléctricos insulares existentes en las islas, debido a la dependencia de las pocas centrales térmicas existentes y por tanto a la exposición ante cualquier fallo de esas centrales; y el aumento de los costes de generación de energía debido a una mayor dependencia de los combustibles fósiles [119–121,129,130,156]. También se ha analizado la inseguridad que se puede producir en la red con un aumento significativo de RES debido a la variabilidad de los recursos naturales [129,155,185].

En resumen, la integración de las RES en la red eléctrica de un modo gestionable se antoja cómo uno de los mayores obstáculos para el desarrollo de instalaciones de energías renovables. A este hecho se suma que las RES pueden producir excesos de producción no gestionable que muchas veces se pierden por completo. Por todo ello, se

deben buscar soluciones para estos problemas y poder albergar una mayor penetración de RES. Entre estas soluciones destaca cómo una de las más consolidadas y extendidas, el almacenamiento energético [71,186–188]. El siguiente apartado versará en profundidad sobre ello.

2.3. Tecnologías de almacenamiento energético

En línea con el final de la sección anterior “2.2. Integración de RES en la red eléctrica”, ese almacenamiento de energía puede llevarse a cabo mediante el uso de las diferentes tecnologías existentes para tal fin. En la literatura científica se puede encontrar artículos que revisan de forma exhaustiva la variedad de formas de almacenar energía, desde enfoques diferentes. Así, Tan et al. [71] agruparon las tecnologías en los siguientes tipos: electroquímico y eléctrico, térmico, mecánico, químico y electromagnético. En cada elemento de clasificación descrito se encuadra una o varias tecnologías de almacenamiento energético.

Para el primer elemento, almacenamiento electroquímico y eléctrico se consideran los condensadores y las baterías. Los condensadores, a su vez, se clasifican en: electroquímicos, electrolíticos y electrostáticos. Los condensadores electroquímicos también se denominan ultracondensadores o supercondensadores, debido a que poseen una gran capacidad por unidad de volumen. También exponen algunos tipos de baterías existentes: de flujo, de níquel-cadmio, de litio, de sodio-azufre, de sales fundidas, de plomo-carbón, etc. En cuanto al almacenamiento térmico se clasifica en tres tipos: termoquímico, latente y sensible. Tres ejemplos de almacenamiento térmico son: almacenamiento de agua caliente, subterráneo de energía térmica y almacenamiento en roca. En los sistemas de almacenamiento de energía termoquímico las reacciones químicas pueden utilizarse para consumir o generar energía térmica. Por otro lado, en la clasificación aparece el almacenamiento mecánico, donde se incluyen el volante de inercia y el almacenamiento de energía por bombeo hidráulico (PHES) como tecnologías de almacenamiento energético. Pasando a los sistemas de almacenamiento de energía químico, éstos se usan como una reacción química reversible en la que se consume mucha energía para poder almacenar. Ejemplo de ello es el hidrógeno, que se

produce mediante un proceso electrolítico. Y por último, el almacenamiento energético electromagnético, donde la energía puede contenerse en un campo eléctrico o un electroimán. Ejemplo de ello es un superconductor magnético de almacenamiento energético (SMES, por sus siglas en inglés). Las dos tecnologías incluidas en este grupo son los condensadores eléctricos de doble capa (EDLC, por sus siglas en inglés) y los SMES. Los EDLC incluyen la energía entre dos electrodos opuestos en carga divididos por un aislante, mientras que el SMES utiliza un cable superconductor para generar el campo magnético. Los EDLC son conocidos también como ultracondensadores o supercondensadores. El estudio concluye que el almacenamiento energético beneficia las redes inteligentes y posee innumerables ventajas: mejoran la fiabilidad y la sostenibilidad de las redes inteligentes, apoyan el funcionamiento de la red eléctrica y mejoran la integración de las RES en la red. Además sirve para: el arbitraje de energía; hacer disminuir los picos; el seguimiento de la carga; y regular también la tensión, la frecuencia y el arranque en negro (equipos *Black Start*).

Matos et al. [189] desarrollaron una revisión interesante acerca de los sistemas de almacenamiento energético subterráneos. Abordan los siguientes tipos: almacenamiento de energía en aire comprimido (CAES, por sus siglas en inglés); almacenamiento hidroeléctrico subterráneo por bombeo (UPHS, por sus siglas en inglés); almacenamiento subterráneo de energía térmica (UTES); almacenamiento subterráneo de gas (UGS) y almacenamiento subterráneo de hidrógeno (UHS), ambos conectados a sistemas *Power-to-gas* (P2G). Añaden que para cada tipo de tecnología de almacenamiento existe un tipo de yacimiento geológico pertinente: yacimientos de hidrocarburos consumidos, acuíferos permeables, constituciones salinas, cuevas de rocas artificiales en rocas huésped y minas o pozos abandonados. Respecto al estudio de Tan et al. [71] se añade el aire comprimido como tecnología de almacenamiento mecánico. El estudio de Matos et al. [189] desarrolla con especial énfasis la elección de la pareja tecnología-yacimiento y le da una gran importancia para finalmente lograr implantar con éxito las instalaciones de almacenamiento de energía. Concluyen que el uso de la geología existente para almacenar energía a gran escala tiene un impacto mínimo para el medio ambiente, en una especie de réplica artificial del proceso natural de almacenar hidrocarburos de la naturaleza.

Desde otro enfoque, Aneke et al. [190] se centran en la aplicación real a escala comercial de cada tecnología y su rendimiento, además de señalar los principales obstáculos comerciales en su desarrollo. Se destaca la consideración del almacenamiento de energía por criogenia, concretamente el almacenamiento de energía en aire líquido (LAES, por sus siglas en inglés), aún en fase de demostración, también el almacenamiento de energía por gravedad (GES, por sus siglas en inglés), cuyo ejemplo más ilustrativo es el Módulo de Energía Gravitacional (GEM, por sus siglas en inglés), que utiliza un pistón y agua en un concepto adaptado del concepto de PHES. Otra tecnología que ha adaptado ese concepto se basa en vagones, elevando éstos en altura para luego hacerlos descender, sin embargo, presenta muchas de las limitaciones de la PHES, aunque no requiere las necesidades de agua. Concluyen que aún varias tecnologías de almacenamiento se encuentran en fase de demostración y no ha sido posible contrastarlas con proyectos a gran escala. Además, aseguran que no existe ninguna tecnología de almacenamiento que tenga todo lo necesario para un funcionamiento óptimo. Por otro lado, Zahedi [191] analizó las tecnologías de almacenamiento energético en torno a la generación de energía solar y expuso un sistema solar en combinación con batería y supercondensador. Sin embargo, Akram et al. [192] estudiaron con detalle aquellas tecnologías de almacenamiento energético de respuesta rápida (excluyendo la tecnología PHES): baterías, supercondensadores, volantes de inercia y almacenamiento magnético superconductor. También estudiaron aquellas tecnologías híbridas, es decir, combinaciones de las anteriores, y concluyeron que los dos aspectos más importantes de las tecnologías de almacenamiento de respuesta rápida son el control y el dimensionamiento. Gür [193] acepta que una penetración de RES superior al 20% del total de producción puede desestabilizar considerablemente el sistema de la red eléctrica. Destaca que el total de la potencia instalada de almacenamiento energético mundial (en el año de su estudio, 2018) era de 170 GW y que el porcentaje que representaba la tecnología PHES sobre el total era del 96%, lo cual no es beneficioso, pues considera que esta tecnología está limitada por el emplazamiento y no está disponible de forma general para todos los territorios. Destaca también que el almacenamiento permitir oportunidades para la generación distribuida y para el desarrollo de redes locales o *microgrids*, que mejoran en gran medida la seguridad de la red y, por tanto, la seguridad energética.

A continuación, en la Tabla 5 se expone una comparativa de las diferentes tecnologías de almacenamiento energético [194–198]:

Tabla 5. Comparativa de eficiencias entre diferentes tipos de tecnologías.

Tecnología/Sistema	Eficiencia eléctrica (%)	Tiempo de vida (años)
PHES	87 [194], 70-85 [195], 70-85 [196]	30-50 [195], >30 [196]
Volantes de inercia	70-79 [194], 90 [195], 90-95 [196]	20 [195], >15 [196]
Aire comprimido (CAES, por sus siglas en inglés)	70-79 [194], 64 [195], 70 [196]	30 [195], >20 [196]
Supercondensador	70-79 [194], 84-97 [196]	10-30 [196]
Hidrógeno (Pila de combustible)	32 [194], 20-66 [196]	5-20 [196]
Gas (Pila de combustible)	32 [194]	5-20 [197]
Almacenamiento térmico (TES, por sus siglas en inglés)	≈30-60 [196]	5-30 [196]
Baterías (general)	85 [194]	10 [198]
Batería de plomo-ácido	85 [195], 63-90 [196]	3-12 [195], 5-15 [196]
Batería de níquel-cadmio	60-70 [195], 3-20 [196]	15-20 [195], 60-83 [196]
Batería de sodio-azufre	75-86 [195], 10-20 [196]	5 [195], ≈ 75-90 [196]
Batería de flujo redox de Vanadio	70-85 [195], 65-85 [196]	10 [195], 5-20 [196]
Batería de zinc-bromo	75 [195], 65-80 [196]	5-10 [196]
Batería de ion-litio	75-97 [196]	5-16 [196]
Batería de polisulfuro de bromo (PSB)	60-75 [196]	10-15 [196]
Respuesta a la demanda	70 [194]	-

Atendiendo a la Tabla 5 y a la revisión de tecnologías de almacenamiento energético se desprende que la tecnología PHES sigue saliendo beneficiada en dos de los principales factores de comparación entre tecnologías (tiempo de vida y eficiencia), además haber

demostrado sobradamente en el tiempo que es la tecnología más madura. La gran mayoría de tecnologías presentadas no está en estos momentos en condiciones de competir con la tecnología PHES por un factor u otro. Analizando sólo los dos factores presentados en la Tabla 5 se puede ver como las baterías de ion-litio, los volantes de inercia y los supercondensadores presentan buenas relaciones eficiencia-tiempo de vida, aproximándose a la tecnología PHES. A gran escala, sólo las baterías de ion-litio han experimentado un desarrollo que les permita ser la una opción alternativa a los sistemas PHES. La pila de combustible de hidrógeno, por otro lado, todavía tiene que aumentar su eficiencia y optimizar su ciclo de vida en torno a un valor óptimo, que observando a la Tabla 5, se desprende que no será superior a 20 años.

A pesar de ello, es cierto que en los últimos años ha tomado especial relevancia como almacenamiento energético a gran escala el almacenamiento electroquímico, específicamente las baterías [195,199,200], y en mayor grado de especificación, las baterías de ion-litio [201–203]. En muchos casos la tecnología PHES y las baterías compiten entre sí, cuando sin embargo, un porcentaje alto de esos casos no obliga a una disyuntiva, sino totalmente al contrario, a una conjunción entre ambas, de forma que ambas tecnologías se complementen [204–208]. Los defensores de las baterías señalan las deficiencias de la tecnología PHES en comparación con aquellas, esencialmente [209–211]: las bombas no son portátiles, las baterías sí; requiere más superficie, tiempo y recursos para su construcción; requiere conexión a una fuente de electricidad todo el tiempo; requiere muchos recursos para su sustitución; destruye ecosistemas para su construcción; supeditada a la existencia de recursos hídricos; depende de ubicaciones compatibles; y menor densidad de energía.

Sin embargo, los defensores de la tecnología PHES señalan las desventajas de las baterías en relación con aquella [209–212]: vida más corta, las no recargables funcionan una sola vez; las recargables funcionan varios ciclos hasta que dejan de hacerlo de forma eficiente; se descargan más rápido si se compara con la evaporación del agua en el sistema PHES; más riesgo de explosión; están más limitadas en cuanto a la temperatura de funcionamiento, tanto por bajas como por altas temperaturas; pérdida de entre un 8% y un 20% al año cuando no se utilizan; sólo pueden usarse por un tiempo limitado, sean recargables o no; pueden provocar incendios o contaminación química;

agotamiento de recursos naturales (metales y no metales) para su fabricación; generan residuos peligrosos, gases de efecto invernadero (GEI) y humos tóxicos en las fases de fabricación, uso y reciclaje, entre otras fases; reciclaje más costoso; mayor impacto en todo el ciclo de vida; tecnología menos consolidada; mayor coste; y sistema más compacto y ligero.

En resumen, cada una presenta sus ventajas y desventajas, siendo la tecnología PHES la más madura y utilizada. El almacenamiento tipo PHES representa alrededor del 99% de la configuración mundial de tecnologías de almacenamiento [210,211]. Sin embargo, esto no debe suponer un uso exclusivo de la misma, más bien al contrario, debe complementarse con otras tecnologías de almacenamiento, de tipo electroquímico o de cualquier otro tipo. Como se ha visto, cada territorio tiene sus propias particularidades y circunstancias y hay que ajustar la configuración de almacenamiento de cada uno a esas particularidades y circunstancias.

En las Islas Canarias, muchos estudios [105,115,140,141], ya han tratado el tema del almacenamiento energético por PHES desde diferentes enfoques y con diferentes objetivos de investigación. Sin embargo, y especificando ahora para la isla de Gran Canaria, a pesar de ser el territorio del mundo con la mayor densidad de presas por unidad de superficie del mundo [149], el número de centrales hidroeléctricas ahora mismo en la isla es cero [91], si bien es cierto que actualmente ya se está ejecutando el proyecto de la central hidroeléctrica de bombeo reversible Salto de Chira, en concreto y como primera parte, ya se ha empezado a construir la Estación Desalinizadora de Agua de Mar de Santa Águeda (EDAM de Santa Águeda, oficialmente desde el día 16 de febrero del presente año 2022 [145]). En general, esos estudios realizados en Canarias defienden la tecnología PHES como método de almacenamiento de energía. En el caso de Bueno et al. [119], combinan la tecnología PHES con la generación eólica, demostrando su factibilidad, especialmente en territorios aislados, aplicando el estudio en la isla de Gran Canaria. Merino et al. [129] también investigaron en el campo de los sistemas híbridos con el desarrollo de un nuevo modelo para analizar la estabilidad transitoria en redes eléctricas aisladas alimentadas por RES. El sistema incluye generación eólica, generación diésel y una central PHES. El modelo se instalará en la

isla de El Hierro. El estudio concluye que es necesario mantener otro tipo de generación como sistema de reserva rotativo. Portero et al. [157] proponen utilizar el mar como depósito inferior en los sistemas PHES de la isla de Gran Canaria que utilicen la generación eólica como parte de la central. Concluyeron que usar el tándem eólica-hidráulica puede contribuir a cubrir la demanda energética en un 29 % más que si sólo se usase la energía eólica para ello. Por último, Padrón et al. [158] propusieron un sistema de almacenamiento de energía hidroeléctrica usando el bombeo eólico para lograr aumentar la penetración RES en la red eléctrica, usando la isla de Gran Canaria como caso de estudio. Los resultados avalaron ese objetivo.

En cuanto al almacenamiento electroquímico a gran escala, en las Islas Canarias no existe gran cantidad de literatura al respecto; Ramos-Real et al. [213] concluyeron que la mejor opción de almacenamiento energético para la isla de La Gomera era el almacenamiento en baterías.

La escasez de ubicaciones debido a las limitaciones de espacio de las islas y el alto número de presas y depósitos existentes (debido a la histórica escasez de agua en las Islas Canarias, especialmente en las islas de la Provincia de Las Palmas), hasta ahora infraestructuras infrutilizadas podrían explicar una clara predilección por la tecnología PHES, además, claro está, de que la tecnología de baterías, especialmente las de ion-litio está todavía en una fase precaria en relación a aquella.

Con respecto a la isla de Gran Canaria, ha quedado patente que se lleva muchos años de retraso en el aprovechamiento del potencial de almacenamiento energético por PHES que tiene el territorio, provocado por el alto número de presas grandes y pequeñas ya construidas.

Por último, para terminar con este punto se expone una comparativa de costes entre las diversas tecnologías de almacenamiento a nivel global en la Figura 11. Los datos han sido extrapolados a partir de datos obtenidos de Luo et al. [196] y Zia et al. [214].

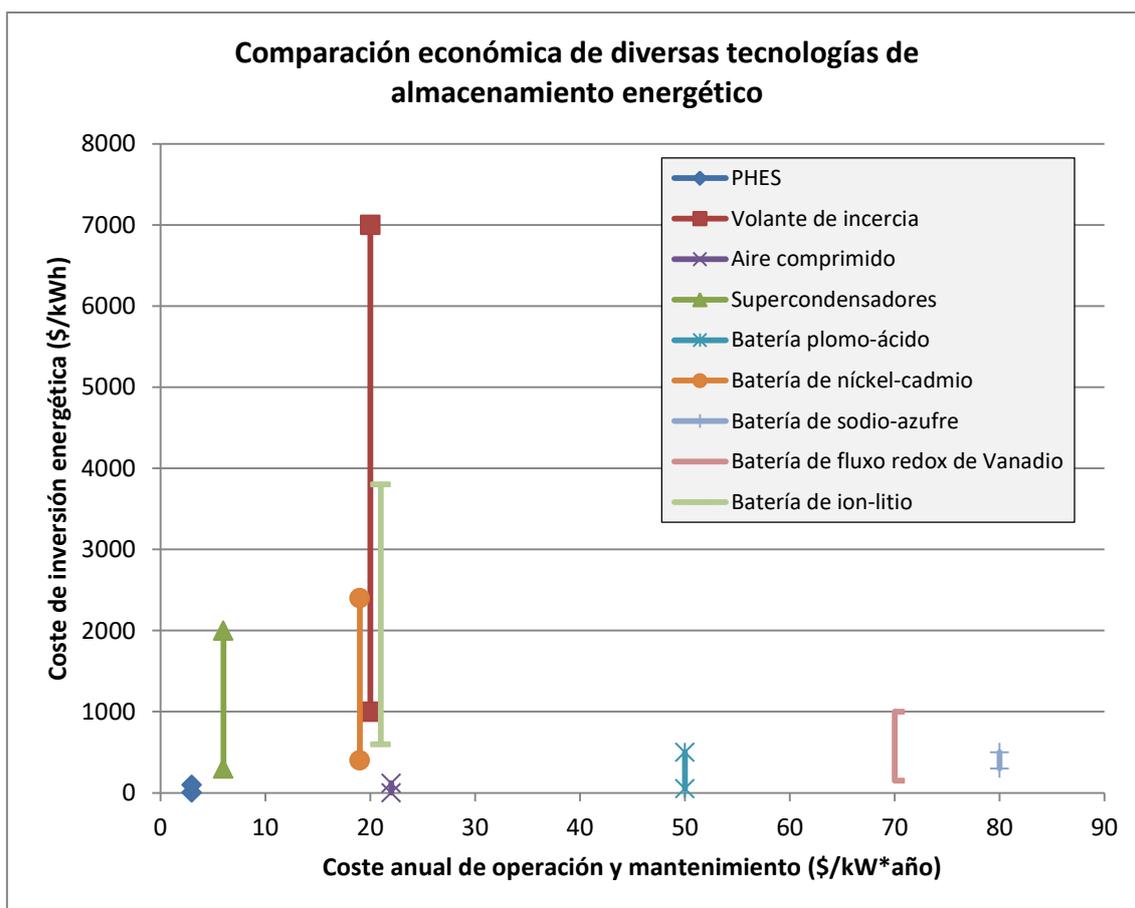


Figura 11. Comparativa de diferentes tipos de costes entre diversas tecnologías de almacenamiento energético. Elaboración propia a partir de la extrapolación de datos obtenidos de Luo et al. [196] y Zia et al. [214].

2.4. El almacenamiento energético PHES

Como se ha descrito, la tecnología PHES está considerada globalmente como la más madura, fiable y consolidada a nivel mundial. Las centrales hidroeléctricas con tecnología PHES pueden ser usadas tanto para almacenar como para producir energía. De cara a las investigaciones de esta tesis para evaluación del potencial de PHES en la isla de Gran Canaria se pretende exponer los tipos de centrales hidroeléctricas que existen. En base a diferentes criterios se establecen varias clasificaciones. Así pues, según la potencia instalada de las centrales hidroeléctricas, éstas se pueden clasificar en (es una clasificación administrativa):

-Microcentrales hidroeléctricas: aquellas con menos de 1 MW de potencia instalada.

-Minicentrales hidroeléctricas: aquellas cuya potencia instalada se encuentra en el rango de 1 MW a 10 MW.

-Centrales hidroeléctricas de gran potencia: aquellas cuya potencia instalada es mayor de 10 MW.

También se puede clasificarlas según su ubicación física en:

-Centrales exteriores: son las más habituales, las que se pueden observar sobre la superficie.

-Centrales subterráneas: son aquellas que se encuentran bajo la superficie y son frecuentes en los aprovechamientos hidroeléctricos con una potencia elevada.

-Centrales en pozo: son aquellas utilizadas cuando no es recomendable la ejecución de una central subterránea.

Otra clasificación, de mayor relevancia es según su régimen de flujo:

-Centrales en derivación o de agua fluyente: son aquellas que no disponen de elementos de almacenaje. Por tanto, tienen como desventaja que dependen de la estación del año, de las sequías y de los fenómenos meteorológicos, en definitiva, de la disponibilidad de agua. Debido a ello tienen que operar siempre en forma continua, turbinan el agua disponible en cada momento en base a la capacidad de cada central. Es la más frecuente dentro del grupo de minicentrales.

-Centrales con regulación propia (de presa): son aquellas en las que una presa sirve de elemento acumulador de agua gestionada de forma no exclusivamente natural y almacenada. De esta forma, se puede controlar el agua que pasa por las turbinas y por tanto, se puede controlar la cantidad de energía producida. Pueden estar formadas por una o más presas siempre a una cota superior a la de la turbinas. Como es lógico, por norma general estas centrales suelen necesitar mayor inversión que las de agua fluyente. Gracias a este tipo de central se puede

generar la energía en los momentos más necesarios, que será en los de máxima demanda. También permite jugar con el tiempo y la variabilidad de los precios. Estas centrales pueden tener otros usos: como controlar y equilibrar el caudal en el cauce de un barranco para evitar posibles desbordamientos de esos cauces y también servir para consumo humano, riego u otros fines. Dentro de las centrales de regulación propia (de presa) existe a su vez una clasificación según la posición relativa de la presa y la central, dando lugar a las siguientes configuraciones:

-Central de pie de presa: es aquella que se suele instalar al pie de la presa o en sus inmediaciones (ubicadas en la misma presa).

-Centrales separadas de la presa (con conducción): aquellas que no se encuentran integrada con la presa, sino que se encuentran a una determinada distancia, llegando el agua a la central a través de conducciones que pueden ser a cielo abierto o mediante túnel.

-Centrales de bombeo: son aquellas en las que dos presas a diferente cota se conectan por una conducción de presión de agua junto a una central de turbinado y bombeado. El funcionamiento es el siguiente: los excedentes de energía que no se utilicen en los periodos de demanda baja se emplean para elevar (bombear) el agua desde la presa inferior al superior. Luego, en los momentos de más demanda de energía esa agua se turbinada para que vuelva al depósito inferior, consiguiendo en el proceso crear energía (es decir, en este caso trabaja como una central hidroeléctrica convencional). Tal cómo se ha descrito, esta central opera de forma reversible, es decir, en ambos sentidos en el ciclo de la energía. En este tipo de centrales hay un uso más responsable de los recursos hídricos por la propia naturaleza de su funcionamiento.

En el marco de las centrales de bombeo, estas se pueden clasificar, según la aportación de agua al embalse superior:

-Centrales de bombeo puro: son aquellas en las que la presa o depósito a mayor cota no posee aportes de agua propia o posee muy poca. Es decir, prácticamente la totalidad del agua que llegue a la presa superior deberá bombearse desde la presa inferior.

-Centrales de bombeo mixto: son aquellas en las que pueden existir aportaciones propias de recursos hídricos en la presa superior por medios naturales. Sin embargo, dentro de este grupo de centrales existe aún un caso más específico, y es que el agua aportada proceda de un bombeo previo desde un río, barranco o incluso desde el mar, mediante el uso de Estaciones Desalinizadoras de Agua de Mar (EDAM).

Continuando en el marco de las centrales de bombeo se encuentra otra clasificación, esta vez en base al ciclo de regulación:

-Centrales de ciclo diario: aquellas en las que la cantidad de energía almacenada que se necesita para generar energía cada día se bombea por la noche.

-Centrales de ciclo semanal: aquellas en las que se puede bombear los fines de semana y turbinar los días laborales.

-Centrales de regulación estacional: aquellas en las que se bombea agua hacia el depósito superior para almacenar energía en las estaciones del año con más precipitaciones. Posteriormente se turbinar esa agua hacia el depósito inferior en aquellos intervalos temporales con menos precipitaciones.

Por último, las centrales de bombeo pueden clasificarse según el tipo de tecnología hidráulica escogida:

-Sistema hidráulico con bombas y turbinas independientes: son aquellas en las que ambos tipos de máquinas se instalan por separado, pero acopladas.

-Sistema hidráulico reversible: son máquinas hidráulicas que pueden funcionar tanto como una bomba para almacenar la energía, o como una turbina para generarla. Por tanto, se elimina el acoplamiento, además de reducir el espacio de instalación y las tuberías que se requieren para las entradas y salidas del fluido.

Cómo se puede deducir de lo expuesto, existen muchas clasificaciones posibles, sin embargo se ha querido destacar aquellas consideradas de más importancia para el objeto de esta investigación. Las centrales de bombeo reversible son las escogidas en esta investigación como objeto de estudio. Por tanto, cuando en el texto se haga referencia al término de centrales o centrales hidroeléctricas, se entiende que se refieren implícitamente a las centrales de bombeo. Para hacer referencia a aquellas centrales hidroeléctricas que no sean de bombeo se emplea el término “convencional”:

Las primeras centrales de almacenamiento energético mecánico surgieron a finales del siglo XIX en Europa [215]. Por aquel entonces, el sistema consistía en elevar el agua con aerogeneradores eólicos rudimentarios para posteriormente liberar esa agua y hacer girar ruedas hidráulicas para el accionamiento de máquinas. Surgieron diferentes centrales en Suiza, Italia, Alemania y Francia cuyo funcionamiento consistía en usar turbinas y bombas por separado, conectadas en paralelo a generadores eléctricos y motores, respectivamente. Esas conexiones se realizaban con ejes horizontales. Posteriormente se introdujo la posibilidad de realizar esas conexiones en disposición vertical.

En la actualidad, y concretamente para el año 2021, la capacidad total instalada de almacenamiento PHES a nivel global era de 160 GW [216], en términos de potencia instalada. Esto representa un 95,8 % de la potencia instalada almacenamiento energético en el mundo, que fue de aproximadamente 167 GW. Por su parte, España contaba en el año 2020 con aproximadamente 3,4 GW de potencia PHES instalada [217], sin

embargo, el Gobierno de España prevé que en 2030 esa cifra aumente hasta los 6,8 GW [79].

Sin embargo, hoy en día no hubiera sido posible alcanzar tal grado de desarrollo del almacenamiento PHES sin la necesaria evolución desde las centrales de bombeo con bombas y turbinas separadas hasta centrales de bombeo con turbina-bomba reversible. No fue hasta 1956 [215] cuando se construyó la primera turbina-bomba reversible, la cual se puso en funcionamiento en la central hidroeléctrica de *Hiwassee* (USA). A partir de ese entonces, el sistema de funcionamiento basado en turbina-bomba reversible es el usado mayoritariamente en la actualidad. Sin embargo, las turbina-bomba reversibles presentan una serie de inconvenientes [218–222] que deben mejorarse; para ello se ha estudiado extensamente cada uno de esos problemas en la literatura científica. Uno de los problemas más importantes de las turbina-bombas reversibles es el de la cavitación. Tao et al. [218] especificaron que ese problema era más grave en el modo de bombeo y para disminuir los efectos de la cavitación decidieron investigar de forma experimental y numérica. Estudiaron la relación entre los rangos de la cavitación inicial y la crítica, la influencia del ángulo de incidencia en el borde de ataque y otros factores. Concluyeron que es importante capturar las burbujas del inicio antes de la cavitación crítica. También Tao et al. [223] propusieron un perfil *NACA006* como modelo simplificado del álabe del impulsor de la turbina-bomba reversible, con el objetivo específico de comprender el mecanismo de inicio de la cavitación. Los resultados mejoraron el número de cavitación inicial. Este estudio es un buen punto de partida para futuros diseños de las palas de las turbomáquinas que pretendan también centrarse en combatir la cavitación del inicio.

Otro de esos problemas radica en el deterioro de los rodets de la turbina-bomba debido a los constantes cambios de operación en un sentido o en otro. Zhu et al. [219] expusieron un sistema de diseño de optimización multiobjetivo, con un diseño inverso en 3D aplicado al rodete de una turbina-bomba. Concluyeron después de las pruebas, que esta propuesta gozaba de un buen rendimiento de potencia.

Un hándicap de esta tecnología que también ha preocupado y ocupado a los expertos es el conocido golpe de ariete y también las pérdidas de energía en el sistema. En este

sentido, Schmidt et al. [220] realizaron un modelo matemático exhaustivo en una central eléctrica con turbinas-bombas reversibles. Los resultados permiten conocer los puntos óptimos de funcionamiento estacionario y ayudaron a minimizar esas pérdidas energéticas en el sistema global.

Como último ejemplo, las vibraciones siempre son inoportunas y molestas y pueden deparar en problemas más graves, como la inestabilidad. En este sentido, Zhang et al. [221] se centraron en uno de los orígenes de la inestabilidad, la pérdida de velocidad de rotación en el modo de generación cuando no se dan los condicionantes de diseño del inicio. Concluyeron que esas pérdidas provocan flujos de retorno y vórtices degenerando en fluctuaciones acuciantes de presión e influyendo en la curva característica S y, por tanto, en las inestabilidades aparejadas a esa curva. También Zhang et al. [222], en un estudio más amplio, analizan de forma experimental las vibraciones y, especialmente, sus causas, en una gama de condiciones diferentes en el que se suponen distintos escenarios de carga y de altura de agua. Concluyeron que las vibraciones en la cubierta superior se producen principalmente por el flujo del agua (tanto por variaciones en la carga cómo por variaciones en la altura de agua) a su paso por la máquina hidráulica, mientras que aquellas vibraciones que se producían en los soportes superior e inferior se deben a factores mecánicos del rotor.

Sin embargo, estos problemas no han impedido un rápido desarrollo del almacenamiento por bombeo. En el año 2010 la potencia total instalada era de 99,76 GW [216], mientras que en 2019 esa cifra alcanzaba los 120,84 GW . En la Tabla 6 se puede ver el diferente nivel de desarrollo del almacenamiento por bombeo PHES en los 15 países que más potencia instalada poseen [224]:

Tabla 6. Ranking de países con mayor nivel de desarrollo de almacenamiento energético tipo PHEs.

País	Potencia instalada PHEs (MW)	Energía generada PHEs (GWh)	Potencia instalada hidroeléctrica total, incluyendo PHEs (MW)	Ratio: Capacidad de bombeo/Capacidad total (%)
China	31 490	1355200	370160	8,51
Japón	27 637	89170	50016	55,26
Estados Unidos	22 855	291000	102000	22,41
Italia	7685	47720	22593	34,01
Alemania	6364	24750	11022	57,74
España	6117	33340	20409	29,97
Francia	5837	64840	25508	22,88
Austria	5596	45520	14597	38,34
India	4786	155000	50549	9,47
Corea del Sur	4700	7100	6506	72,24
Suiza	3029	40620	16881	17,94
Sudáfrica	2912	5670	3596	80,98
Reino Unido	2833	7640	4712	60,12
Portugal	2820	13960	7193	39,20
Taiwán	2602	6180	4694	55,43
World	159 494	4 370 000	1 330 106	11,99

De la columna “*Potencia instalada PHEs (MW)*” de la Tabla 6 se extrae que los países líderes en potencia instalada en 2020 fueron, en estricto orden decreciente: China, Japón y USA. Poseen capacidades de un orden de magnitud mayor a los siguientes países del ranking (ordenados también en orden decreciente): Italia, Alemania y España, que

poseen más de 6 GW de potencia instalada PHES. Completan la lista aquellos países cuya potencia instalada PHES se encuentra entre 1 y 6 GW, en orden decreciente: Francia, Austria, India, Corea del Sur, Suiza, Sudáfrica, Reino Unido, Portugal, Polonia, Ucrania, Noruega, Bulgaria, Rusia, Australia, Bélgica, Luxemburgo, República Checa, Eslovaquia, Irán y Tailandia.

En la columna “*Ratio capacidad de bombeo-capacidad total (%)*” de la Tabla 6 se puede observar qué países dan mucho peso al bombeo en su explotación de la energía hidroeléctrica, en concreto, los siguientes países presentan una ratio por encima del 50%, ordenados en orden decreciente: Sudáfrica, Corea del Sur, Reino Unido, Alemania, Taiwán y Japón. El resto de países presentan ratios por debajo del 50% en el desarrollo del almacenamiento por bombeo con relación al total de la capacidad hidroeléctrica instalada.

En los sistemas aislados esta tecnología de almacenamiento cobra especial importancia por las ventajas extra que aporta, especialmente a la estabilidad de redes generalmente aisladas y débiles. Como ya se ha detallado en otras secciones, en las Islas Canarias el único sistema PHES se encuentra en la isla de El Hierro. La central hidroeléctrica “Gorona del Viento” [143], de 22,90 MW de potencia instalada. Se añadirá en el futuro, en la isla de Gran Canaria la central hidroeléctrica de bombeo reversible Salto de Chira [90].

2.5. Metodología de evaluación del potencial PHES

Las metodologías de evaluación del potencial de PHES presentan variedad de técnicas y procedimientos para su aplicación. Estas metodologías representan un factor crucial en el desarrollo del potencial PHES, pues la ubicación de la central y la elección de los depósitos es un factor determinante para la definitiva construcción de las centrales y suelen constituir el obstáculo principal en este tipo de centrales hidroeléctricas [151].

Algunos han desarrollado metodologías basadas sistemas GIS, que ponen el foco en detectar lugares existentes o en crear esos lugares. A nivel continente, Gimeno et al. [154] llevaron a cabo un ambicioso cálculo del potencial de PHES en Europa distinguiendo claramente entre potencial teórico y realizable y comparando ambos con la capacidad instalada en ese momento. Introdujeron con bastante exhaustividad el concepto de tipologías de centrales (establecieron 7 tipologías diferentes) y concluyeron, después de comparar 14 países, que el potencial teórico obtenido era 3,5 veces mayor a la capacidad instalada en aquel momento y que el potencial realizable, aunque menor al teórico, seguía siendo el doble de la capacidad instalada. Sin embargo, sólo incluyen pares de presas con una diferencia mínima de distancia en altura de 150 m. Manteniendo el marco continental europeo, Lacal-Aránegui et al. [225] llevaron a cabo un estudio que analizaba la reconversión de las centrales hidroeléctricas convencionales en centrales hidroeléctricas de bombeo y también de aquellas presas no aprovechadas hidroeléctricamente y seleccionaron Turquía y Croacia para la comprobación del método. También usan las tipologías para estructurar los resultados según cada una de ellas (en concreto, se basan en dos configuraciones posibles de centrales hidroeléctricas, aunque consideran que se podrían tener en cuenta otras 3 configuraciones posibles). Habría que estudiar cada caso concreto, pues podría resultar más interesante para algunas ubicaciones no transformar esas centrales hidroeléctricas y seguir aprovechándolas en su régimen de uso. Por otro lado Rogeau et al. [138] se centraron en evaluar el potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas, entre otros motivos, debido a su menor emisión de GEI. Para ello crearon una metodología genérica considerando lagos ya existentes y formas geológicas cóncavas válidas para ser consideradas como depósitos. Esa metodología fue diseñada de tal manera que todo cálculo pesado fuera procesado solamente una vez. Acompañaron esa metodología de un análisis de sensibilidad en relación a la aplicación de una serie de restricciones a modo de filtro y aplicaron su metodología al caso de Francia. Al centrarse en *small-PHES*, el estudio no ofrece una posibilidad real de planificar con garantías la política energética a nivel nacional. Por otro lado, Ghorbani et al. [151] evaluaron el potencial PHES en Irán considerando varias tipologías diferentes y utilizando el modelo *TOPSIS* a tal fin. Una de esas tipologías consiste en incluir el mar como posible depósito de la central hidroeléctrica. Concluyeron que usar el mar como depósito es adecuado en aquellos lugares con grandes carencias de agua dulce. Siguiendo en el bloque de metodologías GIS, Soha et al. [152] incluyeron como posibles depósitos aquellos

paisajes dañados por la extracción minera en las zonas de media montaña europeas. Diseñaron una metodología adaptable al territorio y con especial énfasis en la tipología descrita. El hecho de circunscribir el estudio a esa tipología del terreno limita considerablemente los resultados del potencial de PHES. Por otro lado, Lu et al. [150] evaluaron el potencial de PHES en el Tíbet según dos tipologías y considerando dos modelos basados en GIS. Aplicaron restricciones para filtrar los resultados pero no consideraron aquellas de carácter medioambiental. Para descubrir posibles emplazamientos de PHES, Lu et al. [226] desarrollaron el software *STORES*, también basado en GIS, para localizar emplazamientos de PHES y lo aplicaron en Australia. Basaron su investigación en dos tipos de localizaciones: *dry-gully* (“barranco seco”) y *turkey’s nest* (“nido de pavo”). Considera cómo restricciones: la superficie del embalse, la excavación máxima y la altura máxima del muro de la presa. Estas restricciones no son imprescindibles y coartan posibles lugares perfectamente válidos. Tampoco hacen una inclusión exhaustiva de todos los criterios medioambientales posibles. Sin embargo, la distancia a la red eléctrica hubiera sido un factor bastante determinante y verídico, además de servir como un estudio previo de costos, pues este factor está relacionado directamente con uno de los costes más altos en las centrales tipo PHES, que es el del transporte de la energía eléctrica. Los autores concluyen que el software desarrollado produce resultados satisfactorios para la toma de decisiones en la planificación energética, demostrando que el sur de Australia tiene un alto potencial de desarrollo de la tecnología PHES con 190 ubicaciones posibles y 276 GWh de almacenamiento de energía. Un enfoque muy pragmático fue el que dieron Haas et al. [227], utilizando un sistema GIS para localización de los posibles lugares, considerando cuatro tipologías diferentes en una primera parte (en Chile, Perú y Bolivia), y en otra segunda parte diseñaron una estimación de costos para cada emplazamiento. Ello derivó en una clasificación de lugares según el costo de implementación de la tecnología PHES, generando curvas costes-potencial PHES que permiten una rápida toma de decisiones. Se consideraron filtros de cálculo, pero no son detallados con profundidad. No representan el objetivo fundamental del estudio, sino un medio para después analizar los costos.

Usar el mar como depósito es una opción que se baraja cada día más. En este sentido, Pradhan et al. [228] evaluaron el potencial de los sistemas de almacenamiento

energético por bombeo hidráulico usando el mar como depósito inferior (S-PHES, por sus siglas en inglés) en sistemas eléctricos aislados desarrollando una aplicación GIS. Concluyeron que este tipo de sistemas tienen más riesgo de fallo que aquellos que no usan el mar como depósito inferior. Las restricciones de cálculo son elementales, sin profundización, y por tanto el potencial no tiene el carácter práctico de ejecución inmediata que se persigue por las autoridades encargadas en la toma de decisiones de la planificación energética, en el marco de un determinado territorio.

Por otro lado, y como es sabido, la localización de emplazamientos para futuros parques eólicos es una tarea tan complicada como la búsqueda de emplazamientos para desarrollar PHES. Pero hay casos en que ambas tecnologías van unidas de la mano y hay que analizar el potencial de centrales eólicas de bombeo. En esta rama de investigación PHES destaca el estudio de Ahmadi et al. [229], que combina la aplicación de GIS con técnicas como “Proceso de Red Analítica” (ANP, por sus siglas en inglés) en una estructura de criterios y subcriterios, conformando un modelo híbrido de dos etapas. El estudio presenta una dinámica no inmediata y para conjuntos grandes de datos puede no ser una buena opción.

Otras metodologías destacan por su enfoque en el análisis coste-beneficio. Es el caso de Arena et al. [230], que basándose en la premisa de aprovechar los embalses existentes para el abastecimiento de los municipios (y también para el riego) explotando su potencial de PHES, presentaron una metodología para determinar si una determinada instalación de PHES, aprovechando un embalse existente, puede ser viable en un determinado territorio. La metodología toma como eje el análisis de costes y beneficios, y escoge Sicilia, en Italia, como caso de estudio. Utilizaron diferentes parámetros que dieron lugar a muchas configuraciones posibles. Concluyeron que los parámetros relacionados con los beneficios causan una mayor sensibilidad en los resultados. Sin embargo, el estudio no ahonda en una metodología capaz de ofrecer eficacia y a la vez precisión, al faltar varios parámetros técnicos de importancia, como por ejemplo, la distancia a la red eléctrica. Este parámetro tiene tanto un carácter técnico como un carácter de costo, y por tanto, aportaría un gran valor añadido también para el análisis de beneficios y costos.

Stenzel et al. [231] evaluaron también el potencial de almacenamiento energético de PHES, pero circunscribiendo el objeto de la investigación a las vías fluviales federales de Alemania y a centrales hidroeléctricas convencionales ya existentes en ellas. La poca diferencia de altitud en las esclusas fue el principal elemento de limitación. Sin embargo, no entran en restricciones de cálculo de forma detallada y por tanto la metodología no depara en un potencial viable o ejecutable, además, habría que comprobar de forma fehaciente que no dará problemas este sistema, debido a los varios usos que se le dará al sistema de esclusas.

Kucukali [232] propuso una metodología en la que los criterios de restricción iban aparejados a un sistema de puntuación, enfocando el objetivo de la metodología a elegir ubicaciones óptimas. Se centraron solamente en aquellos embalses que ya pertenecían a la explotación hidroeléctrica y querían reconvertir a sistemas PHES. El estudio no detalla con precisión los impactos ambientales y sociales que enuncia. En la misma línea, en el marco de la de “toma de decisiones multicriterio” (MCDM, por sus siglas en inglés), destaca el estudio llevado a cabo por Nzotcha et al. [233], donde se usan técnicas MCDM cómo: proceso de jerarquía analítica (AHP, por sus siglas en inglés) y los sistemas para puntuar, entre otros, para seleccionar los mejores emplazamientos. Sin embargo, la metodología sólo evalúa 11 emplazamientos posibles para un proyecto predefinido en el oeste de Camerún. Además, la metodología es compleja y requiere un proceso de cálculo difícil de replicar, también utilizando sistemas de puntuación.

Menéndez et al. [234] evaluaron la capacidad de almacenamiento energético por bombeo hidráulico subterráneo (UPHES, por sus siglas en inglés) en las minas abandonadas. También estudiaron otros usos, como el almacenamiento energético en aire comprimido (CAES) y aplicaciones geotérmicas. Estudiaron la combinación de todos los usos y concluyeron que esta metodología es válida para lugares con gran cantidad de minas abandonadas. También descubrieron que los costos del UPHES son mayores a los del PHES. También Saigustia et al. [235] quisieron explorar el potencial de almacenamiento UPHES, en este caso en Polonia y también lo compararon con el uso de otras tecnologías posibles, cómo el CAES. Concluyeron que la tecnología UPHES es la que ofrece una mayor capacidad pero que habría que realizar encuestas y

estudios de viabilidad para elegir con exactitud qué tipo de tecnología convendría más en cada caso, en función de las condiciones de cada mina.

Hunt et al. [236] se centraron en el almacenamiento energético estacional por bombeo hidráulico (SPHES, por sus siglas en inglés) y evaluaron la capacidad global de esta tecnología. Se estima la capacidad bruta, sin la aplicación de restricciones de cálculo importantes, como por ejemplo las medioambientales, con una metodología que incluye una estimación de costos pero que no entra a valorar un potencial realizable o viable. Hunt et al. [237] también desarrollaron otro artículo cuyo objetivo era evaluar la capacidad de SPHES en el río Indo. Destacaron el gran potencial de esta zona a nivel mundial como “*hub de almacenamiento para Asia*”, comparando esta zona con lo es para Europa la región de los Alpes, no sólo por la capacidad instalada (26 GW), sino por los bajos costes, tanto para generar energía cómo para almacenarla. Sin embargo, el sistema utilizado es complejo y no va encaminado a calcular un potencial viable, sino que se estima el potencial para el objetivo final de analizar los costes.

A partir de embalses existentes en zonas de abastecimiento de agua, en Connecticut, Emmanouil et al. [238] presentaron una metodología para evaluación del potencial PHES a pequeña escala. La metodología está en función solamente de las mediciones del nivel de agua que se realizan a diario y de las características de cada embalse. Los resultados expusieron una capacidad de almacenamiento de energía de alrededor de 95 MWh cada día. El estudio concluyó que el patrón estacional muestra valores de capacidad más altos en otoño y en invierno. Además, inciden en el aspecto de la calidad del agua para la conservación de flora y fauna acuáticas. Sin embargo, el estudio no establece una serie de restricciones de cálculo, pues parte de ubicaciones ya conocidas.

Centrando los esfuerzos de su investigación en la utilización de los ríos y costas como posibles embalses, Görtz et al. [239] expusieron que en las metodologías de cálculo del potencial PHES no suele tenerse en cuenta de forma automatizada la forma de la superficie disponible para el embalse. Por esa razón, diseñaron un algoritmo mejorado que incluyera este factor. La esencia del algoritmo es la búsqueda del rectángulo más grande dentro del polígono del lugar a ubicar el embalse. También incluyen restricciones en cuanto al factor de la pendiente del terreno. Esto hace que muchos

emplazamientos viables tengan que ser excluidos. Además, el método no ahonda en criterios variados, tanto técnicos como medioambientales, usados como filtros para un potencial realizable.

Cómo se ha desarrollado en esta sección, se comprueba que las investigaciones relativas a metodologías de evaluación del potencial de PHES más recientes pretenden adoptar un carácter cada vez más multicriterio y con sistemas de puntuación. Sin embargo, no se encuentran metodologías que con una explícita sencillez de aplicación sea capaz de arrojar resultados inmediatos y válidos.

Pues bien, para el desarrollo a gran escala de la tecnología PHES en un determinado territorio, es necesario diseñar una propuesta metodológica que permita analizar el potencial viable de almacenamiento PHES total que puede existir en ese territorio y que subsane los fallos o deficiencias de los estudios presentados en esta sección, aparte de presentar mejoras a esos estudios. En este caso, la propuesta se pretende aplicar en la isla de Gran Canaria. El objetivo es que esa propuesta sea una herramienta para poder diseñar la planificación energética necesaria para ese territorio por parte de los agentes implicados en ese proceso. Ésta será la primera contribución de esta tesis, que se desarrolla en el capítulo “3. *Contribución 1: Propuesta metodológica para evaluación del potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) en un determinado territorio y su aplicación a la isla de Gran Canaria*”.

Una vez evaluado el potencial de PHES, y ejecutados los proyectos de aquellas centrales hidroeléctricas de bombeo reversible (PHES) que las autoridades locales consideren oportunos, luego de haber analizado cada caso de forma particular, habría que estudiar la forma en que esas centrales se integran en el sistema energético del que formen parte.

Cómo ya se ha dicho en el texto, la otra contribución de esta tesis es la elaboración de un modelo dinámico de operación que permita estudiar esas aportaciones de las centrales que finalmente se ejecuten. El modelo se aplica a la central Salto de Chira, utilizando el proyecto técnico de ejecución de la misma como fuente de conocimiento. Con el modelo de operación propuesto (bombeo-turbinado inmediato) de la central se

podrá valorar y decidir, entre otras cosas: la necesidad o no de implantar otros sistemas de almacenamiento energético; la potencia instalada de CES que se debe disminuir progresivamente como alternativa a los periodos de parada de la central PHES Salto de Chira; y la penetración RES que puede integrar el sistema con la incorporación de esta central. Cómo ya se ha descrito en la sección “1.1. Introducción”, este modelo debe responder a los EGE o a los DGE que se producen en el sistema en relación a la demanda real. En este contexto, se plantean diferentes escenarios de aumento de la penetración RES. Esta contribución es la que se desarrolla en el capítulo “4. *Contribución 2: Análisis de un modelo dinámico para operar sistemas de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) y aplicación a la central Salto de Chira*”.

3. Contribución 1: Propuesta metodológica para evaluación del potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) en un determinado territorio y su aplicación a la isla de Gran Canaria

3.1. Métodos

El objetivo principal de la primera de las contribuciones de esta tesis es proponer una metodología para evaluar el potencial de almacenamiento energético tipo PHES, viable y optimizado, del que dispone un determinado lugar. Como objetivo asociado, con esa evaluación se obtendrá un ranking de las mejores conexiones posibles (mejores pares de presas para ubicar una central de tipo PHES), después de aplicar una serie de filtros o restricciones técnicas y medioambientales. En este caso, el lugar escogido como caso de aplicación es la isla de Gran Canaria. El motivo de esta elección es la elevadísima densidad de presas por unidad de superficie, siendo la densidad más alta del mundo, y más concretamente de grandes presas, entendidas éstas últimas cómo las define el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, organismo autónomo perteneciente al Cabildo de Gran Canaria, según la nomenclatura local utilizada por el propio Cabildo [149].

Se debe aclarar que en esta investigación se ha basado únicamente en explorar las posibilidades de unir dos presas existentes en una central hidroeléctrica con esquema

PHES. Por ejemplo, no se utiliza el mar como posible depósito inferior, ni se consideran zonas de terrenos aptas para crear presas nuevas, entre otras posibilidades.

El potencial de almacenamiento energético viable se define como aquel realmente aprovechable, el que puede ser tomado en consideración con fiabilidad por los agentes implicados en la toma de decisiones de tipo energético de una determinada región. El objetivo del estudio es ofrecer unos resultados que se puedan utilizar de forma pragmática e intuitiva. En la Figura 12 se muestra un diagrama de flujo de la metodología empleada para el cálculo de ese potencial y constituye, al mismo tiempo, la propuesta metodológica de evaluación del potencial PHES objeto en este capítulo. Esta metodología expuesta en el diagrama contiene un itinerario definido con claridad para realizar el cálculo del potencial. El itinerario incluye una batería de criterios de aceptabilidad y una serie de restricciones filtrantes de tipo técnico y medioambiental. Estos parámetros servirán para maximizar la cantidad de almacenamiento viable de energía, minimizando al mismo tiempo el impacto ambiental que ello pudiera causar en el medio ambiente. La metodología también incluye, entre otros ítems, un algoritmo de optimización, que permitirá depurar los datos de conexiones posibles y disponer de unos resultados más realistas. Este algoritmo indica qué conexiones son prioritarias en base a esa maximización de energía, y por tanto, ofrece a los agentes energéticos un posible orden de ejecución de las futuras centrales hidroeléctricas.

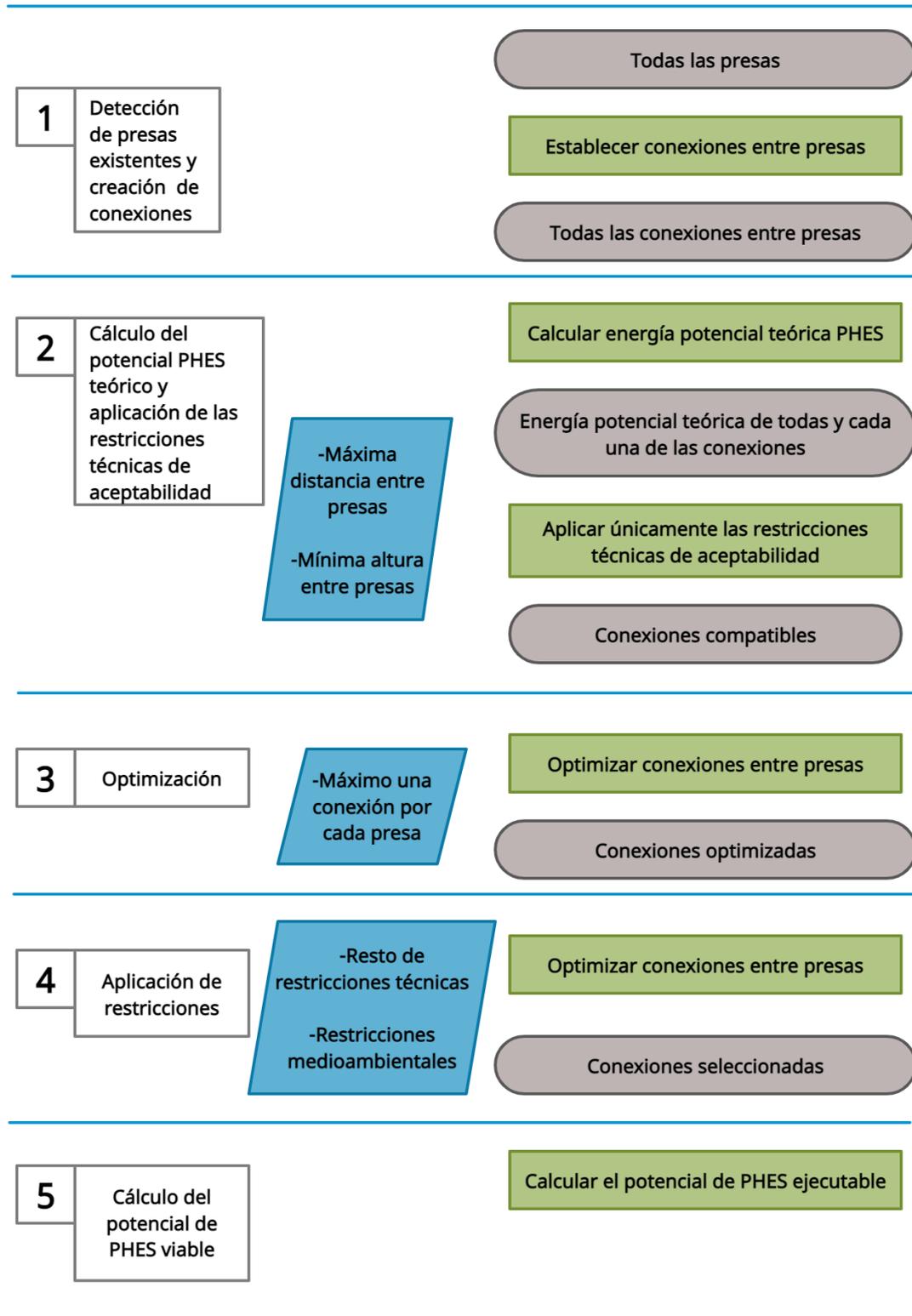


Figura 12. Diagrama de flujo de la metodología de evaluación del potencial PHES. Elaboración propia.

La propuesta metodológica que se esquematiza en la Figura 12 versa sobre la consecución, partiendo de una base de datos creada de presas existentes y de una base de datos creada de posibles conexiones entre ellas, de un valor total del potencial de almacenamiento viable y útil, y al mismo tiempo, una lista de emplazamientos idóneos para implementar las centrales tipo PHES. Dicha propuesta se estructura del siguiente modo:

1. Creación base de datos de presas (detección previa) y base de datos de emparejamientos entre presas (ver apartado “3.1.2. *Creación de base de datos de presas y de conexiones*”):

(a) Elaboración de la base de datos de presas ya existentes en el territorio a través de la detección de las mismas, además de la correspondiente georreferenciación de las mismas. Procesamiento de datos preexistentes para que sea viable su uso para el cálculo del potencial. Además, se clasifican los resultados en cuencas hidrográficas (también las intercuencas).

(b) Elaboración de una base de datos que incluye todas las posibles conexiones o emparejamientos entre presas (combinaciones).

2. Cálculo del potencial de almacenamiento teórico y aplicación de los criterios de aceptabilidad (ver el apartado “3.1.3. *Cálculo del potencial de almacenamiento teórico y aplicación de los criterios de aceptabilidad*”):

(a) Cálculo del potencial de almacenamiento energético PHES teórico.

(b) Una vez concluido el punto (a) se aplican los criterios técnicos de aceptabilidad (la distancia máxima y la altura mínima entre presas) a las conexiones elaboradas en ese punto, obteniendo así un nuevo conjunto de datos.

3. Empleo del algoritmo de optimización (ver el apartado “3.1.4. *Optimización*”): se optimiza el conjunto de datos resultante del *punto 2*. El algoritmo establece un emparejamiento por cada presa, sujeto al criterio de maximizar la energía almacenada.

4. Aplicación de las restricciones técnicas y medioambientales (ver apartado “3.1.5. *Aplicación de parámetros restrictivos*”):

(a) Se aplica el resto de parámetros restrictivos técnicos: volumen mínimo y máximo, cantidad mínima de energía a almacenar, ratio altura/máxima

distancia, altura máxima sobre el nivel del mar (altitud) y distancia a la red eléctrica.

(b) Se aplican también los parámetros restrictivos medioambientales: se descartan aquellos emparejamientos que dispongan de una presa (de las dos presas que lo componen) incluida en cualquier terreno protegido medioambientalmente, y se definen cómo tales los incluidos en las siguientes protecciones: Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos, tanto la Zona Especial de Conservación (ZEC) como la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA); Red Natura 2000; y Reserva de la Biosfera.

(c) Con la aplicación de los parámetros restrictivos del apartado (a) y del apartado (b) se obtiene un nuevo conjunto de datos, esta vez más reducido, con una selección más depurada de los emparejamientos viables.

5. Se calcula el potencial de almacenamiento de nuevo, esta vez se le denomina potencial de almacenamiento viable (ver apartado “3.1.6. *Cálculo final del potencial de almacenamiento PHES viable*”): partiendo del último conjunto de datos obtenido en el *punto 4* se calcula nuevamente el potencial de almacenamiento, utilizando la misma formulación.

La propuesta metodológica se ha diseñado con un concepto abierto, es decir, se puede modificar, hacer variaciones entre los parámetros restrictivos seleccionados en esta investigación o ampliar esos parámetros, con el objetivo de generar otros resultados y hacer comparativas entre diferentes investigaciones. Es por ello que la metodología posee un carácter modulable.

3.1.1. Adopción de supuestos para el modelo

En la propuesta metodológica se han tenido en cuenta solamente las presas existentes (ver Tabla 7) en el territorio de estudio para el desarrollo del esquema de funcionamiento expuesto en la Figura 7. El resto de variaciones o tipologías posibles no han sido consideradas en este estudio, cómo por ejemplo, utilizar el mar como depósito inferior o aprovechar formaciones geológicas naturales para construir presas nuevas. El objetivo de esta propuesta es considerar de manera especial aquellos embalses o presas ya construidas, terrestres, que no se hayan explotado nunca o que actualmente se encuentren en desuso. De esta manera se aprovecha la construcción hermética que hizo de las presas existentes para facilitar la ejecución de los futuros proyectos de centrales hidroeléctricas tipo PHES. De todas formas, antes de implementar las centrales, deberá

analizarse el estado de cada presa, con los correspondientes procesos de llenado y vaciado probatorios. Aquellas presas que no cumplan con las condiciones mínimas para poder ser explotadas, deberán ser adecuadas para el uso hidroeléctrico. Una ventaja subsidiaria de este aprovechamiento de las presas existentes y de la adecuación de éstas para darle un uso hidroeléctrico en la actualidad sería que podrían utilizarse las presas para otros usos complementarios, cómo el riego agrícola, bien de primera necesidad, especialmente en aquellos territorios donde no llueve con frecuencia, cómo es el caso, por ejemplo, de la isla de Gran Canaria [240]. Otro uso complementario podría ser la instalación de módulos solares fotovoltaicos en la superficie del agua [241,242].

Tabla 7. Tipología de estudio escogido en función del tipo de presas del emparejamiento.

Nombre	Abreviatura	Descripción de la tipología
Tipo 1	T1	Pares formados por presas existentes

Por otro lado, se debe hacer una aclaración con respecto a las nomenclaturas y conceptos utilizados en esta investigación. En primera instancia hay que explicar que la distancia en el eje vertical entre dos presas se ha convenido como la diferencia de alturas entre la base de la presa situada a mayor altitud (cota superior) y la de la cresta de la presa situada a una menor altitud (cota inferior). Esta diferencia bruta entre alturas pasa a ser neta si se consideran las pérdidas de agua de las tuberías (apartado “3.1.3. *Cálculo del potencial de almacenamiento teórico y aplicación de los criterios de aceptabilidad*”). Se debe explicar también que mientras que la diferencia de altura neta se emplea para calcular la energía almacenada, la diferencia de altura bruta se ha empleado en la aplicación de los criterios de aceptabilidad descritos ya expuestos en el presente capítulo. En adelante, la distancia en el eje vertical entre dos presas, o, dicho de la otra forma mencionada, la diferencia de altura entre presas, se le denominará simplemente “*altura*” entre presas, por razones pragmáticas.

3.1.2. Creación de base de datos de presas y de conexiones

3.1.2.1. Creación de una base de datos de presas existentes

A la hora de buscar información relativa a las masas de agua que contiene un determinado territorio se encuentra que existe un gran número de bases de datos sobre este tema. A nivel mundial destacan: el *Registro Mundial de Presas*, perteneciente a la Comisión Internacional de Grandes Presas (ICOLD, por sus siglas en inglés) y los datos de la Global Reservoir and Dam (GRanD, por sus siglas en inglés). A nivel europeo es conocida la base de datos de la Red Europea de Cuencas y Ríos (ECRINS, por sus siglas en inglés). Sin embargo, estas bases generalistas muchas veces no logran llegar al nivel de detalle de un determinado territorio de carácter más local, es decir, no pueden considerarse universales para todas las casuísticas. Las deficiencias que presentan en la falta de georreferenciación de muchas presas o que se centren en las presas más grandes, consolidadas y conocidas, provoca que no se puedan considerar bases de datos óptimas para nuestro objetivo.

Para una mayor concreción a nivel estatal es preferible el uso de los sistemas disponibles en cada país, que normalmente son administrados por los diferentes *Institutos Geográficos Nacionales* existentes en cada uno de esos países o instituciones equivalentes. Por ejemplo, en Portugal disponen del *Sistema Nacional de Informação Geográfica* (SNIG, por sus siglas en portugués), en Francia disponen del *Institut Géographique National* (IGN, por sus siglas en francés) y en España del Instituto Geográfico Nacional (IGN). Pero es recomendable investigar siempre si existen otras bases de datos más regionales y locales. Estas bases de datos apuntalan la información proporcionada por las bases de datos nacionales.

Por otro parte, se ha decidido presentar los datos y (también los resultados), además de en su formato general, en un formato más específico. Para ello, durante todo el proceso de cálculo se considera una división del territorio en cuencas hidrográficas (de barranco en este caso) e intercuenas, para un mayor enriquecimiento, nivel de detalle y nivel de especificación en la metodología. Cada una de esas cuencas e intercuenas posee un grupo de presas propio, sin embargo, eso no ha provocado que se haya dejado de

contemplar las posibles conexiones entre presas pertenecientes a diferentes cuencas o a diferentes intercuenas. Para mayor aclaración, se debe exponer que también se ha considerado las posibilidades de conexión entre una presa de una cuenca y una presa de una intercuenca. La presentación de los resultados de este modo alternativo puede ser muy útil para simplificar y resumir los resultados. Pero también para el caso en que se quiera enfocar en una determinada cuenca o intercuenca el desarrollo de la planificación energética, lo que se denomina “áreas prioritarias de actuación”.

3.1.2.2. Creación de una base de datos de emparejamientos posibles

Empleando los datos pertenecientes a los sistemas de georreferenciación explicados en el apartado “3.1.2.1. *Creación de una base de datos de presas existentes*”, y después de haberlos completado, tratado, concretado, procesado y extrapolado junto a otros conjuntos de datos provenientes del Cabildo de Gran Canaria y del Gobierno de Canarias se crea un conjunto de datos con todas las combinaciones (emparejamientos) posibles. En este punto todavía no interviene de forma alguna los criterios y restricciones a los que se ha hecho alusión con anterioridad en este mismo texto. Tampoco el algoritmo de optimización. En este punto se considera que cada presa puede estar emparejada con varias otras, es posteriormente, con el algoritmo de optimización, cuando se introduce el requisito de que cada presa sólo pueda estar conectada en pares, es decir, máximo dos presas por conexión. En el nuevo conjunto de datos se tendrá la lista bruta con todas las conexiones posibles.

3.1.3. Cálculo del potencial de almacenamiento teórico y aplicación de los criterios de aceptabilidad

3.1.3.1. Cálculo del potencial teórico antes de criterios de aceptabilidad

Usando los datos descritos al final del “3.1.2.2. *Creación de una base de datos de emparejamientos posibles*” se calcula el potencial teórico de almacenamiento PHES (antes de la aplicación de los criterios de aceptabilidad).

Esa evaluación o cálculo del potencial de una determinada conexión o emparejamiento entre dos presas viene en función de la energía hidráulica potencial que puede ofrecer la presa limitante, la de menor capacidad volumétrica. La energía hidráulica, por tanto, se estimará de la siguiente forma (Ecuación 1):

$$E = \rho \cdot g \cdot H \cdot V \cdot \eta \quad 1$$

En la Ecuación 1 se tiene, por orden: E es la energía del emparejamiento o conexión (Julios, J); ρ es la densidad del agua utilizada (kg/m^3); g es la aceleración de la gravedad (m/s^2); H es la diferencia de altura neta (m); V es el volumen de agua a trasvasar de una presa a otra, usándose para el cálculo el menor volumen de las dos presas que forman la conexión (m^3); y η representa el rendimiento de la central hidroeléctrica de bombeo, estimando dicho valor en 0,87 (adimensional).

Además, la diferencia de altura neta procede de añadir las pérdidas de carga a la diferencia de altura bruta. Considerar las pérdidas de carga para el cálculo ya se ha tratado en otras investigaciones dedicadas en su totalidad a tal encomienda, por ejemplo, el modelo matemático que exponen Mousavi et al. [243]. Sin embargo, en la investigación recogida en este documento sólo se quiere obtener una estimación de las mencionadas pérdidas de carga, para darle mayor precisión a la evaluación del potencial y aportar valor añadido a la metodología. Sin embargo, no es un objetivo principal de la propuesta metodológica que se expone detenerse en el desarrollo de modelos matemáticos. Por todo lo descrito, para el cálculo de las pérdidas de carga $hf(m)$ que se expone en la Ecuación 2 y en la Ecuación 3, se utiliza la fórmula de Darcy-Weisbach [244]:

$$hf(m) = \frac{\lambda \cdot L \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot d} \quad 2$$

$$\Delta H_c \left(\frac{m}{m} \right) = \frac{\lambda \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot d} \quad 3$$

Donde λ es el coeficiente fricción adimensional de Darcy-Weisbach; L (m) es la longitud total de la tubería; v (m/s) es la velocidad media del fluido, en este caso el agua; g (m/s^2) es la intensidad del campo gravitatorio; y d (m) representa el diámetro interior de la tubería. Si se hace un leve reajuste en la Ecuación 2 aparece el término H_C (m/m) en la Ecuación 3, que significan las pérdidas continuas de presión por cada metro de tubería (en general, por unidad de longitud).

Finalmente, para calcular la potencia eléctrica de almacenamiento instalada, P (W), a partir de la energía, se usa la Ecuación 4, donde E (J) es la energía potencial hidráulica de la central PHES y t (s) el tiempo de funcionamiento de la central:

$$P(W) = \frac{E}{t} \quad 4$$

Se debe recalcar que se en el cálculo de la energía se ha tomado como presa limitante aquella que dispone de menor capacidad volumétrica, indiferentemente que esa presa se la que se ubica mayor o menor altitud de las dos que forman el emparejamiento. Así, se evita desechar un gran número de emparejamientos por el mero hecho de que la presa de menor capacidad volumétrica esté a una altitud inferior a la de mayor capacidad volumétrica.

Todo lo descrito y aclarado en este apartado será aplicado de la misma forma en todos los pasos de la propuesta metodológica esquematizada en la Figura 12 donde se precise su uso.

3.1.3.2. Criterios técnicos de aceptabilidad

La base de datos disponible al final del apartado “3.1.2.2. *Creación de una base de datos de emparejamientos posibles*” posee una gran cantidad de emparejamientos que, por un motivo u otro, tienen una alta probabilidad de no poder ejecutarse. Para depurar esa base de datos, y darle el carácter viable y realista que debe tener para con el carácter pragmático de esta investigación, es necesario aplicar una serie de criterios de aceptabilidad, que permitirán reducir esa lista y desechar los emparejamientos altamente

improbables. También se conseguirá reducir el tiempo de cálculo y aumentar la maniobrabilidad de datos para un acceso más abierto. En esta investigación, se han escogido la distancia máxima entre presas y la altura mínima entre las mismas como criterios de aceptabilidad. Más específicamente, los valores que han sido escogidos como límites de esos criterios se exponen en la Tabla 8. Todos los emparejamientos entre presas que presenten valores fuera de los límites establecidos serán considerados no viables ni ejecutables, y por tanto, descartados en el proceso. Se ha intentado no escoger valores límites excesivamente restrictivos, ya que esto produciría un pobre número de emparejamientos a tratar en la metodología, y, por tanto, un empobrecimiento de la propuesta metodológica.

Tabla 8. Valores límite de los parámetros técnicos (o criterios) de aceptabilidad.

Parámetro	Tipo de parámetro	Límite	Valor por defecto
Diferencia de altura entre presas	Técnico de aceptabilidad	Mínimo	30 m
Distancia entre presas	Técnico de aceptabilidad	Máximo	5000 m

Por el lado contrario, tampoco se debe escoger valores excesivamente abiertos, pues se pierde la propia esencia del concepto de *valor límite*. Por ejemplo, en aquellos terrenos con una orografía abrupta y escarpada, no es probable que tenga éxito la conexión o emparejamiento entre dos presas que se encuentran a una gran distancia entre sí, pues ello conllevaría un aumento considerable de los costes del proyecto [245]. Pero hay que tener cuidado con limitar esa distancia demasiado. Es por esa razón, por el equilibrio que debe existir entre el *exceso* y el *defecto* por la que se debe fijar un valor para el criterio de distancia máxima entre presas que permita un marco realista para la evaluación del potencial. En este caso, ese valor se ha establecido en 5000 m. Este valor ha sido dimensionado generosamente para poder analizar un mayor número de emparejamientos posibles. Así, a la hora de aplicar el resto de restricciones técnicas y medioambientales se sabrá con mayor precisión la influencia que estas restricciones ejercen sobre los resultados, ya que se dispone de una base estadística más amplia.

En cuanto al otro criterio de aceptabilidad, la diferencia de altura entre presas, se constata en la Ecuación 1 que es un factor de peso en el cálculo de la energía potencial hidráulica, al ser directamente proporcional a la misma. Una diferencia de altura entre presas especialmente pequeña provocará que la energía calculada se reduzca de forma sustancial. Además, siguiendo el mismo razonamiento utilizado para el otro criterio de aceptabilidad descrito, la distancia máxima entre presas, si se escoge un valor demasiado pequeño ningún emparejamiento cumpliría la condición y el resto de la metodología se empobrecería.

Hay que aclarar que en esta sección solamente se tiene en cuenta la diferencia de altura bruta entre dos presas. No se tienen en cuenta las pérdidas de carga en altura de las tuberías (ver apartado “3.1.1. Adopción de supuestos para el modelo”). Las pérdidas de carga en altura sólo se utilizan para obtener la diferencia de altura neta, la cual se utiliza únicamente en la fórmula expuesta en la Ecuación 1.

Una vez aplicados los criterios de aceptabilidad, la base de datos vuelve a cambiar, se reduce y se depura. Sin embargo, hasta este punto todavía se incluye como posible la conexión de una presa con muchas otras. Para ello, se propone un algoritmo de optimización en la siguiente sección.

3.1.4. Optimización

El objetivo principal de esta optimización es la consigna de una conexión por presa, escogiendo como criterio de optimización entre las conexiones el de maximizar la energía almacenada. Este criterio es el que permitirá al algoritmo conectar una presa con solamente una presa más y además hacerlo con la más adecuada en base a maximizar la energía de la conexión. Como ya se ha mencionado, la propuesta metodología tiene carácter modulable. Una de las ventajas de esto es que se puede recalcular el potencial en cualquiera de los pasos del proceso de aplicación de la metodología. Otra ventaja es poder analizar con profundidad un determinado paso del proceso según los objetivos. Además, también permite invertir la forma en que se ordenan los parámetros de restricción. Es por ello que el algoritmo de la presente sección se usa justo después de la aplicación de los criterios de aceptabilidad y antes de la aplicación del resto de

restricciones, especialmente porque una vez aplicado el algoritmo, las combinaciones de posibilidades sobre qué restricciones usar y cómo usarlas (el resto de restricciones técnicas y medioambientales) crecen de forma exponencial y esto dificultaría la evaluación de la influencia de cada parámetro, o del propio algoritmo, en el resultado final.

Pero en el caso que ocupa a esta investigación, en el resto de la propuesta metodológica se usan solamente las restricciones más destacables de cada territorio donde se aplique la metodología. En el caso de esta tesis, ese territorio es la isla de Gran Canaria. No es objeto de esta tesis realizar un estudio exhaustivo sobre las variantes de la metodología en base al número y tipo de restricciones a utilizar, todas las modulaciones de la metodología podrán ser objeto de otras investigaciones o estudios.

Por otro lado, si bien es cierto que existe la posibilidad de emparejar una presa con otras dos o más presas, éste no es el objetivo de esta tesis. Se considera que el esquema expuesto en la Figura 7, sólo es referido a dos presas. Para ello, se emplea la optimización de los datos, tal cómo se muestra en la Ecuación 5, la Ecuación 6 y la Ecuación 7. Pero para poder aplicarlo es necesario aplicar el criterio de maximización de energía, que produce que cada presa se conecte con la óptima dentro de todas las posibilidades. Esto se consigue tratando el problema como un problema de mochila multidimensional [138]. Además, en el algoritmo se ha considerado lo investigado por Akçay et al. [246], y se describe seguidamente:

$$\max = \sum_{j=1}^n e_j x_j \quad 5$$

$$\text{subject to} = \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq 1, \quad \forall i \in [1, m] \quad 6$$

$$x_j \in \{0,1\}, \quad \forall j \in [1, n] \quad 7$$

Siendo j el número del emparejamiento o conexión; i el número de embalse o presa; e_j es la energía potencial almacenada a maximizar; y x_j es el valor que determina si se debe realizar el emparejamiento o no. El término a_{ij} representa una matriz de presas y

conexiones, que da información sobre si un determinado emparejamiento j se refiere a una presa determinada i .

3.1.5. Aplicación de parámetros restrictivos

3.1.5.1. Aplicación de los parámetros restrictivos técnicos restantes

Además de los considerados como “*criterios de aceptabilidad*”, vistos en el apartado “3.1.3.2. *Criterios técnicos de aceptabilidad*”, que podrían definirse como los requisitos mínimos a cumplir por la base de datos de emparejamiento para poder hacer una investigación con datos enriquecidos, realistas y viables; se ha establecido una batería de restricciones técnicas y medioambientales como paso necesario de la propuesta metodológica, y se muestra seguidamente (Tabla 9):

Tabla 9. Restricciones para el resto de los parámetros técnicos de la conexión entre presas.

Parámetro	Límite	Valor por defecto
Volumen	Mínimo	0 m ³
Volumen	Máximo	-
Distancia a red eléctrica	Máximo	12 000 m
Altitud	Máximo	2000 m
Energía almacenada	Mínimo	1000 kWh
Ratio altura/distancia	Mínimo	0,1

El volumen de las presas es un factor determinante que influye de manera directamente proporcional en la fórmula para calcular la energía expuesta en la Ecuación 1. Se ha decidido no establecer límites de volumen máximo, pues obviamente si el objetivo es evaluar el máximo potencial de almacenamiento energético PHES en un determinado territorio, no se debería limitar precisamente el volumen, pues no presenta limitaciones que haya una gran cantidad de volumen en una presa, más bien es una ventaja que se pretende analizar por ser los casos de mayor interés. Sí sería razonable, para aquellos estudios que le interesen, limitar el volumen mínimo, para descartar presas demasiado

pequeñas. Pero ese tampoco es el caso de este estudio de este trabajo, donde todas las presas son “*grandes presas*”, teniendo ese calificativo precisamente por tener unas condiciones mínimas de volumen [149] o de altura (que también influye en el volumen). Esa condición mínima es que una presa debe tener como mínimo 15 metros de altura o 100 000 m³ de capacidad volumétrica para ser considerada “*gran presa*” en base a la nomenclatura utilizada por el Consejo Insular de Aguas.

Por un lado, en cuanto al parámetro de la altitud sobre el nivel del mar (o altura máxima sobre el nivel del mar) de la central ubicada entre dos presas, se ha decidido establecer un valor límite para descartar aquellas ubicaciones que signifiquen un elevado coste de ejecución. Por ejemplo, una mayor altitud puede implicar mayor distancia a la red eléctrica, lo cual eleva el coste considerablemente [232].

Por otro lado, se establece también un valor límite para el parámetro de la energía almacenada, para aquellos emparejamientos que presenten valores demasiado bajos, que no se deben considerar por no constituir un valor viable de ejecución. Sin embargo, este límite tiene un grado de restricción leve, para tampoco provocar el efecto contrario, dejar demasiados emparejamientos fuera del resultado final.

Por último, el parámetro relativo a la relación entre la altura entre presas y la distancia entre presas (en adelante, ratio altura/distancia) es, en realidad, un factor que resulta de la combinación de dos parámetros que ya intervienen de forma individual. Aun así, es un parámetro sumamente interesante para descartar emparejamientos irrealistas, por ser indicativo de sus posibles altos costes o de su dificultad de ejecución. Todos los emparejamientos que no cumplan con el valor límite definido en la Tabla 9 se descartan, pues sólo alterarían los resultados.

3.1.5.2. Distancia a la red eléctrica

En la Tabla 9 también aparece la distancia a la red eléctrica como factor determinante. Es un factor altamente restrictivo en términos de costos y de implicaciones técnicas de los trazados, y por tanto, requiere que se establezca un límite prudente máximo. Se ha tenido en cuenta para ello que se pueden utilizar redes eléctricas que ya existen de otros

proyectos, eso ha permitido definir un valor por defecto más holgado. Para el caso concreto de la isla de Gran Canaria, las centrales eléctricas de generación de energía reparten ésta mediante subestaciones eléctricas distribuidas por toda la isla hasta los receptores de consumo finales. Cabe aclarar que este parámetro restrictivo se define en este estudio como la distancia más corta hasta la subestación eléctrica más próxima desde la presa más cercana a dicha subestación (de entre las dos que forma el emparejamiento).

Con este parámetro restrictivo se logra descartar aquellos emparejamientos con costes de construcción muy elevados (debido a sus grandes distancias a la red eléctrica) y que presenten grandes recorridos de trazado eléctrico [247]. Asociadamente se reduce el impacto en el medio ambiente de los emparejamientos que sean seleccionados con este filtro, pues esos grandes recorridos implican también un mayor impacto ambiental.

Este parámetro podría suponer en sí mismo, en determinados casos, el factor determinante para decidir la implementación o no de una central hidroeléctrica. Si se tuviera que crear nuevo equipamiento o infraestructura eléctrica, el costo sería muy alto, por tanto, entre más pequeña sea la distancia entre la central hidroeléctrica y la infraestructura eléctrica más próxima (subestación eléctrica), menor será el importe económico y la dificultad técnica de conectar la central a la red eléctrica.

En la aplicación de esta restricción se han tenido en cuenta la infraestructura existente en el territorio de aplicación y también las que se construirán en un futuro a corto plazo.

3.1.5.3. Aplicación de parámetros restricciones medioambientales

A la hora de ejecutar un proyecto de central hidroeléctrica en la actualidad, la inclusión de estos proyectos en una zona protegida o no medioambiental por los diferentes instrumentos de protección medioambiental que establecen las diferentes administraciones públicas (internacionales, europeas, nacionales, regionales, provinciales, insulares y locales) es, sin duda, uno de los factores más importantes para la definitiva aprobación de esos proyectos. Para el caso concreto de la propuesta

metodológica desarrollada en esta tesis destacan especialmente: la Red Natura 2000, en su vertiente de Zona Especial de Conservación (ZEC) y también la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA); también la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos, en la que se recogen los Parques Nacionales, los Parques Rurales, los Parques Naturales, las Reservas Naturales Especiales e Integrales, los Paisajes Protegidos, los Monumentos Naturales y los lugares de Interés Científico; y por último, también la Red Canaria de Reservas de la Biosfera.

Las restricciones medioambientales que se han definido en el párrafo anterior se recogen en la Tabla 10. El funcionamiento de la restricción es el siguiente: desde que una de las dos presas que conforman la conexión esté ubicada en alguna de las zonas protegidas medioambientales expuestas en la Tabla 10, el emparejamiento se desecha automáticamente. El criterio para que pase el filtro, es que no esté incluido en ninguno de esos espacios.

Tabla 10. Parámetros restrictivos medioambientales.

Restricción	Criterio	Restricción	Criterio
Zonza ZEC (Red Natura 2000)	No inclusión	Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos	No inclusión
Zona ZEPA (Red Natura 2000)	No inclusión	Red Canaria de Reservas de la Biosfera	No inclusión

Sin embargo, no debe dejarse de considerar que la actual legislación en materia medioambiental a nivel regional y nacional recoge los procedimientos habituales para evaluar cada proyecto de central hidroeléctrica de forma independiente. En esas legislaciones se insta a realizar estudios o evaluaciones de impacto ambiental en cada proyecto de forma preceptiva. Si la administración pública competente en la materia dirime que ese estudio o evaluación de impacto ambiental recogen un impacto poco o nada significativo, entonces el proyecto se calificaría cómo favorable para su definitiva ejecución.

En relación con lo descrito en el párrafo anterior, es pertinente detallar que en la isla de Gran Canaria todas las presas estudiadas ya han sido construidas, la mayoría de ellas hace muchos años. Esto reduce el impacto medioambiental de forma sustancial, pues la construcción de las presas es el mayor daño que una central hidroeléctrica tipo PHES puede hacer a su entorno. Además, el hecho de estar ya construidas presenta otra ventaja complementaria, que disminuye el tiempo de ejecución del proyecto [248].

3.1.6. Cálculo final del potencial de almacenamiento PHES viable

Para finalizar la metodología, se calcula nuevamente el potencial de almacenamiento energético, que esta vez será el potencial viable, aquel que se puede llevar a la práctica de una manera pragmática y ajustada a la realidad, aplicando lo expuesto en el apartado “3.1.3.1. Cálculo del potencial teórico antes de criterios de aceptabilidad”. Este potencial viable será el que servirá como mapa de decisiones o actuaciones por parte de cualquier agente energético. Los resultados obtenidos en este paso final se han comparado con otros resultados parciales y con los resultados teóricos al inicio de la metodología, recabados durante el desarrollo de la propuesta metodológica. Además, se recalca que los resultados han sido agrupados en las diferentes cuencas o intercuencas a las que correspondan las presas que conforman las conexiones y que han llegado hasta este punto.

3.2. Aplicación de la propuesta metodológica al caso de la isla de Gran Canaria

En el presente apartado se expondrán los resultados que se han recabado después de usar la metodología propuesta en el apartado “

3. Contribución 1: Propuesta metodológica para evaluación del potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) en un determinado territorio y su aplicación a la isla de Gran Canaria

3.1. Métodos” en el territorio concreto de la isla de Gran Canaria. Esta isla se incluye administrativamente en la provincia de Las Palmas, una de las dos provincias que conforman la región de las Islas Canarias, un archipiélago de islas que conforman la Comunidad Autónoma de Canarias, región perteneciente al Reino de España. Sus coordenadas geográficas son: 28° referidos a Latitud-Norte y 15°35´ referidos a Longitud-Oeste. La superficie de la isla es alrededor de 1560 km². La altitud máxima es de 1956 metros. La orografía de la isla es escarpada y su altura media es de aproximadamente 150 metros. Es la isla con mayor número de “*grandes presas*” de entre el total de islas del archipiélago. De 114 “*grandes presas*” con las que cuenta el archipiélago, 69 se ubican exclusivamente en la isla de Gran Canaria. Considerando la ratio nº presa/superficie total de la isla, se tiene que es el territorio con mayor densidad de “*grandes presas*” en el mundo [149]. Si se mira el número total de presas de la isla, ésta posee 172. De ellas, 103 corresponden a las presas pequeñas y 69 a las presas consideradas grandes, según la ya descrita nomenclatura insular [149]. Recordar que esta nomenclatura denomina “*gran presa*” a la que posee un volumen mayor de 100 000 m³ o que disponen de una altura mayor a 15 metros. Cabe aclarar que no es objetivo de esta investigación las pequeñas presas de la isla a las que se ha hecho referencia, pues supondrían cantidades de energía excesivamente bajas, sin embargo, esta propuesta metodológica podría utilizarse para este tipo de presas a la perfección, siempre que hayan estudios futuros interesados en ello.

En este documento, por criterios de simplicidad y pragmatismo en la redacción y lectura del presente documento se reemplazará el término de “*gran presa*” por “*presa*”, sin perjuicio de que en ocasiones se utilice indistintamente un término u otro. Aunque el término “*gran presa*” se exprese sin el entrecomillado, el significado es el mismo, es decir, sin entrecomillado no significa que es una presa grande simplemente, cómo se sugiere, sino que es una *gran presa* según la definición descrita en el párrafo anterior.

En otro orden, cómo ya se ha explicado en apartados anteriores, se han agrupado los resultados en cuencas e intercuencas, dividiendo el territorio de la isla previamente de esa forma. Cada cuenca o intercuenca se establece en función del cauce de barranco

principal que le da nombre, aunque puede haber más cauces. A su vez, estos cauces pueden no incluir ninguna presa, incluir sólo una o incluir varias.

Atendiendo a la extraordinaria orografía escarpada de la isla, que además cuenta con una pendiente muy elevada, y también al tiempo y gasto que supone construir nuevas presas, es ideal la elección de Gran Canaria como lugar de aplicación de la propuesta, siendo un terreno bastante representativo de la tipología escogida para el estudio descrita en la Tabla 7.

3.2.1. Conjuntos de datos y detección de emparejamientos

Se ha empleado la Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias (IDE Canarias), una base que forma parte de otra más grande, la Infraestructura de Datos Espaciales de España (IDE España), que gestiona el IGN. El IDE Canarias dispone de un visor, que gestiona la empresa canaria Cartográfica de Canarias SA (GRAFSCAN). Es visor está actualmente en su versión número 4.5.1 [249] y la máxima resolución que puede ofrecer es de 10 metros. Con él se elabora la Figura 13, que recoge todas las cuencas, intercuencas, cauces y barrancos en los que se divide hidrográficamente la isla.

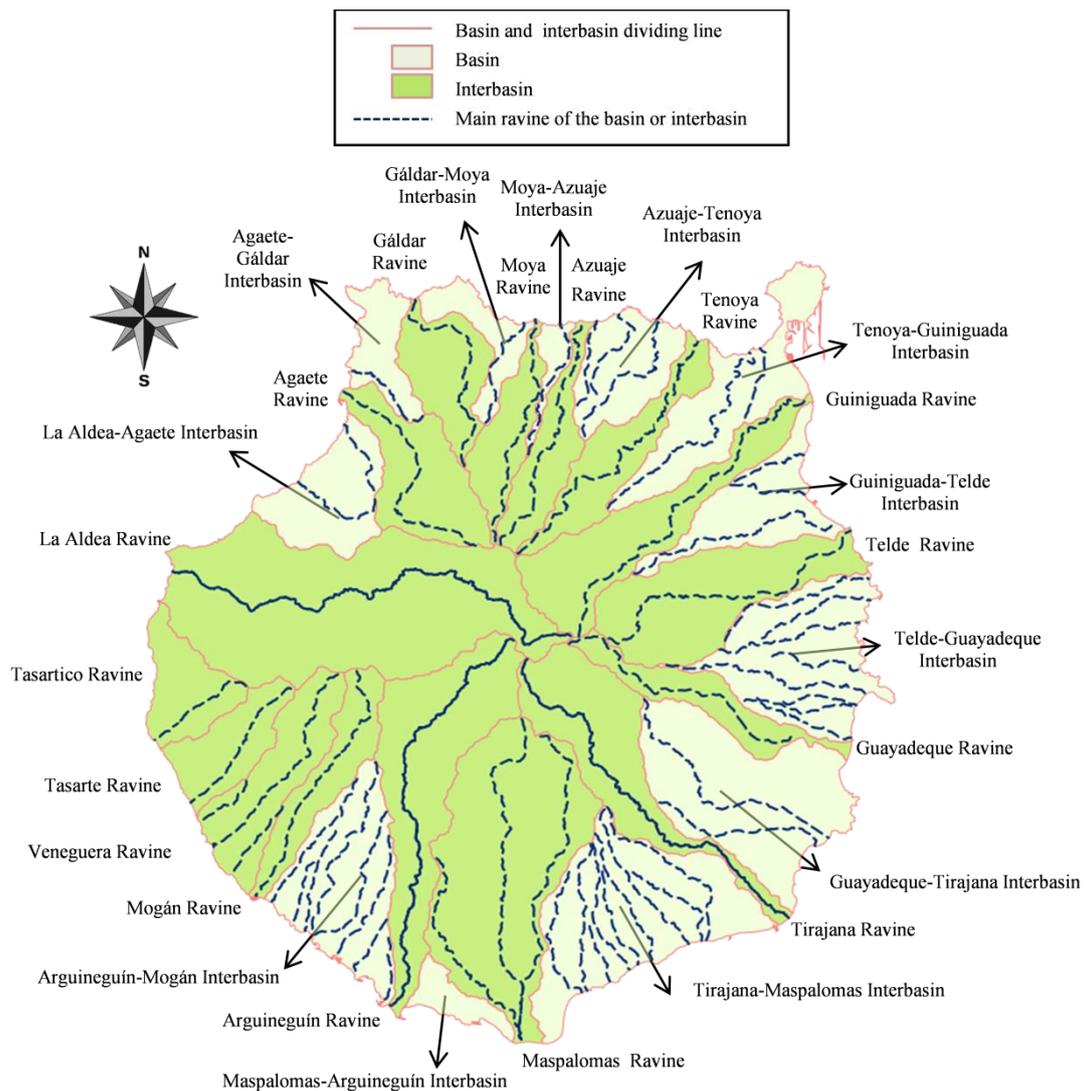


Figura 13. Estructuración de la isla de Gran Canaria en cuencas, intercuenas y barrancos de la isla de Gran Canaria. Elaboración propia.

En la Figura 13 se puede observar que cada cuenca contiene el cauce de un barranco de los principales y más grandes de la isla, mientras que las intercuenas agrupan una serie de cauces en los que ninguno destaca sobre otro. Las cuencas toman sus nombres de los barrancos principales que contienen. Cada cauce nace en el Pico de Las Nieves (el punto a mayor altitud en la isla, además de estar ubicado geográficamente en el centro de la isla) y llega al mar. Hay cuencas que sólo poseen el cauce del barranco principal y otras, que además de éste, poseen otros cauces de barranco. Las mayores cuencas según su superficie, de entre todas las cuencas e intercuenas son: la Cuenca del Barranco de La Aldea (182 km²); la Cuenca del Barranco de Arguineguín (94 km²); y la Cuenca del Barranco de Maspalomas (134 km²).

Para entender el objetivo de esta investigación de exponer los resultados de evaluación del potencial de almacenamiento de los emparejamientos agrupados en cuencas e intercuencas, y después de añadir otros datos, cómo los datos hidráulicos de las presas obtenidos del Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria [149], se elabora la Figura 14. Esta figura que recoge las 69 "*grandes presas*" en relación a esas cuencas, intercuencas, cauces y barrancos. Esos datos contienen, entre otros: estado de la explotación de la presa, volumen de la misma, también superficie, y alturas (altitud sobre el nivel del mar, altura sobre la base de la presa, etc...).

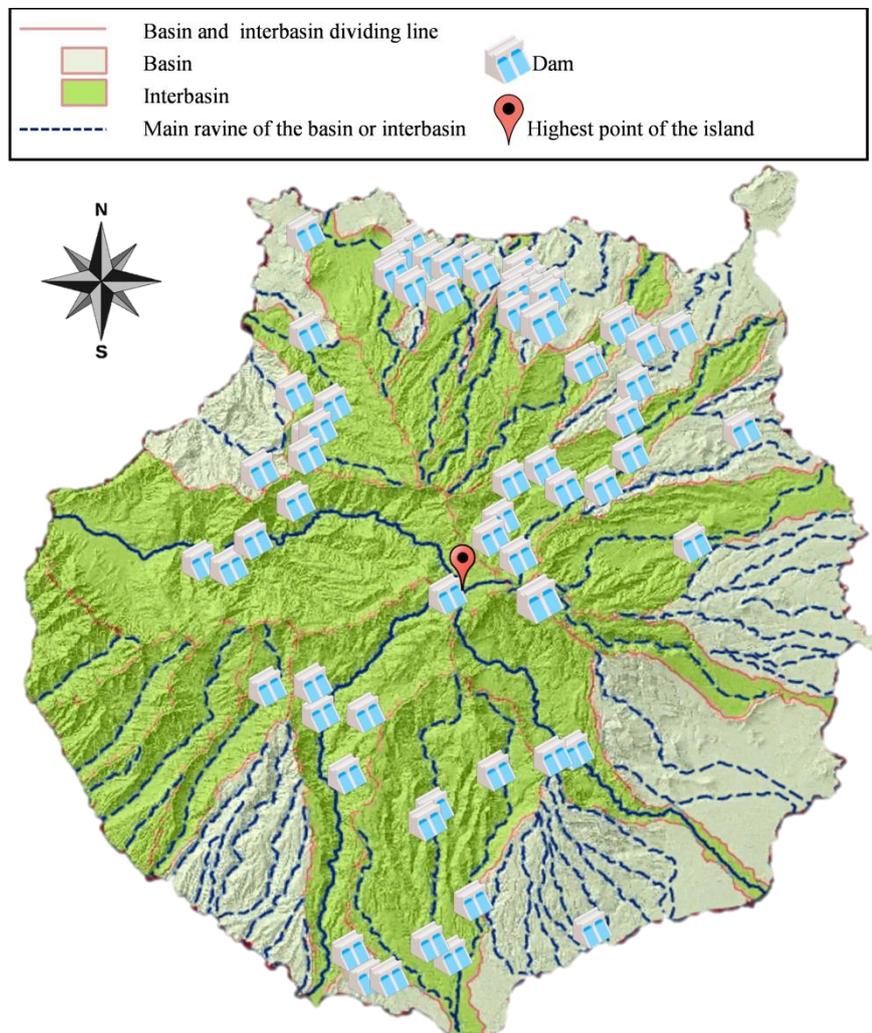


Figura 14. Ubicación en el territorio insular detallado en relieve de las 69 "*grandes presas*" en agrupación con el resto de elementos hidrográficos: cuencas, intercuencas, cauces y barrancos. Icono que representa las presas: elaborado por Freepik en www.flaticon.com [250], consultado el 19 de Junio de 2022. Elaboración propia.

En la Figura 14 se ha incluido el relieve del territorio para dar una visión dinámica e instantánea de la altitud de cada punto de la isla, medida ésta sobre el nivel mar. Además, se puede apreciar el tamaño y los límites geográficos de los cauces de los barrancos. El relieve es mayor en el interior de la isla. Con esta figura se pretende una visión de conjunto de la ubicación de las presas en relación a cada cuenca o intercuenca.

El visor de GRAFCAN también ha proporcionado información útil sobre todos los espacios de la isla que se encuentran protegidos medioambientalmente, descritos en la Tabla 10. Hay que aclarar que el hecho desechar un determinado emparejamiento entre presas porque una de sus presas pertenezca a uno de los espacios protegidos de la Tabla 10 es un criterio decidido para esta investigación. Los emparejamientos que efectivamente se encontraran en una de esas zonas, suelen ser objeto de un estudio o evaluación de impacto ambiental profundo, que permite juzgar si cada proyecto individualmente es viable o no, y si cumple o no con los requisitos para la declaración de utilidad pública y/o declaración de interés general. A continuación, se analiza con detalle cada una de esas zonas:

Red Natura 2000: Red europea de carácter ecológica, de zonas de conservación de la biodiversidad [84], que incluye la categoría de Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y la categoría de Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) (ver Figura 15). Se constata que la mitad del territorio insular se encuentra protegido por la suma de los territorios correspondientes a las dos categorías de protección.

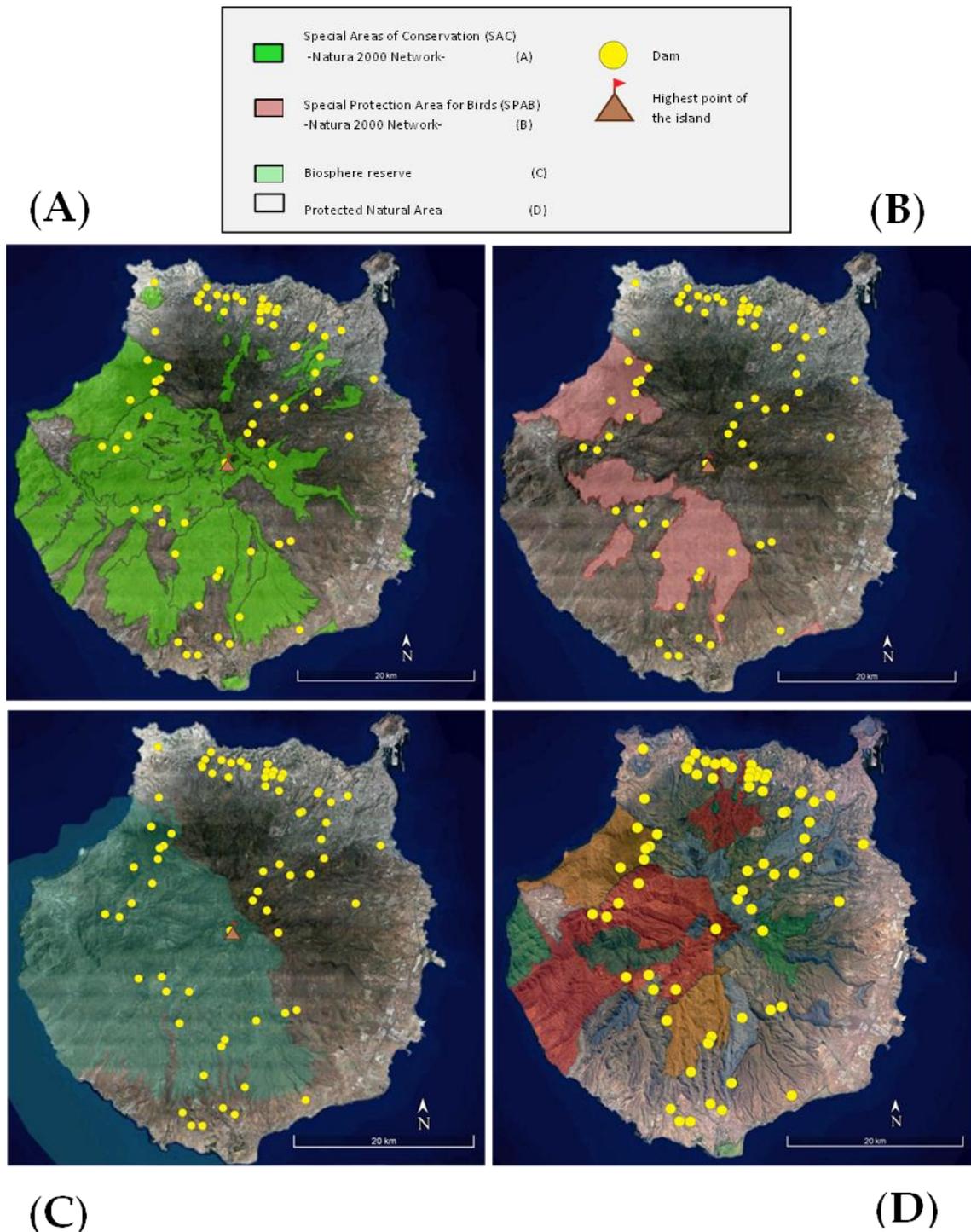


Figura 15. Ubicación de las presas en conjunto con los espacios insulares protegidos medioambientalmente. (A) Espacios incluidos en zona ZEC (Zona Especial de Conservación), categoría de la Red Natura 2000. (B) Espacios incluidos en zona ZEPA (Zona de Especial Protección para las Aves), categoría de la Red Natura 2000. (C) Espacios incluidos en la Red Canaria de Reservas de la Biosfera. (D) Espacios incluidos en la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos. Elaboración propia.

Cómo se desprende de la Figura 15, una gran cantidad de presas (un 28,99% sobre el total de las 69 presas) se sitúa dentro de los límites de la zona ZEC. Coincide que estos espacios se aglutinan en torno al oeste y suroeste de la isla, los lugares con menor cantidad de habitantes en la isla.

En cuanto a la zona ZEPA, la cantidad es de un 13,04% sobre el total de las 69 presas. Además, la zona ZEPA se aglutina en torno al sur y al oeste de la isla, y en línea con la zona ZEC, son lugares con muy poca densidad de habitantes.

Un apunte a considerar es que en el norte y en el este de Gran Canaria existe una mayor concentración de presas que en el eje sur-oeste de la isla, donde las presas están más distanciadas entre sí.

Red Canaria de Reservas de la Biosfera: es un proyecto de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO, por sus siglas en inglés) para preservar la biodiversidad a través de la protección de lugares que poseen un valor ecológico especial y único. En Gran Canaria, el territorio protegido con este instrumento de ordenación asciende hasta el 46% del total de superficie de la isla (ver Figura 15). Además, un 33% de las presas se ubican en un territorio protegido por esta red. Es un instrumento bastante limitante y engloba espacios terrestres y marítimos.

También con este instrumento de protección se tiene que los espacios que protege se agrupan en el eje sur-oeste de la isla. Estos espacios se aglutinan en torno a una zona con un alto valor ambiental en general: en especies endémicas, escaso desarrollo demográfico y de actividades humanas, es la zona que permanece más inalterada con el paso del tiempo, la considerada cómo la zona más preservada de la isla.

Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos: tiene como misión proteger los hábitats, ecosistemas y centros de diversidad más significativos (ver Figura 15). Incluye muchas categorías posibles [109]: Parques Nacionales, Naturales y

Rurales; Reservas Naturales Especiales e Integrales; Monumentos Naturales; Paisajes Protegidos; y Sitios de Interés Científico. En cuanto al análisis hecho por esta investigación, se determina que un 43% del área total del territorio insular se ubica, como mínimo, en una de las categorías expuestas. Y en cuanto a las presas, se concluye que un 31,88% de las mismas se incluye, como mínimo, en una de esas categorías. La Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos es un instrumento, que, a diferencia de los otros instrumentos expuestos en este apartado, protege un territorio mucho más amplio y disperso, debido en gran parte a la multitud de categorías o modalidades de protección que presenta.

En conclusión, una isla como la de Gran Canaria, con un área, en términos relativos, pequeña, tiene una enorme cantidad de espacios protegidos por uno u otro instrumento de ordenación medioambiental. Esto constituye un hecho de especial relevancia a tener en cuenta, pues significará el descarte automático de muchos emparejamientos como criterio de este estudio, y a nivel de implementación real, significará que los agentes energéticos intervinientes tendrán que evaluar con exhaustividad los proyectos de centrales PHES que incluyan algún elemento en un territorio medioambientalmente protegido.

3.2.2. Distancia de los emparejamientos a la red eléctrica y evolución de resultados durante la metodología

En línea con lo indicado en el apartado “3.1.5.2. *Distancia a la red eléctrica*”, la tipología del terreno, el costo de las redes de transporte y el impacto medioambiental, entre otros factores, crean la exigencia de procurar distancias pequeñas entre la central hidroeléctrica que emana de un emparejamiento entre presas y la red eléctrica, cuanto más pequeña mejor. Con ello se facilitaría la solución técnica adoptada en el proyecto técnico y aumentaría la rentabilidad económica y la factibilidad técnica de implantación del mismo. En otros estudios se ha correlacionado los factores de distancia a la red eléctrica e impacto medioambiental. En concreto, se ha demostrado que largas distancias de los trazados eléctricos implican impactos muy significativos [251].

Las centrales eléctricas y las subestaciones eléctricas que ya está construidas en la isla y también aquellas que están previstas, se han podido ubicar usando la herramienta informática online puesta a disposición por la Infraestructura de Datos Espaciales de Gran Canaria (IDE Gran Canaria) [252]. El software en concreto se denomina *Visor IDE Gran Canaria*, y actualmente está en su *versión 4.5*. Este software pertenece en última instancia al Cabildo de Gran Canaria. Esta herramienta complementa a la definida en el apartado “3.2.1. Conjuntos de datos y detección de emparejamientos”, sin embargo, al tener cómo territorio base únicamente la isla de Gran Canaria, posee, en este territorio claro, un mayor grado de detalle que la definida en dicho apartado (visor GRAFCAN), que tiene un carácter más generalista, abarcando todas las islas del archipiélago. Los datos de centrales eléctricas y subestaciones eléctricas pertenecen a un conjunto de datos más generalista de trazados eléctricos en la isla, propiedad de REE y de Unión Eléctrica de Canarias SAU (UNELCO), posteriormente absorbida por Endesa en 2002, pasando a designarse UNELCO Endesa (integrada actualmente en Grupo Enel).

Además del software descrito, se ha empleado la herramienta Google Earth [253] para contribuir a la georreferenciación de las ya mencionas centrales y subestaciones. De esta manera, se pudo crear manualmente lo que se denomina un archivo *shapefile*, graficado en la Figura 16:

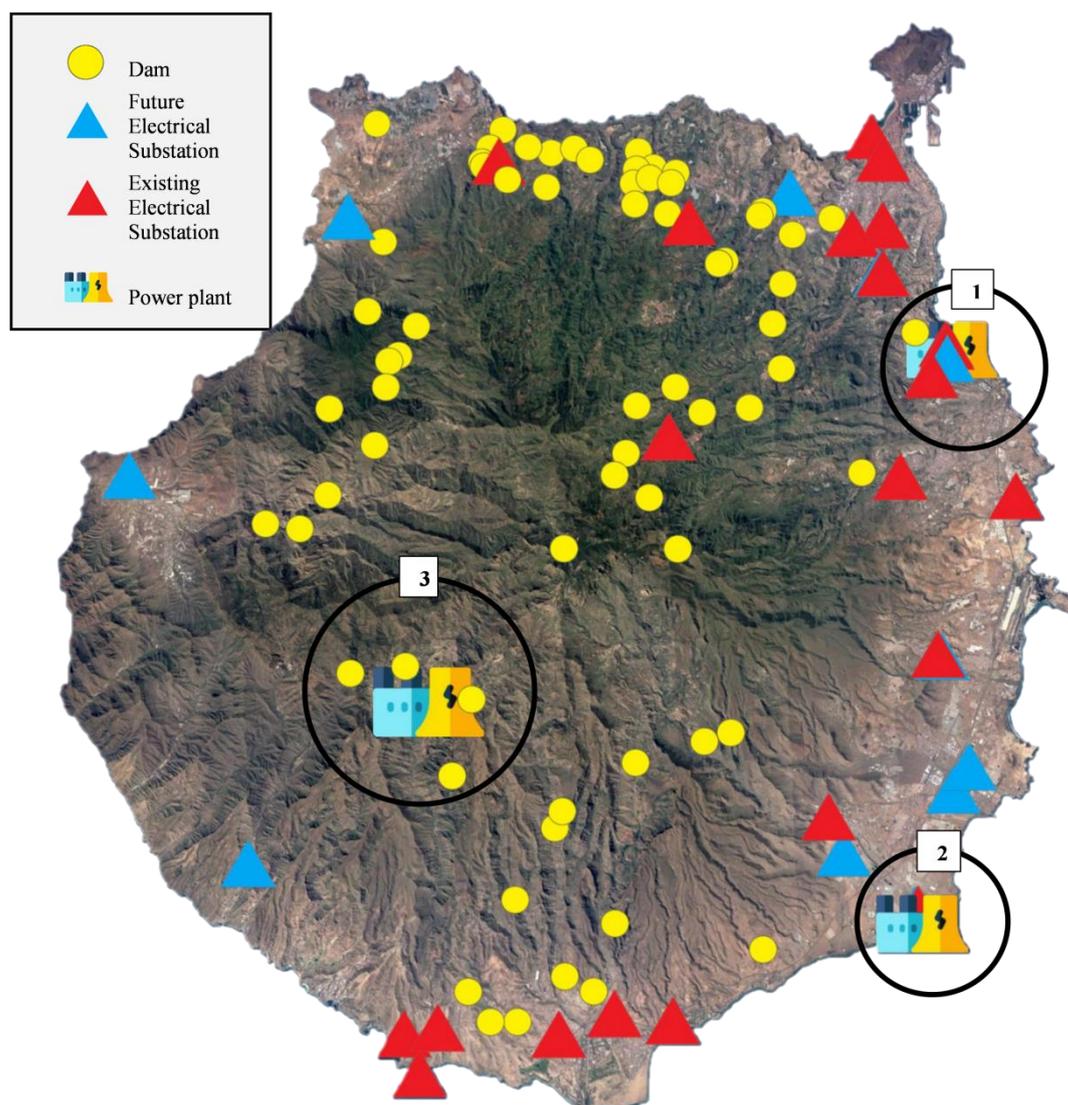


Figura 16. Subestaciones eléctricas actuales y próximas a implementar. Centrales energéticas actuales (Selección 1 y Selección 2), y la próxima central energética de Salto de Chira (Selección 3). Icono que representa las centrales energéticas elaborado por Freepik en www.flaticon.com [250], consultado el 20 de junio de 2022. Mapas de fondo obtenidos de Google Earth [253]. Elaboración propia.

En la Figura 16 se puede apreciar cómo las empresas eléctricas intentan distribuir las nuevas subestaciones eléctricas de forma homogénea por todo la isla, especialmente en aquellas zonas con grandes carencias y también en aquellas dónde se permitiría “cerrar el anillo” de la disposición de subestaciones. Por otro lado, en las zonas de la Figura 16 donde se ha apreciado una mayor proporción de subestaciones eléctricas existentes se ha decidido seleccionar y hacer una zoom de cada una de esas zonas y mostrar de forma individual en la Figura 17, además de otra selección y otro zoom para representar cómo

quedará con exactitud la zona del Barranco de Arguineguín donde se ubicará la central Salto de Chira. Es menester que las subestaciones se agrupen alrededor de los principales núcleos de actividad económica, humana y turística, que en la isla son: el Término Municipal de Las Palmas de Gran Canaria; el Término Municipal de Telde; y con un carácter más turístico: el Término Municipal de San Bartolomé de Tirajana y el Término Municipal de Mogán, en el sur y suroeste de la isla, respectivamente.

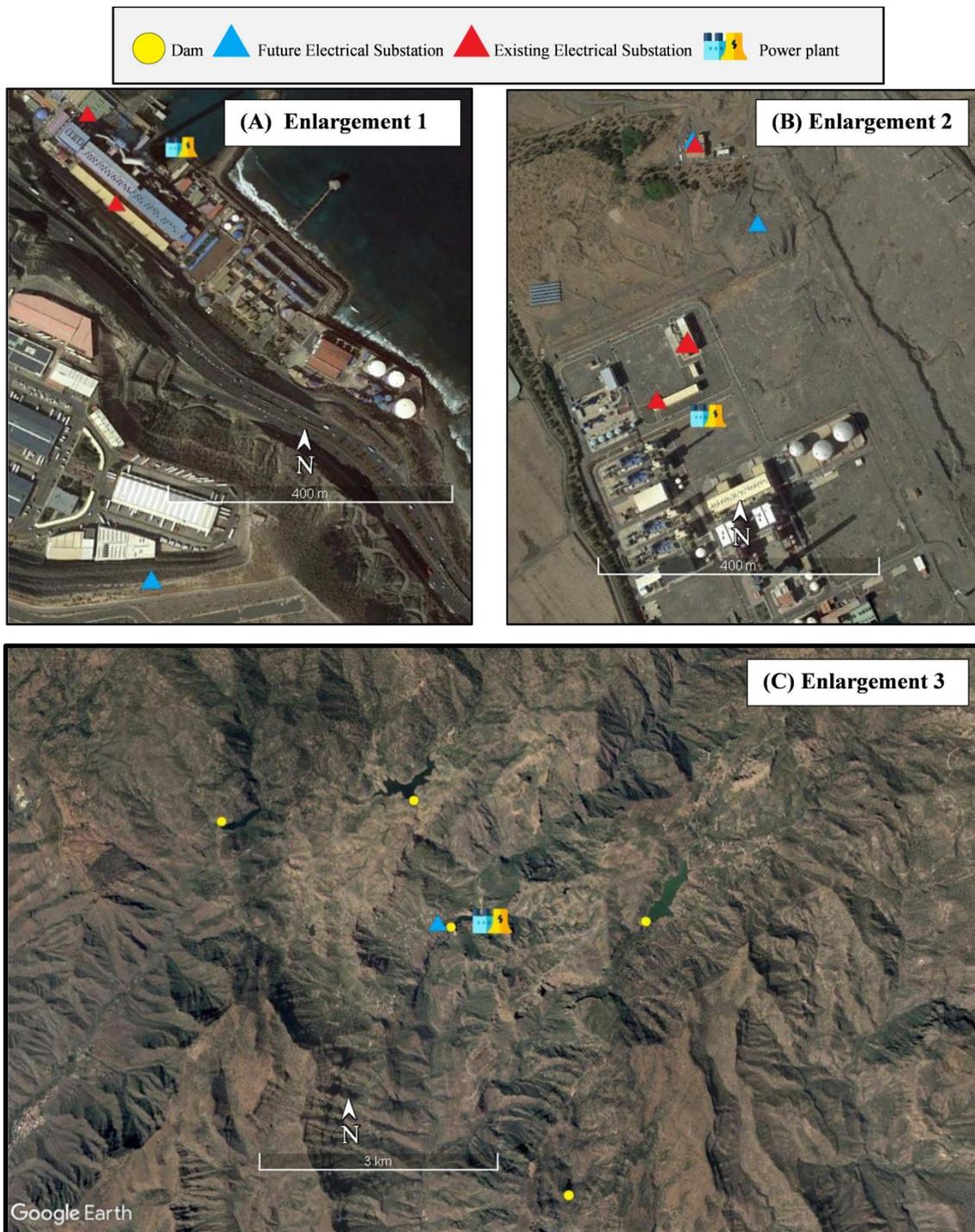


Figura 17. Zooms de las zonas seleccionadas en la Figura 16. (A) Zoom 1: Detalle de la zona donde se ubica la central térmica denominada "Central de Jinámar". (B) Zoom 2: Detalle de la zona donde se ubica la central térmica denominada "Central del de Barranco de Tirajana". (C) Zoom 3: Detalle zonal de la cuenca del barranco de Arguineguín donde se ubicará la central hidroeléctrica denominada "Central de Salto de Chira". Icono que representa las centrales energéticas elaborado por Freepik en www.flaticon.com [250] consultado el 21 de junio de 2022. Iconos que representan las subestaciones eléctricas: elaboración propia. Mapas de fondo obtenidos de Google Earth [253]. Elaboración propia.

En la Figura 17 se exponen las dos centrales (de tipo térmico) que llevan años produciendo electricidad en la isla con las correspondientes subestaciones eléctricas que sirven para evacuar esa electricidad (tanto las ya construidas como las próximas a construir). Las dos centrales se localizan en la orilla del mar, para que la llegada de los combustibles a la isla para esas centrales no tenga que tener un recorrido aún mayor al que ya realiza por medios marítimos y por cuestiones prácticas. Estas centrales han sido históricamente núcleos de producción energética sobre los que se ha estructurado toda la red eléctrica insular con el paso del tiempo.

No representan la única opción de producción energética en la isla, aunque sí la de mayor envergadura [91]. En los últimos años el desarrollo de las energías renovables, como por ejemplo la energía eólica y la energía solar fotovoltaica, han tomado protagonismo y su capacidad instalada en la isla llegó a 159,3 MW en 2029, y a 40,6 MW en 2019, respectivamente [91].

Aparte de eso, en la misma Figura 17 también se ha querido ofrecer una ampliación de la central Salto de Chira y la nueva subestación eléctrica que llevará aparejada. Con estas incorporaciones a la red eléctrica en zonas bastante poco desarrolladas en el plano energético, se da pie a que futuros proyectos puedan aprovechar esta nueva infraestructura.

Volviendo a la influencia del parámetro "distancia a la red eléctrica" en los cálculos, se tiene que ninguna conexión incumple el valor límite interpuesto para este parámetro restrictivo. Probablemente haya influido el gran número de subestaciones eléctricas existentes en un territorio insular bastante reducido, en términos relativos comparado con otros territorios. También puede haber influido que esas subestaciones se han ubicado, tanto por parte de las empresas eléctricas, y con la participación de las autoridades locales, de una forma homogénea para llegar a todos los rincones de la isla.

Por último, y como tercera razón es que las subestaciones se encuentran en los mismos lugares donde se ubican muchos de los emparejamientos compatibles con la metodología, especialmente después de aplicar el algoritmo de optimización, lo cual se puede ver gráficamente en la Figura 18. Se entiende por conexión compatible aquella que cumple con los criterios de aceptabilidad.

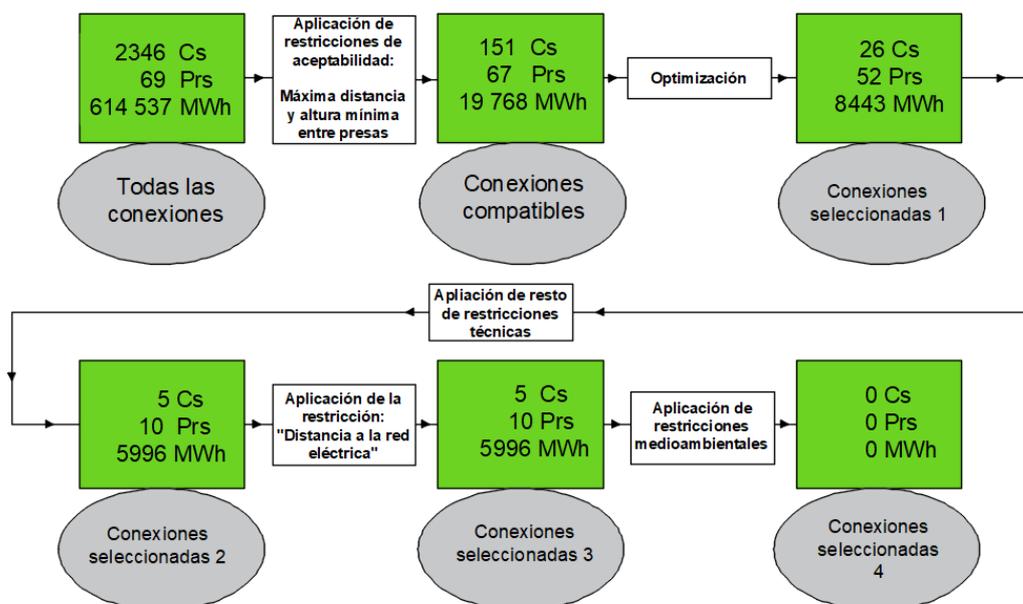


Figura 18. Esquema de la evolución del cálculo del potencial y de la cantidad de conexiones entre presas a medida que avanza la metodología según la Figura 12. En la figura: Cs, Conexiones; Prs, Presas. Elaboración propia.

En relación a lo comentado en los párrafos anteriores, en la Tabla 11 se expone la agrupación en intervalos de los resultados correspondientes a las distancias de cada emparejamiento a la subestación eléctrica más cercana. Se observa en la Tabla 11 que gran parte de los pares de presas compatibles se encuentran entre 1 y 5 km de distancia a la subestación eléctrica más cercana, lo que significa que no son distancias prohibitivas para la implementación de los proyectos.

Tabla 11. Frecuencias y porcentajes de las distancias desde los emparejamientos compatibles hasta la red eléctrica.

Intervalo de distancia (km)	Frecuencia	Porcentaje (%)
<1	6	23,08
[1;3]	7	26,92
[3;5]	7	26,92
[5;7]	1	3,85
>7	5	19,23

3.2.3. Discusión de resultados

Se debe empezar esta sección exponiendo el número inicial de combinaciones obtenido para la isla de Gran Canaria. En la creación de la base de datos de emparejamientos iniciales, lo que correspondería con el apartado “3.1.2.2. *Creación de una base de datos de emparejamientos posibles*”, se elaboró una lista con todos los emparejamientos posibles partiendo de 69 presas y se obtuvo un número total de combinaciones de 2346 (ver también Figura 18).

El cálculo teórico inicial de la energía potencial hidráulica correspondiente a las 2346 combinaciones descritas e realizó conforme a lo dispuesto en la Ecuación 1. El resultado obtenido fue de aproximadamente 616 GWh, que se grafica en forma esquemática en la Figura 18. No obstante, esta cifra se corresponde con un potencial no viable ni realizable debido a que no se ha ajustado a las circunstancias del territorio, es decir, no se ha considerado ningún parámetro limitante técnico ni medioambiental, ni se ha optimizado ni definido el número de presas por emparejamiento. Pero, aun así, forma parte de la metodología calcularlo para las comparaciones con los siguientes cálculos de la propuesta.

En la búsqueda del potencial viable el siguiente paso era la aplicación de los criterios de aceptabilidad, denominados así porque facilitan la creación de un marco de

emparejamientos con características homogéneas, en el que se descartan aquellos extremadamente inviables. Esos criterios se definieron en el apartado “3.1.3.2. *Criterios técnicos de aceptabilidad*” y más gráficamente en la Tabla 8, incluyendo sus valores límite, y son: distancia máxima entre presas (valor límite: 5 km) y altura mínima entre ellas (valor límite: 30 m). El resultado es una lista de conexiones compatibles con la metodología, preparada para el proceder de los siguientes pasos. En el cálculo de la energía que se obtiene con la mencionada lista se obtiene el resultado de 19 868 MWh, con el empleo de 151 conexiones conformadas por 67 presas, cómo se puede verificar en la Figura 18. El resultado de 19 868 MWh representa un 5% del resultado calculado antes de la aplicación de los criterios de aceptabilidad.

Continuando con la evaluación de resultados, y tras la aplicación del algoritmo de optimización (descrito en la Ecuación 5, la Ecuación 6 y la Ecuación 7), se obtiene que el nuevo cálculo de la energía resulta en 8443 MWh, esta vez empleando 26 conexiones conformadas por 52 presas. En este punto de la metodología se puede comprobar que el número de presas es justo el doble que el número de conexiones; esto es gracias a la optimización, que permite establecer un máximo de presas a emparejar, en este caso, sólo habrá dos presas por conexión. El valor de 8443 MWh es inferior a la mitad del valor calculado antes del empleo del algoritmo de optimización, que era de 19 768 MWh. Eso significa que el algoritmo ha cumplido su objetivo, limitar el número de presas que interviene en cada emparejamiento y asociándolas entre sí según maximización de la energía. Los resultados de este paso de la metodología, que se muestran en la Figura 18 con el nombre de “*Conexiones seleccionadas I*”, de forma resumida se exponen con mayor grado de detalle en la Tabla 12. En esta tabla se incluyen los datos relativos a: número de par, nombre de la *Presas A*, nombre de la *Presas B*, nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la *Presas A*, nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la *Presas B*, energía almacenada (Ecuación 1), potencia instalada de almacenamiento (Ecuación 4), distancia entre presas, altura entre presas y distancia a la red eléctrica.

Una vez en el punto “*Conexiones seleccionadas I*”, se aplica a ese conjunto de datos el resto de los parámetros restrictivos técnicos expuesto en la Tabla 9. El resultado obtenido en términos energéticos es de 5996 MWh. Nuevamente, vuelve a reducirse

considerablemente con respecto al paso anterior, en concreto en un 28,98%. La restricción que más peso tiene en esa reducción es la ratio altura/distancia. El conjunto de datos con el que se produjo el resultado 5996 MWh tiene el nombre de “*Conexiones seleccionadas 2*” (Figura 18) y de forma análoga al conjunto de datos “*Conexiones seleccionadas 1*”, los resultados en este punto de la metodología, mostrados esquemáticamente en la Figura 18, se exponen con mayor profundidad en la Tabla 13. Esta tabla recoge datos relativos a los mismos ítems descritos para la Tabla 12. Se recalca además, lo ya expuesto en el apartado “3.2.2. *Distancia de los emparejamientos a la red eléctrica y evolución de resultados durante la metodología*”, que la distancia máxima a la red eléctrica no altera los resultados, con lo cual, en el conjunto de denominados “*Conexiones seleccionadas 3*” la energía calculada es igual a la calculada en el conjunto “*Conexiones seleccionadas 2*”. Esta tabla es considerada como la principal del estudio, la más indicativa, pues los resultados que en ella se exponen no han sufrido la aplicación de la restricciones medioambientales, las cuales anularían teóricamente toda conexión, no obstante, cómo se ha comentado con más profundidad en el apartado “3.1.5.3. *Aplicación de parámetros restricciones medioambientales*”, en la práctica es diferente de la normativa regional e insular, cada proyecto debe ser individualizado y analizado en profundidad en términos de impacto ambiental, con lo cual, si se considerasen los resultados después de aplicar los criterios medioambientales (ninguna presa se encuentra fuera de algún espacio protegido) se estaría incurriendo en un error. Es por ello, que los resultados considerados como válidos y finales son los expuestos en la Tabla 13.

Tabla 12. Resultados globales (después de optimizar y antes de aplicación del resto de restricciones) que recogen los datos: número de par, nombre de la *Presa A*, nombre de la *Presa B*, nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la *Presa A*, nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la *Presa B*, energía almacenada, potencia instalada de almacenamiento, distancia entre presas, altura entre presas y distancia a la red eléctrica.

Pairing N°	Name of Dam A	Name of Dam B	Name of Dam A Basin	Name of Dam B Basin	Stored energy (MWh)	Storage power (MW)	Distance between dams (m)	Height between dams (m)	Distance to power supply (m)
686	Chira	Soria	Arguineguín ravine basin	Arguineguín ravine basin	4818,33	219,02	2531	265	726
1317	El Parralillo	El Vaquero	La Aldea ravine basin	La Aldea-Agaete interbasin	560,98	25,49	3968	478	9101
1916	La Umbría	Lezcano II	Tenoya-Guiniguada interbasin	Tenoya ravine basin	444,88	20,22	3770	230	3999
1231	El Mulato	La Cueva de Las Niñas	Mogán ravine basin	Arguineguín ravine basin	392,64	17,84	2550	114	2183
328	Barranco Hondo y Cuevas Blancas	Tirajana	Tirajana ravine basin	Tirajana ravine basin	292,98	13,31	1300	180	6465
2007	Las Hoyas	Los Pérez	Agaete ravine basin	Agaete ravine basin	228,66	10,39	1581	70	7503

387	Barranco Hondo-Parrales	Tamadaba	Agate-Gáldar interbasin	Agate ravine basin	204,54	9,29	3474	721	3029
1980	Las Garzas	Los Mondragones	Gáldar ravine basin	Moya ravine basin	197,54	8,97	3243	129	713
602	Chamoriscán	La Gambuesa	Maspalomas ravine basin	Maspalomas ravine basin	191,88	8,72	4565	48	8216
105	Ariñez	La Siberia	Guinguada ravine basin	Guinguada ravine basin	177,14	8,05	3373	314	2137
164	Ayagaures	Fataga	Maspalomas ravine basin	Maspalomas ravine basin	134,11	6,09	4752	130	8728
718	Cuevas Blancas	La Lechucilla	Guayadeque ravine basin	Guinguada ravine basin	119,02	5,41	2719	339	3903
949	El Callejón	Los Dolores-Casablanca	Azuaje-Tenoya interbasin	Azuaje-Tenoya interbasin	109,45	4,97	2532	201	3434
1383	El Pinto I	Los Jiménez-Arucas	Azuaje-Tenoya interbasin	Azuaje-Tenoya interbasin	100,82	4,58	1981	75	1806
212	Barranco Hondo	El Calabozo	Gáldar-Moya interbasin	Gáldar-Moya interbasin	92,01	4,18	2415	201	499
1517	El Piquillo	Satautejo	Guinguada ravine basin	Guinguada ravine basin	78,57	3,57	4938	339	3856

Almacenamiento energético por bombeo reversible en la isla de Gran Canaria: contribuciones

2058	Lezcano II	Piletas	Tenoya ravine basin	Tenoya-Guinguada interbasin	57,33	2,60	3648	52	3085
1715	Gañanías	Toronjo	Guinguada ravine basin	Guinguada ravine basin	53,86	2,44	3965	343	514
1592	El Vaquero	Los Lugarejos	La Aldea-Agaete interbasin	Agaete ravine basin	41,07	1,86	3490	35	7890
2120	Los Betancores	Los Jorges	Maspalomas-Arguineguín interbasin	Maspalomas-Arguineguín interbasin	40,29	1,83	2632	100	2599
1071	El Conde	Valerón	Gáldar ravine basin	Gáldar-Moya interbasin	36,90	1,67	2235	101	430
2332	Tamaraceite	Tenoya I	Tenoya-Guinguada interbasin	Tenoya ravine basin	24,95	1,13	3203	129	949
404	Cabo Verde	El Conde	Moya-Azuaje interbasin	Gáldar ravine basin	14,53	0,66	4252,91	111	1260
1268	El Palmito-La Marquesa	El Pinto II	Azuaje-Tenoya interbasin	Azuaje-Tenoya interbasin	13,03	0,59	1103	33	2765
2071	Lomo de Perera	Lomo Gordo	Maspalomas ravine basin	Maspalomas ravine basin	11,14	0,50	1481	32	2331
1073	El Cortijo	El Hormiguero	Azuaje-Tenoya interbasin	Gáldar-Moya interbasin	6,52	0,29	4064	45	4132

Tabla 13. Resultados globales (después de aplicación del resto de restricciones) que recogen los datos: número de par, nombre de la *Presa A*, nombre de la *Presa B*, nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la *Presa A*, nombre de la cuenca o intercuenca en la que se ubica la *Presa B*, energía almacenada, potencia instalada de almacenamiento, distancia entre presas, altura entre presas y distancia a la red eléctrica.

Pairing N°	Name of Dam A	Name of Dam B	Name of Dam A Basin	Name of Dam B Basin	Stored energy (MWh)	Stored power (MW)	Distance between dams (m)	Height between dams (m)	Distance to power supply (m)
686	Chira	Soria	Arguineguín ravine basin	Arguineguín ravine basin	4818,34	219,02	2531	265	726
1317	El Parralillo	El Vaquero	La Aldea ravine basin	La Aldea-Agaete interbasin	560,98	25,50	3968	478	9101
328	Barranco Hondo y Cuevas Blancas	Tirajana	Tirajana ravine basin	Tirajana ravine basin	292,98	13,32	1300	180	6465
387	Barranco Hondo-Parrales	Tamadaba	Agaete-Gáldar interbasin	Agaete ravine basin	204,55	9,30	3474	721	3029
718	Cuevas Blancas	La Lechucilla	Guayadeque ravine basin	Guiniguada ravine basin	119,02	5,41	2719	339	3903

En el último paso, se emplean las restricciones medioambientales expuestas en la Tabla 10. El conjunto resultante se denomina “*Conexiones seleccionadas 4*” y su resultado es de un potencial nulo. El motivo es que en una isla pequeña, en términos relativos, existe una gran parte del territorio protegido y esto provoca que sea muy complicado encontrar alguna presa que no se encuentre dentro de estos territorios. En relación a ello, en la Figura 19 se puede observar cómo se distribuyen las presas en base a los tipos de instrumentos de protección medioambiental que se han definido. Es necesario aclarar que una determinada presa puede pertenecer a muchas categorías, incluso a todas las categorías de espacios protegidos medioambientalmente, y en base a este criterio se ha elaborado el gráfico.

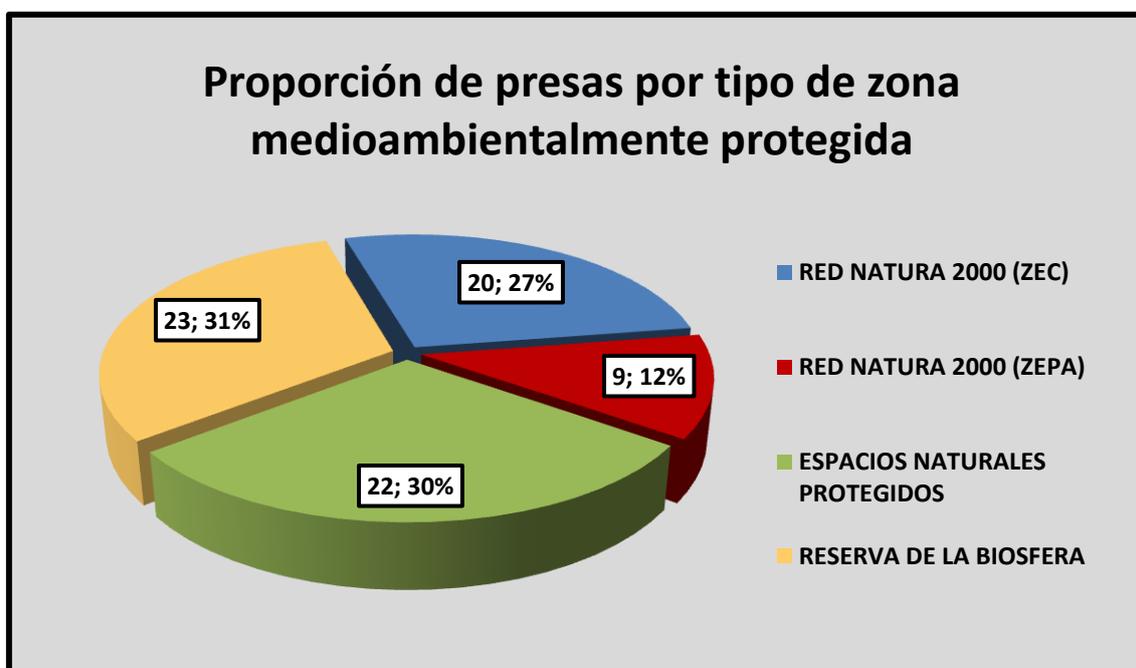


Figura 19. Inclusión de las 69 presas consideradas en este estudio en los instrumentos de protección medioambiental. Elaboración propia.

Volviendo a la idea expuesta en este mismo apartado, se establece que el potencial viable no es 0 MWh, sino 5996 MWh, tomando como válidos los resultados de la Tabla 13. De ese potencial, 4814,34 MWh corresponden a la central Salto de Chira, que se implementará en el corto plazo. Con lo cual, si se implementaran todos los proyectos de la Tabla 13, la realidad sería que el potencial calculado supone un incremento de 1181,66 MWh (incremento de 24,54%) más sobre el potencial de la central Salto de

Chira. También existe la posibilidad, descubierta en el transcurso de los trabajos de este estudio, de realizar una conexión entre tres presas, las tres más grandes de la isla: presa de Soria, presa de Chira y presa de Cuevas de Las Niñas. Aunque no es objeto de esta tesis el análisis de las posibles triples conexiones entre presas, es destacable este hecho, pues el par Cueva de Las Niñas-Soria aportaría a la central Salto de Chira aproximadamente el doble de la potencia instalada de bombeo, en concreto, según los cálculos pertinentes para nuestro objeto de estudio, esa potencia es de 189,04 MW. Y en la fase de turbinado la potencia instalada sería de 173,93 MW.

Cómo observación, si se considerara el conjunto de datos “*Conexiones seleccionadas 1*”, antes de la aplicación del resto de parámetros técnicos restrictivos y antes también de la aplicación de los parámetros restrictivos medioambientales, que da como resultado un potencial de 8443 MWh, en lugar del potencial de 5996 MWh, resultado del cálculo del potencial en los conjuntos de datos “*Conexiones seleccionadas 2*” y “*Conexiones seleccionadas 3*”, se ve claramente que se tendría una capacidad para almacenar energía mayor. Con esto se abre un abanico de posibilidades inmenso, pues al ser la metodología de carácter modular, se pueden varias parámetros, ampliar o incluso quitar, pero son los agentes energéticos implicados en cada proyecto individual de central hidroeléctrica tipo PHES en un determinado territorio los que tendrán que escoger que grupo de restricciones utilizar en función de las circunstancias de cada territorio. Téngase en cuenta que en un determinado territorio puede darse el caso de que se prefiera asumir una gran distancia a la red eléctrica porque en ese territorio en concreto eso no significa un obstáculo, debido, por ejemplo, a que poseen subvenciones para ese tema en concreto u cualquier otro motivo. También puede ocurrir que los agentes de un determinado territorio quieran aceptar proyectos que estén incluidos en espacios protegidos, aunque su impacto sea significativo.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, el grupo de restricciones a aplicar variará de un territorio a otro, que es lo que pretende esta investigación, un carácter modulable de la propuesta metodológica y de acceso abierto. En consecuencia, y según lo argumentado, se considera 8443 MWh el valor del potencial a partir del cual puede empezar a variarse el grupo de restricciones escogidas.

A pesar de que se ha recalcado varias veces en este texto que en la presente investigación no se contempla emparejar una presa con otras dos presas (dos o más), se debe resaltar nuevamente que durante la investigación se ha advertido la posibilidad de conectar las presas Chira, Soria y Cueva de Las Niñas (en adelante, simplemente Las Niñas), en un formato que comprendería el emparejamiento de Chira y Soria (siendo Soria la presa inferior) y, a su vez, el emparejamiento entre Las Niñas y Soria (siendo Soria la presa inferior). La presa de Soria posee capacidad suficiente para albergar ambas centrales ($32\,300\,000\text{ m}^3$ en su cálculo teórico o $15\,000\,000\text{ m}^3$ como máximo nivel alcanzado) [149]. Faltaría decidir si esas centrales operarían de forma independiente o cómo una única central con 3 componentes. La central Las Niñas-Soria es la segunda de mayor potencial en la isla (4158,82 MWh de capacidad de almacenamiento energético y 189,04 MW en términos de potencia instalada en fase de bombeo), por detrás únicamente del par Chira-Soria (4814,34 MWh y 220 MW, respectivamente).

Por último, en la Tabla 14 se establecen los resultados del estudio agrupados en cuencas e intercuencas, inmediatamente después de aplicar el algoritmo de optimización. Para la correcta lectura y comprensión de la tabla, se debe advertir que en cada cuenca o intercuenca se incluye el potencial de un emparejamiento cuando una de las dos presas, como mínimo, pertenezca a dicha cuenca, sin perjuicio de que ambas presas puedan pertenecer a la misma cuenca. Además, para el caso de aquellos emparejamientos en los que cada presa se encuentra en una cuenca o intercuenca diferente, el potencial se le asignará a cada una de las cuencas o intercuencas. Esto provoca que el potencial de almacenamiento PHES no coincida necesariamente con los resultados expresados en la Tabla 12 y en la Tabla 13, cuando aún no se había establecido el agrupamiento en cuencas e intercuencas. La posible distorsión de los resultados debido a los hechos expuestos no altera, sin embargo, el ranking que se pretende mostrar en la Tabla 14. Con esta tabla se quiere representar la distribución de los resultados en cuencas e intercuencas, siempre siguiendo el criterio de máxima energía almacenada. De la Tabla 14 se desprende que, la Cuenca del Barranco de Arguineguín es la de mayor capacidad de almacenamiento energético. La central Salto de Chira tiene sus dos presas en el territorio de esta cuenca. Además, y cómo se ha mencionada ya, se podría contemplar la posibilidad de añadir la presa de Las Niñas y conformar un trinomio de presas, lo que

daría más margen de maniobrabilidad en la gestión de la demanda y la producción de energía.

Por otro lado, en la Tabla 15 se muestran los resultados de la evaluación del potencial agrupados en cuencas e intercuencas justo antes de la aplicación de los parámetros técnicos medioambientales y después de la aplicación del resto de parámetros técnicos restrictivos. Con respecto a la Tabla 14, no existen grandes cambios, de hecho, los primeros puestos de ambas tablas son ocupados por las mismas cuencas o intercuencas.

Tabla 14. Distribución de los resultados de evaluación del potencial de almacenamiento energético PHES estructurados en cuenca e intercuenas, inmediatamente después de la aplicación del algoritmo de optimización.

Name	Stored power (MWh)	Name	Stored power (MWh)	Name	Stored power (MWh)	Name	Stored power (MWh)
Arguineguín Ravine Basin	5211	Agaete Ravine Basin	474,3	Agaete-Gáldar Interbasin	204,6	Telde Ravine Basin	0
La Aldea-Agaete Interbasin	602	Guinguada Ravine Basin	428,6	Moya Ravine Basin	197,5	Guinguada-Telde Interbasin	0
La Aldea Ravine Basin	561	Mogán Ravine Basin	392,7	Guayadeque Ravine Basin	119	Tenoya-Azuaje Interbasin	0
Azuaje-Tenoya Interbasin	538,7	Maspalomas Ravine Basin	337,1	Gáldar-Moya Interbasin	50	Tirajana-Maspalomas Interbasin	0
Tenoya Ravine Basin	527,2	Tirajana Ravine Basin	293	Maspalomas-Arguineguín Interbasin	40,3		
Tenoya-Guinguada Interbasin	527,2	Gáldar Ravine Basin	249	Moya-Azuaje Interbasin	14,5		

Tabla 15. Distribución de los resultados de evaluación del potencial de almacenamiento energético PHES estructurados en cuenca e intercuencas, inmediatamente después de la aplicación de los parámetros técnicos restrictivos e inmediatamente antes del empleo de los parámetros técnicos medioambientales.

Basin Name	Stored power (MWh)	Name	Stored power (MWh)	Name	Stored power (MWh)	Name	Stored power (MWh)
Arguineguín Ravine Basin	5211	Agaete Ravine Basin	474,3	Agaete-Gáldar Interbasin	204,6	Telde Ravine Basin	0
La Aldea-Agaete Interbasin	602	Guinguada Ravine Basin	428,6	Moya Ravine Basin	197,5	Guinguada-Telde Interbasin	0
La Aldea Ravine Basin	561	Mogán Ravine Basin	392,7	Guayadeque Ravine Basin	119	Tenoya-Azuaje Interbasin	0
Azuaje-Tenoya Interbasin	538,7	Maspalomas Ravine Basin	337,1	Gáldar-Moya Interbasin	50	Tirajana-Maspalomas Interbasin	0
Tenoya Ravine Basin	527,2	Tirajana Ravine Basin	293	Maspalomas-Arguineguín Interbasin	40,3		
Tenoya-Guinguada Interbasin	527,2	Gáldar Ravine Basin	249	Moya-Azuaje Interbasin	14,5		

4. Contribución 2: Análisis de un modelo dinámico para operar sistemas de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) y aplicación a la central Salto de Chira

4.1. Métodos

4.1.1. Proceso de creación de un modelo de operación dinámico

El objetivo principal de la segunda de las contribuciones de esta tesis es proponer un modelo dinámico de operación para sistemas PHES que permita su integración en la red eléctrica ajustando la producción eléctrica a la demanda eléctrica de forma dinámica. Para ello, el modelo responderá a dos situaciones en base a la demanda real eléctrica del territorio de aplicación del modelo: por un lado, se aprovechan los excedentes en la generación eléctrica (EGE) producidos por las RES en la fase de bombeo (Figura 20); y por otro lado, se cubren los déficits de generación eléctrica (DGE) en la fase de turbinado mediante la generación de energía en la central PHES. Se pretende medir la aportación al sistema eléctrico de un determinado sistema PHES utilizando para ello un caso de aplicación real: la central Salto de Chira, en la isla de Gran Canaria.

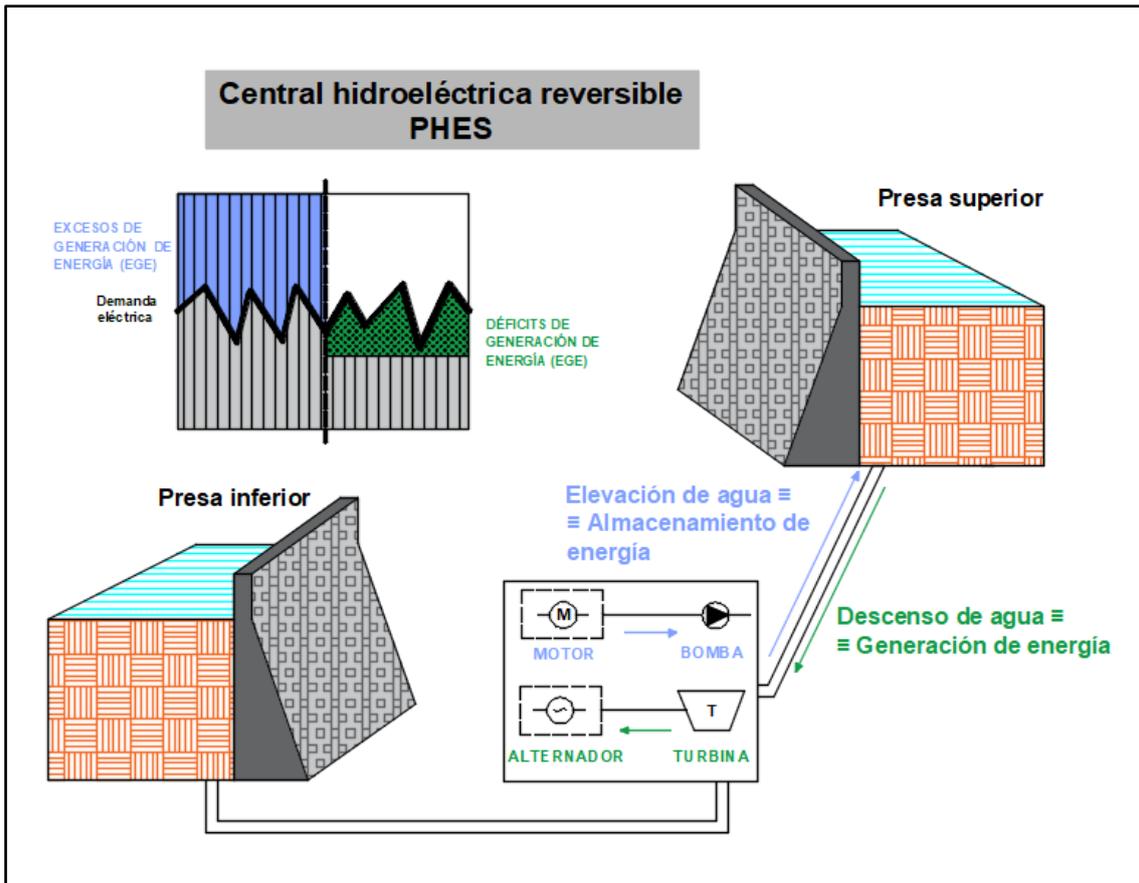


Figura 20. Diagrama de funcionamiento de una central de almacenamiento de energía eléctrica por bombeo reversible (PHES) en función de la producción energética. Elaboración propia.

Los objetivos de este proyecto son: incrementar la garantía en la provisión de energía al sistema; incrementar la seguridad de esa provisión de energía; incrementar la penetración de RES en el *mix* de generación eléctrica; incrementar la autonomía energética (o la total independencia, la soberanía energética) en el sistema eléctrico insular; y disminuir la emisión de GEI a la atmósfera.

Para alcanzar estos objetivos, en términos de beneficios cuantitativos, se parte de la hipótesis de que la central puede contribuir a cubrir la demanda eléctrica con la producción de electricidad (fase de turbina), en un porcentaje considerable (máximo hasta un 30%) de la generación total de electricidad, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles en el mismo porcentaje. En cuanto a su uso como planta de almacenamiento de energía (fase de bombeo), se establece la hipótesis de que la tasa de almacenamiento de energía que la planta es capaz de bombear podría llegar hasta un 30% del total de la EGE, lo que haría posible un futuro aumento de la penetración de las

RES en la isla. Además de la solución aportada por la central hidroeléctrica Salto de Chira, otras soluciones propuestas en este momento son: aumentar el grado de penetración de las RES, con los parques eólicos marinos como elemento esencial para ello; y continuar con la modernización de la red eléctrica llevada a cabo por REE [90].

El modelo deberá proporcionar resultados que permitan establecer conclusiones sobre: la necesidad de combinar el sistema PHES con otros tipos de almacenamiento energético, en base a la contribución real del sistema PHES a la red eléctrica; la cuota de CES en términos de potencia instalada que será necesaria dejar en funcionamiento para los periodos en que la central no produzca energía al mismo tiempo que hay un pico de demanda; y la máxima penetración RES que tiene cabida en la red eléctrica cuando se integra una central PHES.

En este apartado se expone el procedimiento seguido para averiguar la contribución de la central Salto de Chira al mercado eléctrico insular, en un escenario supuesto en el que existe una penetración RES diez veces superior al actual en el mix de producción energética del mercado eléctrico insular y en el que no existe generación a partir de fuentes CES. Este supuesto toma como referencia la evolución de la potencia instalada de origen RES en la isla de Gran Canaria estimada en el PTECan30 [100]. Para 2030, el plan establece esa potencia en 1278,3 MW, que representa aproximadamente 6,5 veces la potencia instalada en 2018, que alcanzó los 195,85 MW. Pero para el año 2040 la cifra será de aproximadamente de 4294 MW [254], lo que supondría aproximadamente 22 veces la cifra alcanzada en 2018. Conociendo la dificultad de cumplir con la planificación energética establecida por las administraciones públicas, con sólo estudiar los anuarios energéticos de años anteriores y las previsiones de la planificación energética se debe escoger un valor realista para la suposición. Se supone que la potencia de 2018 se multiplicará aproximadamente por 10 para 2035, por considerarlo más aproximado a la realidad que tendrá lugar en la década 2030-2040; teniendo en cuenta que el objetivo es descarbonizar las Islas Canarias para 2040 según el propio PTECan30. Hay que tener en cuenta la enorme variabilidad de estas previsiones debido a la normativa actual estatal y regional para el desarrollo de los parques eólicos marinos, que podrían ser esenciales para determinar el cumplimiento o no de esas previsiones. Sin ir más lejos, ahora mismo existen 19 proyectos iniciados que suman 2361 MW y

que están paralizados hasta decidir cómo enfocar los problemas asociados a esta tecnología en el nuevo marco normativo [113], de hecho, tanto el Gobierno de Canarias como el Cabildo de Gran Canaria prevén que los primeros parques no estarán operativos para antes de 2027.

Para este procedimiento se han utilizado datos abiertos y gratuitos del operador del sistema eléctrico insular REE [255] actualizados y como novedad, se incluye el proyecto de la central Salto de Chira en su última versión como fuente de conocimiento. Esta versión es la de ejecución y construcción de la central. Aparte de lo anterior, también se adopta una batería de principios fundamentales metodológicos. Ese procedimiento es el que se expone a continuación:

1. Se estudia y analiza la estructura real en el mix de producción eléctrica del mercado eléctrico insular para el año 2018 [256], incluyendo todos los tipos de tecnologías energéticas de producción existentes que utilizan productos petrolíferos: “motores diésel”, “turbinas de vapor”, “turbinas de gas” y “ciclo combinado” (utilizados en refinería, centrales térmicas y en centrales de cogeneración). También se incluyen las dos principales tecnologías RES presentes en el *mix* energético para ese año: energía eólica y energía solar fotovoltaica.
2. Se analiza la demanda eléctrica del sistema (real) eléctrico para ajustar el *mix* energético de generación. Se asumen una serie de escenarios de aumento de la penetración RES a partir del escenario actual descrito en el punto anterior, manteniendo invariable la cuota de CES. Una vez logrado un escenario de claro predominio de RES frente a las CES, en el cual exista una significativa cantidad de EGE debidos a las RES en relación a la producción total debida a RES, se pasa al *punto 3*.
3. Seguidamente, se crea una variación del escenario asumido escogido. Se consideran las RES únicamente, descartando las CES. El objetivo es analizar la contribución del sistema PHES a la demanda eléctrica, deduciendo los picos máximos de EGE y de DGE y para el diseño del modelo de operación dinámico, en última instancia.
4. Se escoge el sistema PHES de aplicación del modelo, en este caso será la central hidroeléctrica Salto de Chira, para validar el modelo en un caso real. Con este sistema se podrá saber el máximo valor de generación eléctrica que puede producir la central en el ciclo de turbinado y también el máximo valor de la energía que puede almacenar la central en el ciclo de bombeo. Se da un alto grado de precisión al modelo, al utilizar, para cada instante temporal, los datos de volumen y caudal en relación a la altura de la presas, utilizando las curvas de llenado de esas presas realizadas mediante aproximación lineal.

5. Si se unen los resultados obtenidos en los dos puntos descritos con anterioridad se consigue la contribución de la central Salto de Chira al sistema eléctrico insular. Una vez alcanzado ese hito, puede empezar la toma de decisiones acerca de las penetraciones RES y CES que debe tener el sistema. Esa toma de decisiones se basará, además, en múltiples factores que deberán ser considerados, entre ellos: la dimensión y el estado de las redes eléctricas locales, la estabilidad de esas redes, los sistemas de almacenamiento energético existentes, la estación del año, la demanda eléctrica y el *mix* de generación eléctrica.

4.1.2. Consideraciones fundamentales del modelo

Para el diseño del modelo de operación se deben asumir una serie de principios, consideraciones o supuestos fundamentales. Esos principios son:

1. La configuración de la central permite la posibilidad de una transición instantánea desde el ciclo de turbinado al ciclo de bombeo. Esto se debe principalmente a las 6 turbinas que trabajan de forma reversible, son de eje vertical y tipo Francis, con 6 generadores síncronos (verticales) [144]. Además, se ha considerado que la presa a mayor altitud, la presa de Chira es la que se encuentra inicialmente llena a la hora de definir el modelo, tal como se recoge en el proyecto de la central [144].

2. Se recopilan datos reales obtenidos de REE del ejercicio 2018 para una aproximación realista de la operación diaria mercado eléctrico en Gran Canaria.

3. Se simula la totalidad de un periodo de 8 días completos de operación de la central, para ver la contribución real del sistema PHES (Salto de Chira) al sistema eléctrico suponiendo que la central ya se encontrara operando.

4. Se establece cómo estrategia que el régimen de operación de la central Salto de Chira se basa en que la central tiene que hacer frente a la demanda energética que requiera el mercado, aportando energía en aquellos momentos en que las RES instaladas en la isla no puedan hacer frente a esa demanda. En otras palabras, la central debe acompañarse a la demanda y al *mix* de generación en cada instante. Esta estrategia difiere de otras que se basan en turbinar agua durante todos los días de la semana, excepto el fin de semana, cuando la demanda es menor, que se bombea (ciclo semanal); o en turbinar a lo largo de toda la jornada diaria y en bombear en las horas nocturnas (ciclo diario); o también bombeando el agua en las épocas del año con más precipitaciones (regulación o ciclo estacional). El hecho de poder pasar del ciclo de turbinado al de bombeado en un corto intervalo de tiempo permite evaluar de forma óptima la estrategia descrita.

Más concretamente, en la Figura 21 se define con mayor profundidad el esquema general del proceso a seguir para la obtención de los resultados esperados:

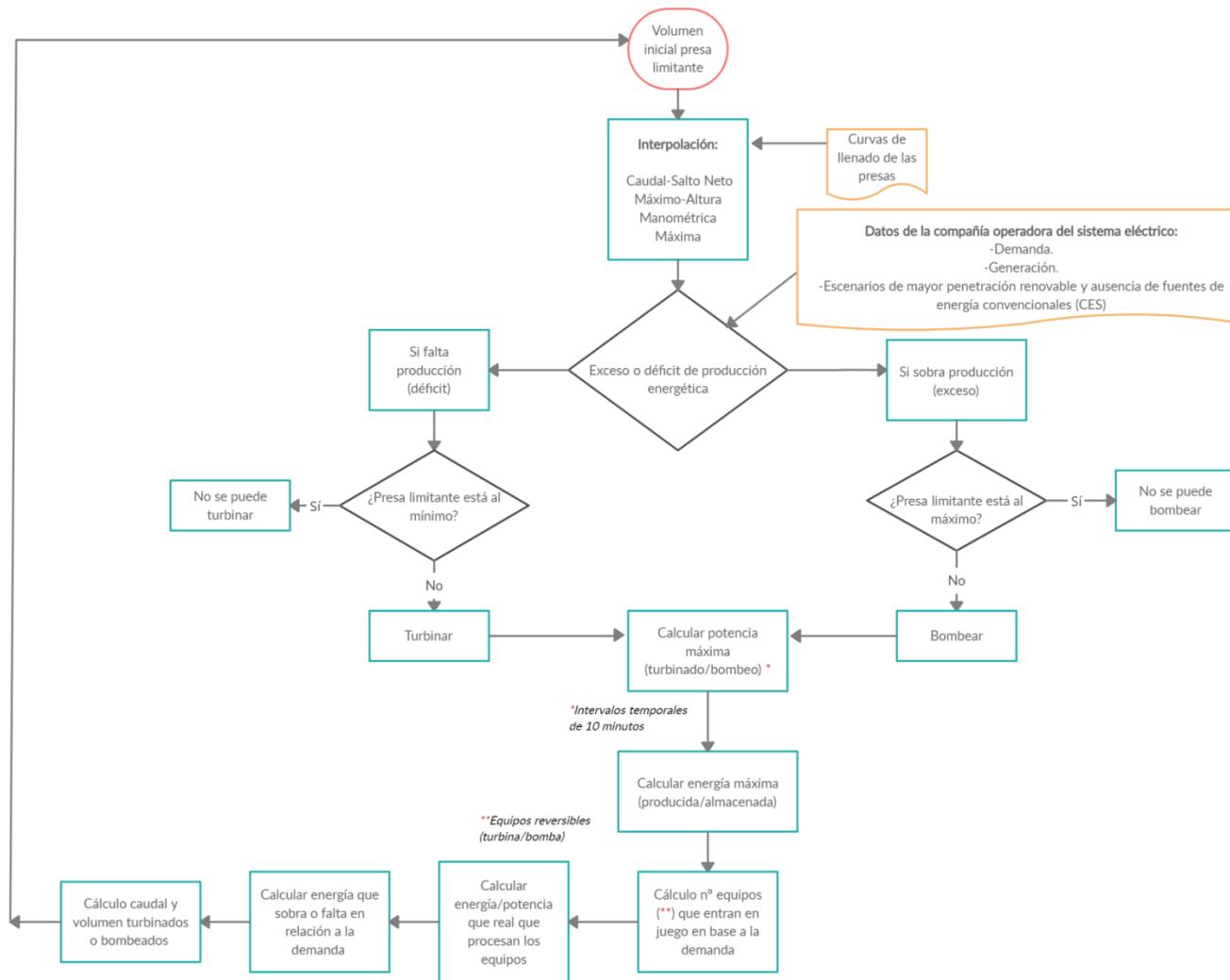


Figura 21. Diagrama de flujo metodológico de operación de la central PHES. Elaboración propia.

4.2. Escenarios supuestos en el sistema energético de Gran Canaria

4.2.1. Demanda eléctrica instantánea en la isla

Es precisamente la demanda eléctrica la que marcará la estrategia de operación de la central Salto de Chira. Se han tomado datos reales de la demanda eléctrica del mercado insular provenientes de la compañía operadora del sistema, REE, correspondientes al año 2018, en fracciones de diez minutos (Figura 22):

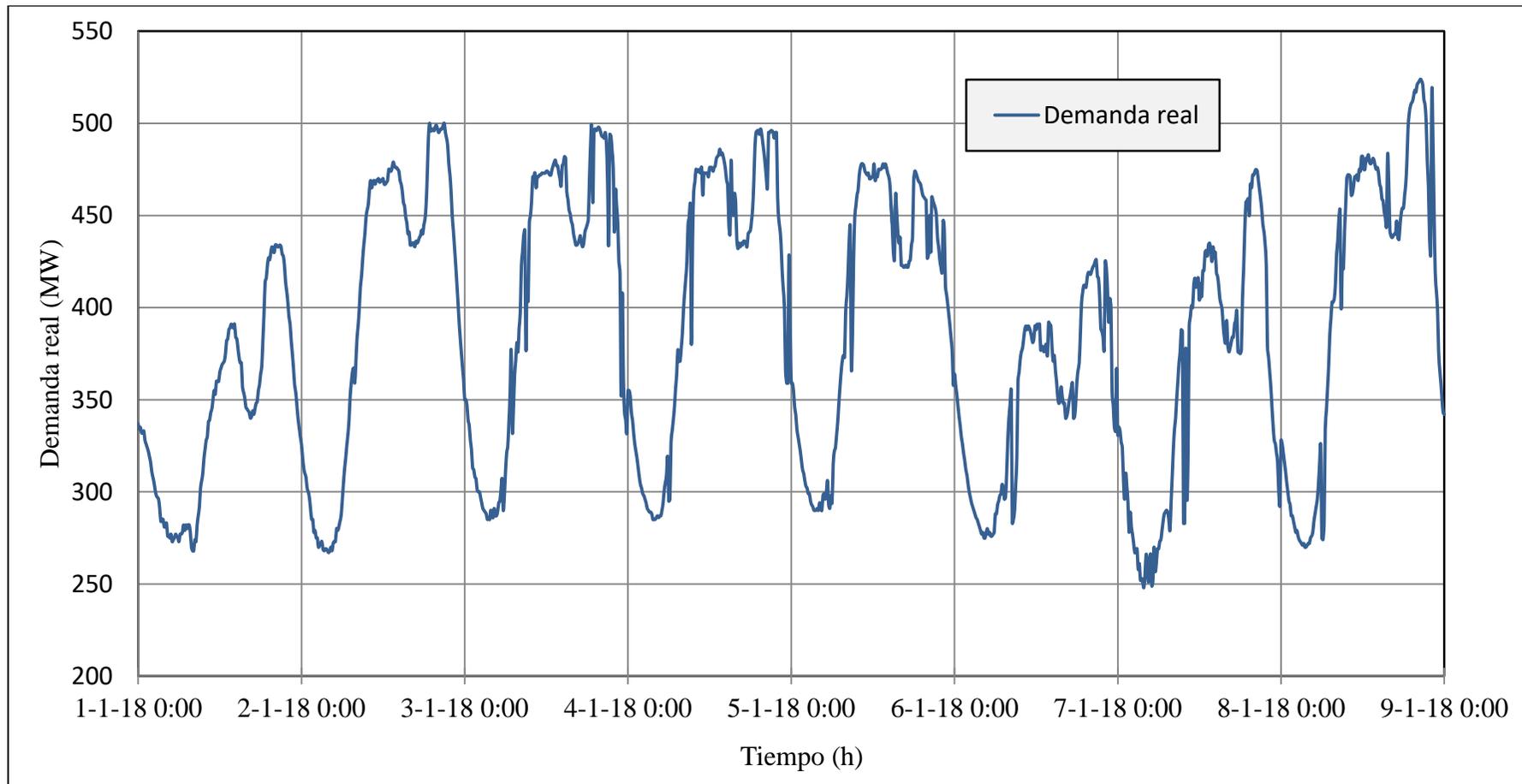


Figura 22. Demanda real eléctrica correspondiente a la primera semana del mes de enero, en el año 2018. Elaboración propia.

Pero, para poder definir del todo esa estrategia también se debe estudiar el mix de generación energética presente en ese mismo mercado. A ello se dedicarán los siguientes apartados.

4.2.2. Escenarios supuestos en el *mix* de generación eléctrica

Una vez más partiendo de los datos de REE relativos al sistema eléctrico, se hace una fotografía de la generación energética en un día concreto (2 de enero de 2018), para lograr gráficamente la representación de la aportación de cada fuente de energía al sistema energético (Figura 23). En la misma figura se representa la demanda eléctrica real de ese día para ver el ajuste entre la oferta y la demanda eléctrica.

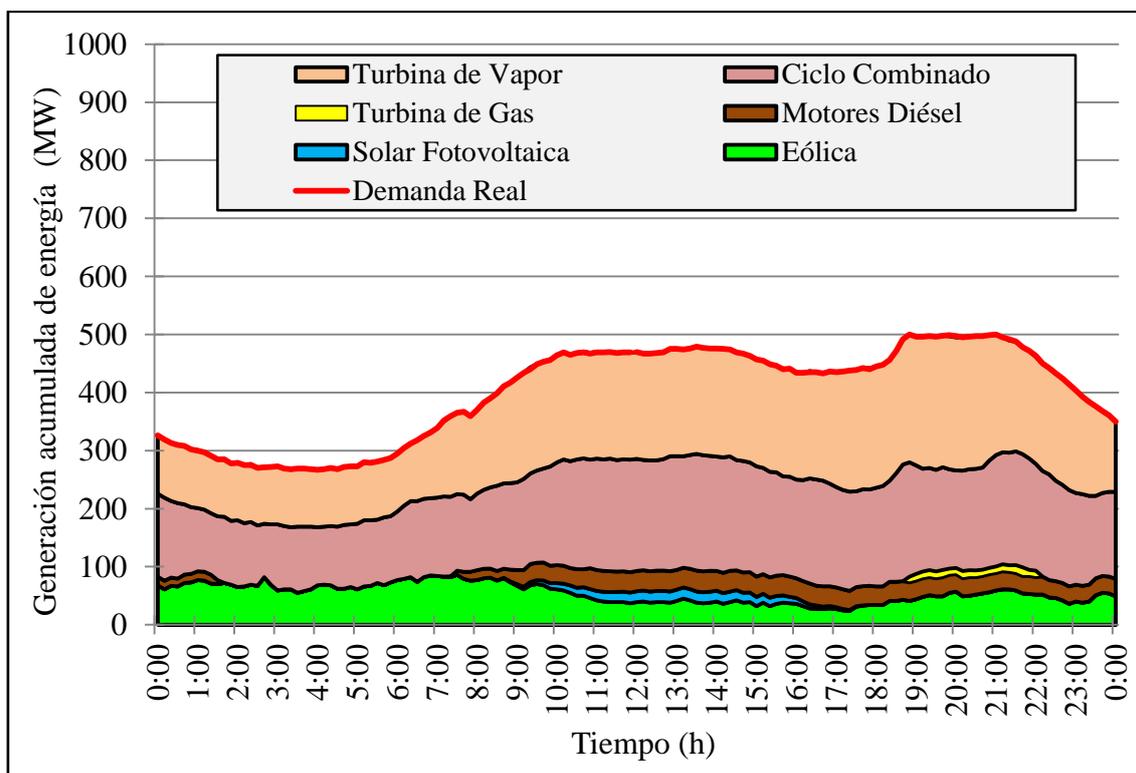
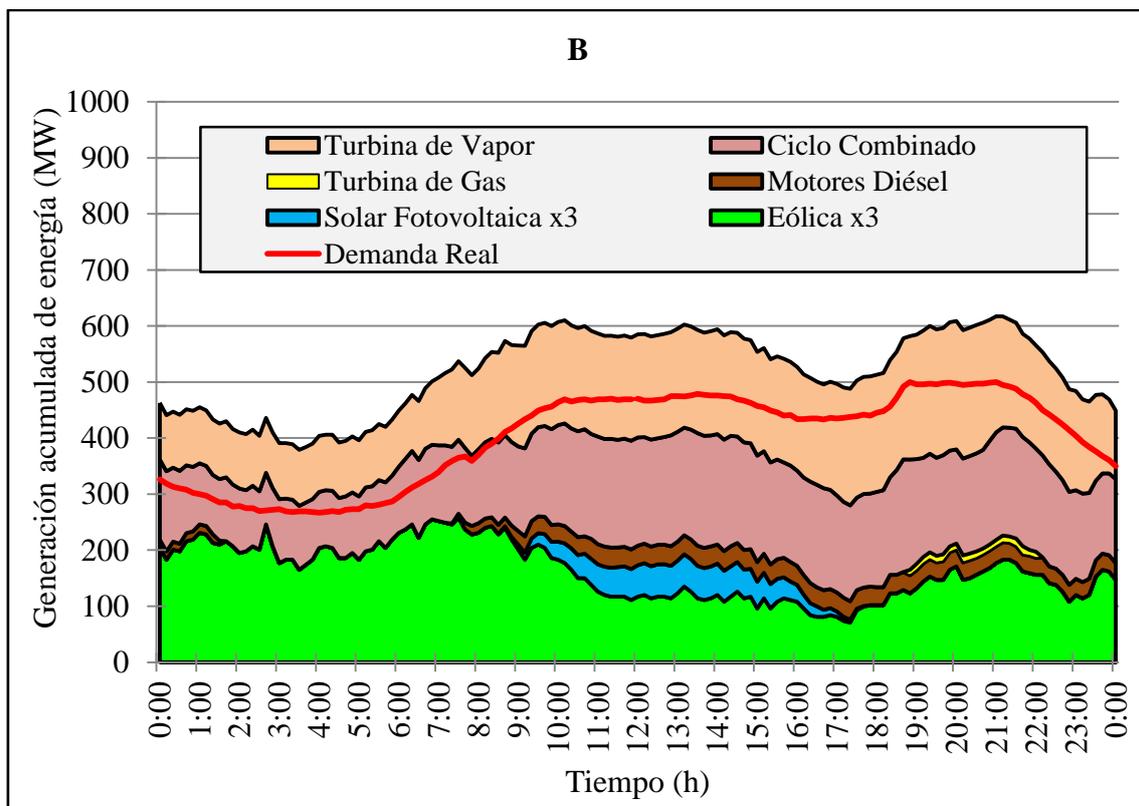
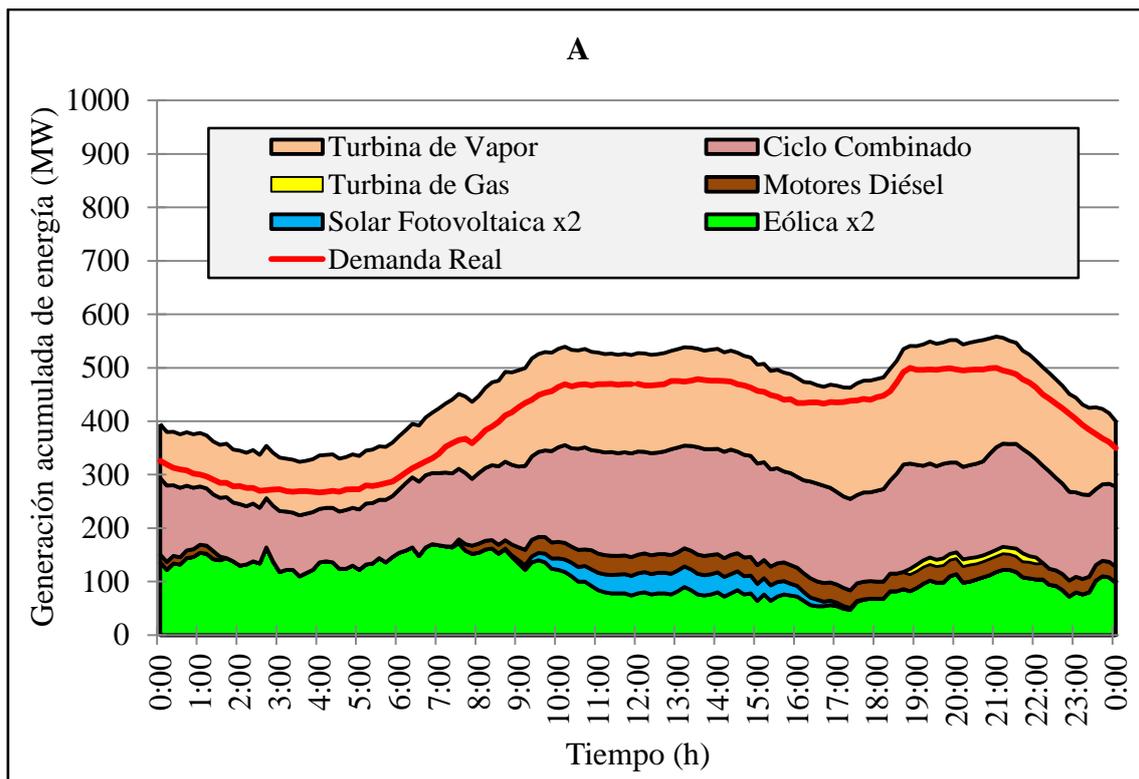


Figura 23. Estructura del mix de generación energética en un día concreto (específicamente el 02/01/2018). Elaboración propia.

En la Figura 23 se observa que para proveer la demanda eléctrica de la isla de ese día se usaron principalmente las CES, y concretamente en la isla esas son: turbinas de gas y vapor, motores diésel y ciclo combinado. La contribución de las RES es

significativamente menor a la aportación de las CES (un 14,7% frente a un 85,3%, respectivamente). En la isla de Gran Canaria, en el año 2018, las CES representaron el 83,95% de la potencia instalada en la isla, mientras que las RES alcanzaron el 16,05% [256]. Como puede comprobarse, los porcentajes anuales son muy similares a los porcentajes de un día determinado, en este caso además, un día de la primera semana del año. Esto proporciona solidez a la muestra diaria escogida. Estos valores se reproducen en las series de datos diarios durante todo el año. Se puede afirmar por tanto, que las RES tienen un amplio margen para elevar su participación en el *mix* energético. Entre el año 2013 y el año 2018 las RES aumentaron su potencia instalada en un 9,4%. El aumento más significativo (23%) tuvo lugar entre el 2017 y el 2018 [256], pero estas cifras siguen siendo insuficientes teniendo en cuenta la urgencia climática descrita en la “1. Introducción general” de este documento. La energía eólica y la energía solar fotovoltaica son las grandes valedoras de esos aumentos. Se debe resaltar que la energía hidroeléctrica no cuenta con ningún vatio de potencia instalada. Es en este punto es donde entra en juego la central Salto de Chira, que se espera aporte 220 MW en la fase de bombeo (almacenamiento de energía) y 200 MW en la fase de turbinado (generación de energía) [257].

Para saber la aportación real de esta central y su rol en el mercado eléctrico insular se asumen una serie de escenarios supuestos en los que se consideran mayores penetraciones RES de forma gradual, dejando constantes los valores de penetración de CES y suponiendo la misma demanda eléctrica. De esa forma se pueden analizar los intervalos temporales diarios donde se producen los EGE y los DGE. Esos escenarios supuestos en base a aumentos de penetración RES son, de forma exacta: dos, tres, cuatro, cinco y diez veces la generación original con RES (se considera generación original la de los datos tomados de 2018). A continuación, en la Figura 24, se muestran los cuatro primeros escenarios:



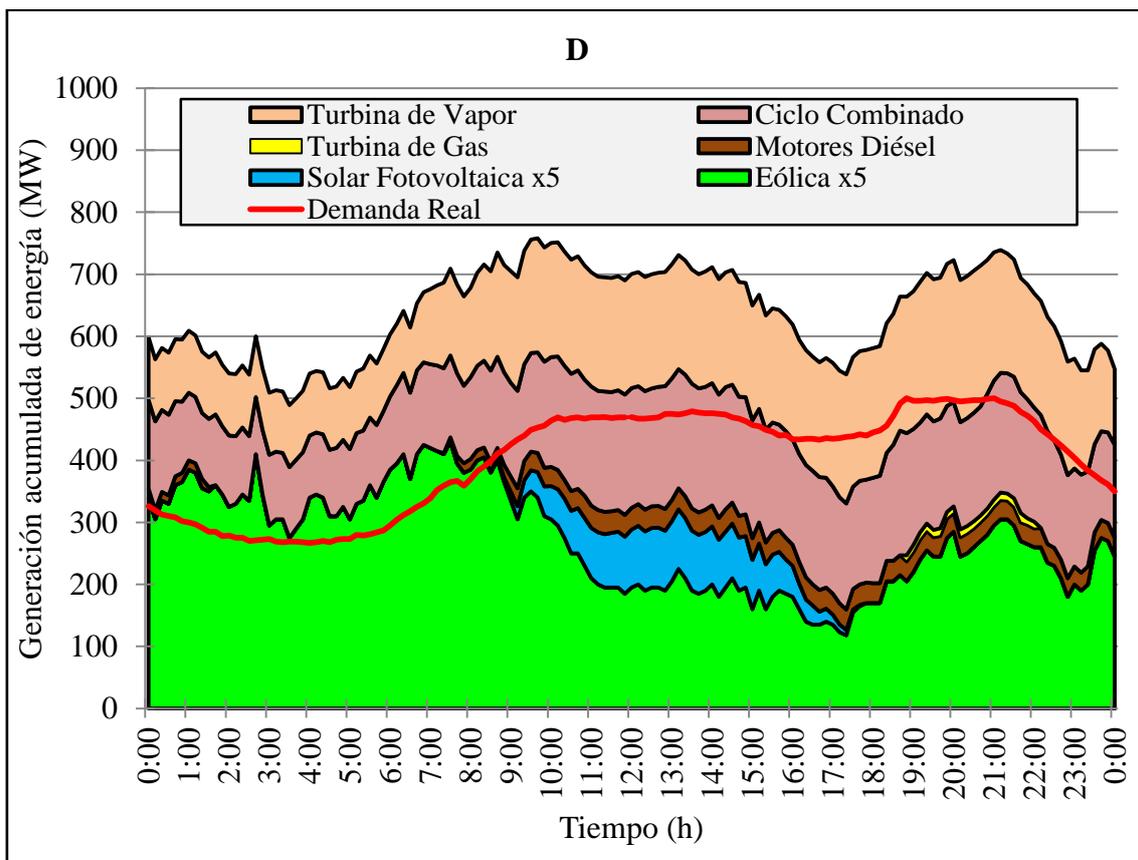
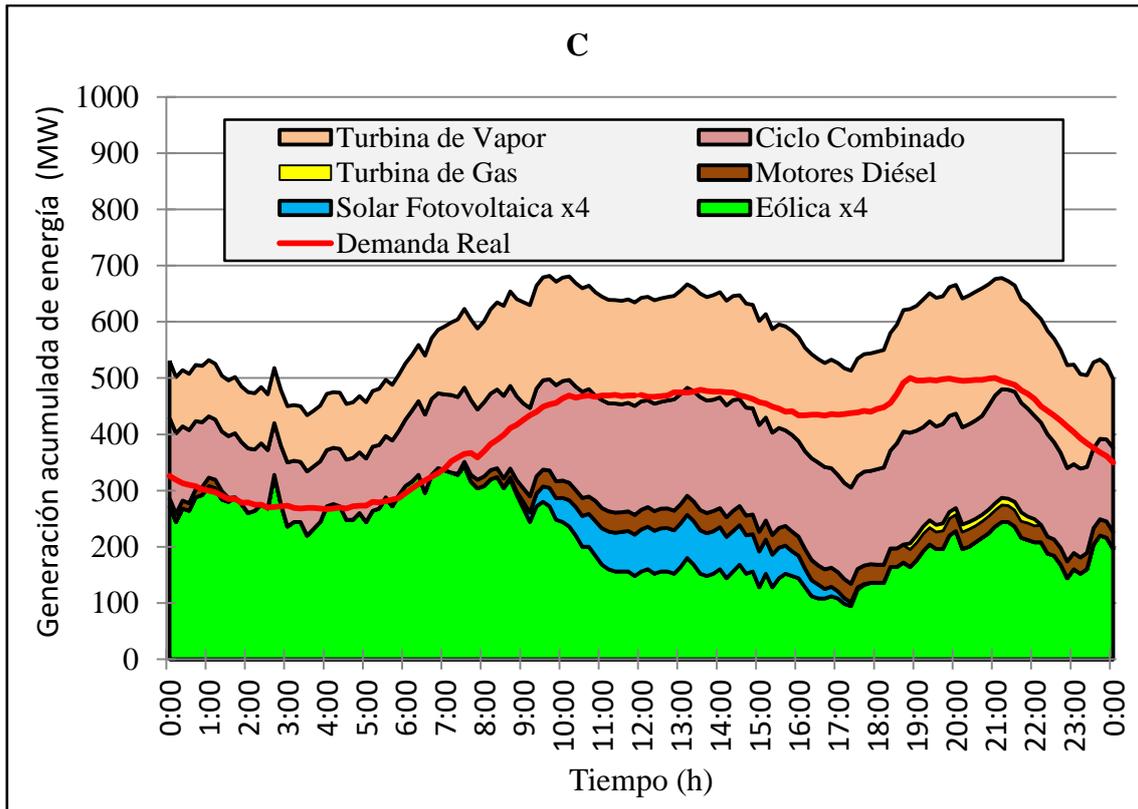


Figura 24. Estructura del mix de generación energética en un día concreto (02/01/2018), con diferentes potencias instaladas RES supuestas: (A), el doble; (B), el triple; (C), el cuádruple; y (D), el quintuple de la potencia instalada real para ese día. Elaboración propia.

En la Figura 24, se puede apreciar con claridad las contribuciones de las RES y las CES en escenarios en los que se ha aumentado la previsión penetración de RES dejando invariable la cuota de CES existente en el momento analizado (2018). En la *parte A* de la figura, que representa el doble de penetración RES a la existente en el año 2018, la contribución RES representa un 25,64% frente al 74,36% que ostentan las CES. En la *parte B* correspondiente al triple de penetración RES, los porcentajes varían nuevamente: 34,09% y 65,91%, respectivamente. Por otro lado, en la *parte C* de la figura, que significa el cuádruple de penetración RES, los porcentajes pasan a ser 40,81% (RES) y 59,19% (CES). Por último, en la *parte D*, correspondiente con una penetración RES supuesta cinco veces la de 2018, los porcentajes alcanzan el 46,29% y el 53,71%; cómo se puede observar son porcentajes cercanos a la equidad de ambas tipologías en cuanto a generación energética se refiere.

Sin embargo, el escenario con diez veces más de potencia instalada RES que el escenario original del que se partió es el escogido finalmente para el análisis de la contribución del sistema PHES, y se representa en la Figura 25:

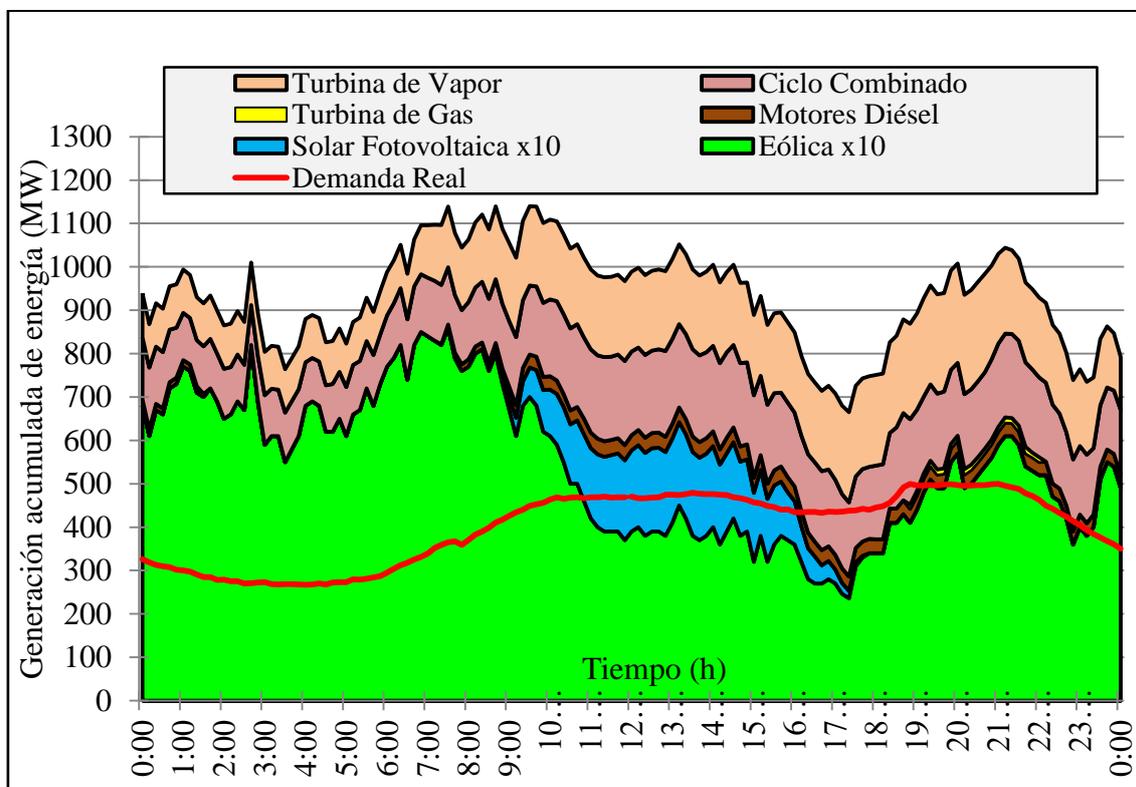


Figura 25. Estructura del mix de generación energético en un día concreto (02/01/2018), con el décuplo de potencia instalada RES supuesta en base a la potencia instalada real para ese día. Elaboración propia.

La previsión de 10 veces la potencia RES de 2018 es totalmente factible en base a las previsiones estudiadas en el apartado “4.1.1. *Proceso de creación de un modelo de operación dinámico*”.

Se ha escogido este escenario porque es el primero en el que por primera vez la potencia supuesta RES es mayor que la potencia CES y lo suficientemente elevada como para obtener resultados veraces, variados y enriquecidos que contribuyen al objetivo de estudiar la contribución del sistema PHES a la gestión de las RES y, en general, a la gestión del mercado eléctrico diario.

4.2.3. Escenarios supuestos en el *mix* de generación eléctrica relativos únicamente a las fuentes de energía renovables (RES)

Cómo se ha explicado en el final de la sección “4.2.2. *Escenarios supuestos en el mix de generación eléctrica*”, se escoge el escenario representado en la Figura 25 como punto de partida a partir del cual se puede analizar la aportación de la central Salto de Chira a un mercado en el que existan sólo las RES (Figura 26). En la Figura 26 se aprecia con mejor detalle los máximos EGE que se pueden almacenar y los máximos DGE que se deben proveer, gracias a la eliminación de las fuentes CES que aparecen desde la Figura 24.

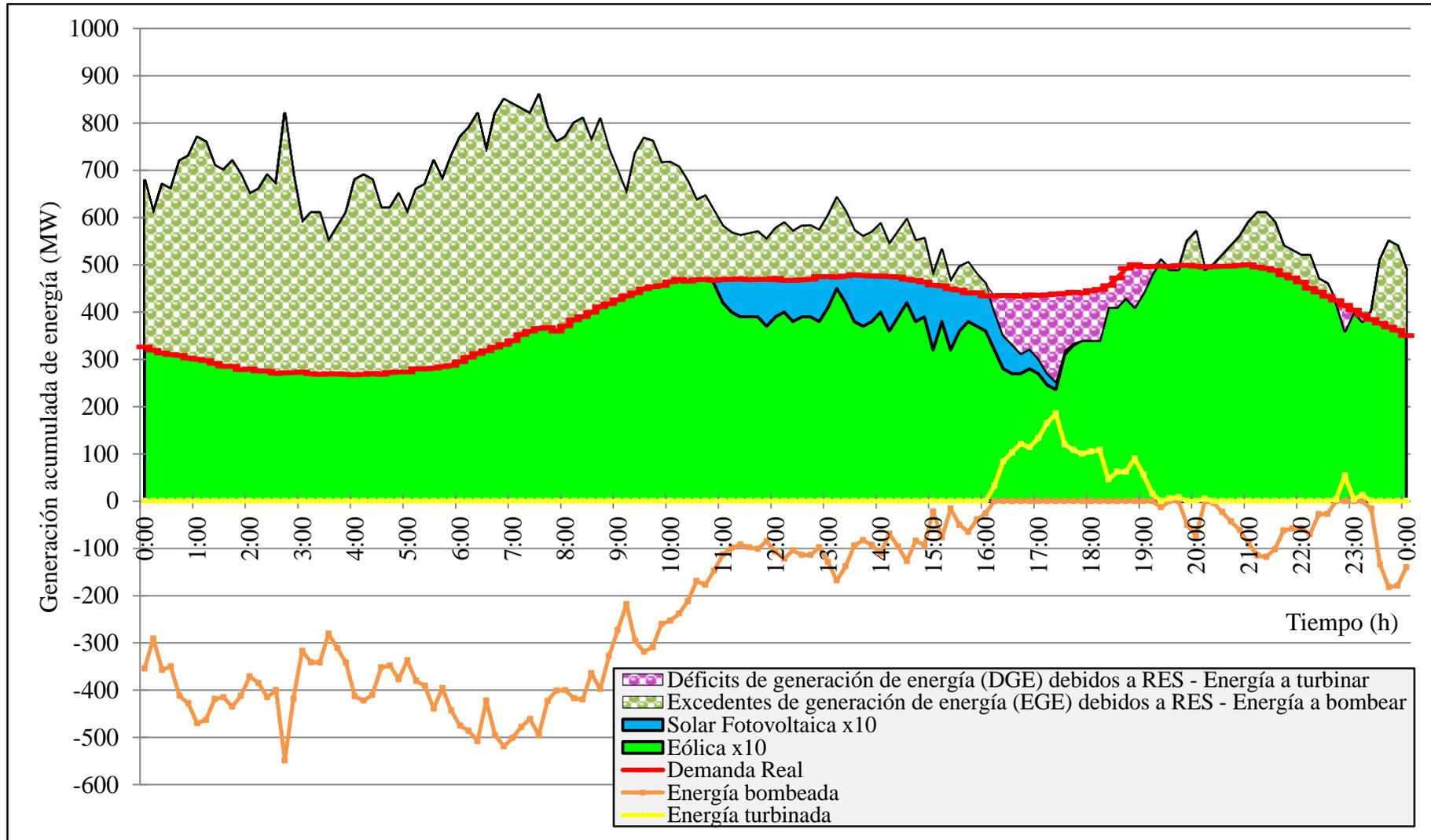


Figura 26. Estructura del mix de generación energético en un día concreto (02/01/2018), con una potencia instalada RES supuesta diez veces mayor que la real para ese día y considerando únicamente las RES. Elaboración propia.

Sin embargo, todavía será necesario cuantificar esa contribución en base a los EGE y DGE existentes y la demanda eléctrica. A ello se dedicarán las siguientes secciones.

4.3. Aplicación del modelo a la central Salto de Chira

4.3.1. Principales propiedades técnicas de la central PHES Salto de Chira

La primera central de almacenamiento energético hidráulico en la isla se emplazará entre las dos presas más grandes que existen en ella, la presa de Chira, la que se encuentra a mayor altitud, y la presa de Soria, la que se ubica a menor altitud. La isla contiene 69 grandes presas conforme a lo estipulado en la sección “3.2. *Aplicación de la propuesta metodológica al caso de la isla de Gran Canaria*”. Es el lugar con más presas por unidad de superficie y por habitante del mundo [149]. La presa de Chira posee unos 5 448 862 m³ de capacidad volumétrica, sus coordenadas del sistema de coordenadas universal transversal de *Mercator* (UTM, por sus siglas en inglés) son: X- 436 874,00; Y-3 086 925,00; z= 907 m. Mientras, la presa de Soria posee unos 30 753 780 m³ y sus coordenadas UTM son: X-434 361,00; Y-3 086 941,00; y z= 610 m. Las dos presas pertenecen a la Cuenca del Barranco de Arguineguín, dónde se ubican otras grandes presas. Entre ambas presas existe una distancia menor de 2530,54 m, lo que sin duda ha sido un motivo de peso para formar la primera central PHES de la isla seleccionando estas dos presas.

La central usará agua de mar desalada para su operación, y también aprovechará los aportes naturales de agua debidos a la climatología, aunque éstos son claramente insuficientes para surtir por sí solos a la central [257]. Esa agua de mar desalada será una realidad gracias a la Estación Desalinizadora de Agua de Mar (EDAM) denominada “*EDAM Santa Águeda*”, ubicada exactamente a 2124 m de la presa de Soria, la más cercana a la estación de entre las dos que integran la central. La capacidad de

producción de la EDAM Santa Águeda es de 1 800 000 m³/año [257] y ha sido concebida para asegurar el lleno total de las presas en la fase inicial del proyecto, primeramente, y posteriormente también en la fase de explotación de la central.

4.3.2. Curvas de llenado de las presas de Chira y Soria

Las curvas de llenado de las presas [257] permiten aproximar de la forma más realista posible los cálculos realizados para obtener el modelo de explotación, obteniendo una relación entre cada valor de altura de la presa y su correspondiente valor del volumen de la misma. Tanto en la curva de llenado de la presa de Chira (Figura 27), como en la curva de llenado de la presa de Soria (Figura 28) se ha usado la interpolación lineal mostrada en la Ecuación 8. En este caso, este tipo de interpolación ha resultado ser la que mayor exactitud ha arrojado en la aproximación de la curva para valores mayores o iguales a 1 hm³ en el caso de la presa de Chira y para valores mayores o iguales a 2 millones de hm³ en el caso de Soria. Se sabe, por la definición del proyecto [144], que ningún valor del volumen de esas presas caerá por debajo de los expresados valores mínimos:

$$y = y_0 + \left[\left(\frac{x - x_0}{x_1 - x_0} \right) \cdot (y_1 - y_0) \right] \quad 8$$

A continuación se detallan ambas curvas de llenado:

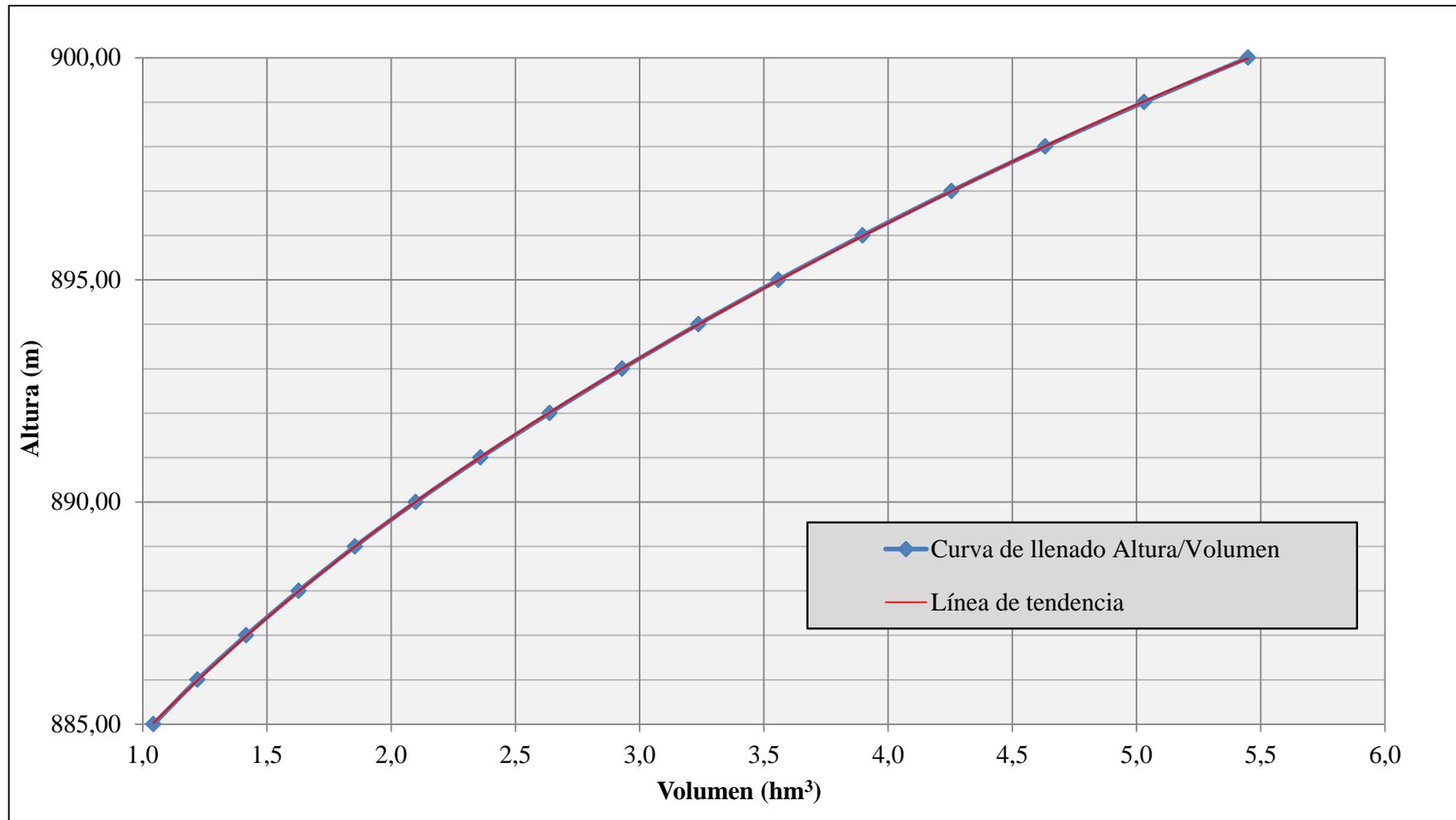


Figura 27. Curva de llenado correspondiente a la presa de Chira en el intervalo de alturas operables por la central Salto de Chira. Elaboración propia.

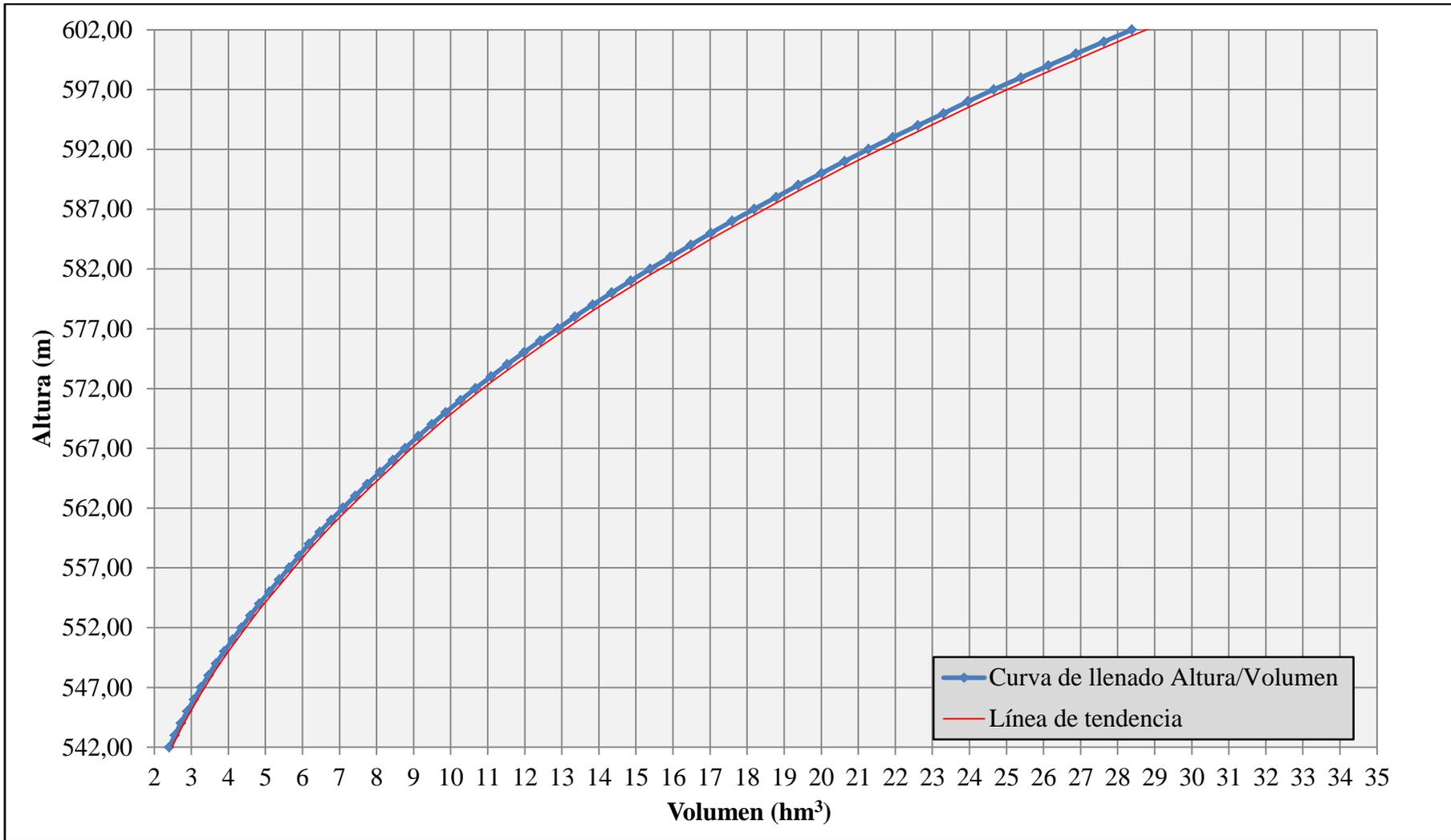


Figura 28. Curva de llenado correspondiente a la presa de Soria en el intervalo de alturas operables por la central Salto de Chira. Elaboración propia.

4.4. Aportación de la central Salto de Chira al mercado energético de Gran Canaria

4.4.1. Resultados obtenidos. Modelo de operación dinámico de la central

Utilizando las curvas de llenado de las presas y las expresiones matemáticas de los campos de conocimiento de la ingeniería que intervienen en esta investigación (energía, hidráulica y mecánica) se obtiene el modo de operación de la central Salto de Chira. Mediante el empleo de este modelo es posible analizar si la central debe estar funcionando (en una de las dos variantes: bombeo o turbinado) o totalmente parada. Dicho esto se debe destacar que el volumen de operación de la central es de 1 040 000 m³ y esto supone una limitación en el tiempo de funcionamiento de la central. Es la presa de menor capacidad volumétrica, la presa de Chira (su capacidad volumétrica es seis veces más pequeña que la de la presa de Soria), la que establece este factor limitante [257].

Para el cálculo del potencial de almacenamiento energético, y asociadamente del potencial de producción energética de la central Salto de Chira se usa la expresión de la potencia hidráulica [244], así en la fase de turbinado (Ecuación 9), cómo en la de bombeo (Ecuación 10). Para la completa definición de ambas expresiones se emplea también la Ecuación 11:

$$P_{TURB} = \rho \cdot g \cdot Q_{TURB} \cdot H_{NMAX} \cdot \eta_T \quad 9$$

$$P_{PUMP} = \rho \cdot g \cdot Q_{PUMP} \cdot H_{MMAX} \cdot \eta_T \quad 10$$

$$\eta_T = \eta_{T-P} \cdot \eta_{G-M} \cdot \eta_B \cdot \eta_{FPC} \cdot \eta_{TRA} \quad 11$$

En la Ecuación 9 el término P_{TURB} es la potencia hidráulica para la fase de turbinado, mientras que en la Ecuación 10 el término P_{BOMB} representa la potencia hidráulica asociada a la fase de bombeo; ambas ecuaciones utilizan cómo unidad el *vatio* (W). Los restantes elementos de ambas ecuaciones representan, y por orden: la densidad del

fluido ρ (kg/m^3), en este caso el agua; la intensidad de campo gravitacional g (m/s^2); Q_{TURB} (m^3/s), el caudal en la fase de turbinado; Q_{PUMP} (m^3/s), el caudal en la fase de bombeo; la máxima altura neta, H_{NMAX} (m), que representa la diferencia de alturas entre presas bruta menos las pérdidas de carga en el ciclo de turbinado; la máxima altura manométrica, H_{MMAX} (m), que representa la diferencia de altura entre presas bruta más las pérdidas de carga en el ciclo de bombeo. Además, en la Ecuación 11, se definen los siguientes factores adimensionales: η_T , cómo factor de rendimiento total; η_{T-P} , cómo factor de rendimiento de la máquina usada cómo turbina (T) o de la máquina usada cómo bomba (P); η_{G-M} cómo factor de rendimiento del generador (G) en modo turbinado o factor de eficiencia del motor (M) en modo bombeo; η_B cómo factor de rendimiento de las barras de conexión o acoplamiento; η_{FPC} es el factor de rendimiento del convertidor de potencia (*Full Power Converter*, FPC); η_{TRA} es el factor de rendimiento del transformador eléctrico de potencia [244].

Siguiendo con la descripción de los cálculos, las pérdidas en régimen de carga continua se han obtenido mediante el uso de la expresión de Darcy-Weisbach [244], representada en la Ecuación 12:

$$hf(m) = \frac{\lambda \cdot L \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot d} \quad 12$$

Si se ajusta la Ecuación 12, con el objetivo de conseguir las pérdidas de carga por unidad de longitud de tubería se obtiene la expresión de la Ecuación 13:

$$\Delta H_C (m/m) = \frac{\lambda \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot d} \quad 13$$

Si analizan los términos de las dos ecuaciones anteriores, la Ecuación 12 y la Ecuación 13, se tienen las pérdidas de carga, $hf(m)$, que dependen de: $L(m)$, la longitud total del conducto; $v(m/s)$, que representa un parámetro propio del fluido en cuestión (en este caso el agua), la velocidad media del mismo; λ (adimensional), coeficiente de fricción de Darcy-Weisbach; $g(m/s^2)$, la intensidad del campo gravitacional; y $d(m)$, que representa el diámetro interior del conducto; además, $\Delta H_C(m/m)$, significan las pérdidas en régimen de carga continua por unidad de longitud del conducto.

Pero además, para el cálculo del coeficiente adimensional de fricción, λ , de Darcy-Weisbach (Ecuación 14), se utiliza la fórmula de Prandtl-Colebrook, mediante cálculo iterativo, adecuado para aquellos flujos turbulentos que tengan números de Reynolds (Re) mayores a 2320 (Ecuación 15):

$$\lambda = \left(\frac{1}{-2 \cdot \log_{10} \left(\frac{k_a}{3,71 \cdot d} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} \right)} \right)^2 \quad 14$$

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} \quad 15$$

Si se observan las dos ecuaciones anteriores, la Ecuación 14 y la Ecuación 15 se tiene: k_a (m), que representa la rugosidad absoluta equivalente; y Re (adimensional), que representa el número de Reynolds. Este número lleva aparejado a su cálculo el término ν (m^2/s), que representa la viscosidad cinemática del fluido.

En otro orden, se calculan las pérdidas de carga localizadas (caídas de presión) mediante la fórmula de la Ecuación 16 [244]:

$$h_i = k_i \cdot \frac{v^2}{2g} \quad 16$$

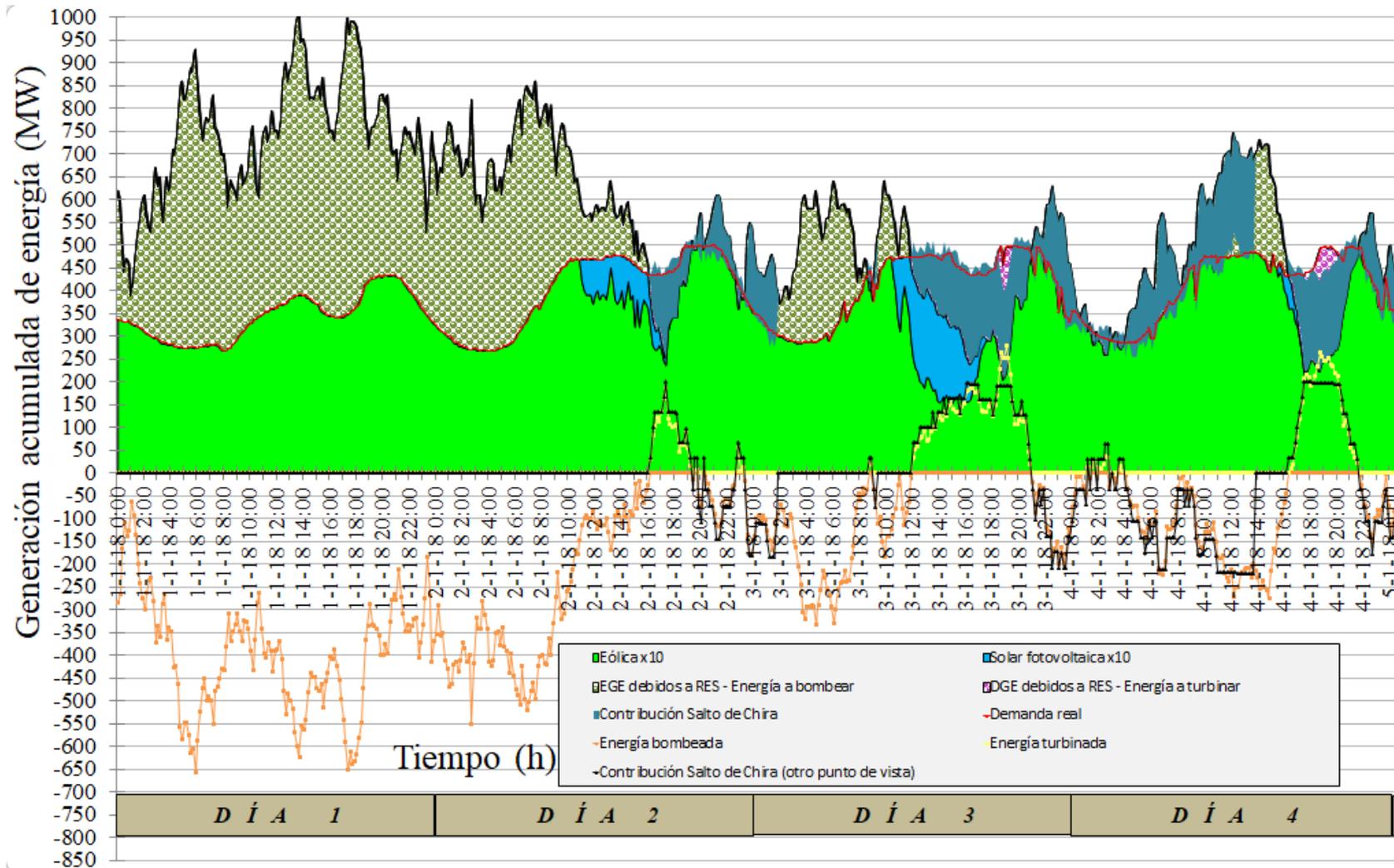
En la Ecuación 16, h_i (m) representa en la hidráulica las pérdidas de carga locales; k_i (adimensional) es un coeficiente que varía en función del tipo de percance u obstrucción presentes en el flujo en consideración.

Finalmente, en la línea de la definición de los cálculos, se utiliza la fórmula de la energía, E (J), que viene en función de la potencia, P (W), y en función del tiempo transcurrido, t (s). Esta fórmula es necesaria para conocer en cada instante de tiempo la

cantidad de energía que se puede producir o almacenar y también aquella de la que se puede disponer (para almacenar o producir) al instante siguiente (Ecuación 17):

$$E (J)=P (W) \cdot t (s) \quad 17$$

Mediante el uso de todas las ecuaciones mostradas en combinación con los datos iniciales recopilados y en conjunción con el escenario final supuesto representado en la Figura 26 se elabora el modelo de funcionamiento de la central Salto de Chira, representado en la Figura 29. Esta figura sirve para analizar de forma interactiva cómo contribuye la central en cada momento en una simulación de 8 días completos de funcionamiento y así poder establecer las conclusiones finales de la investigación, todo ello mediante dos formas de representación visual de los resultados: de forma continua y de forma discreta.



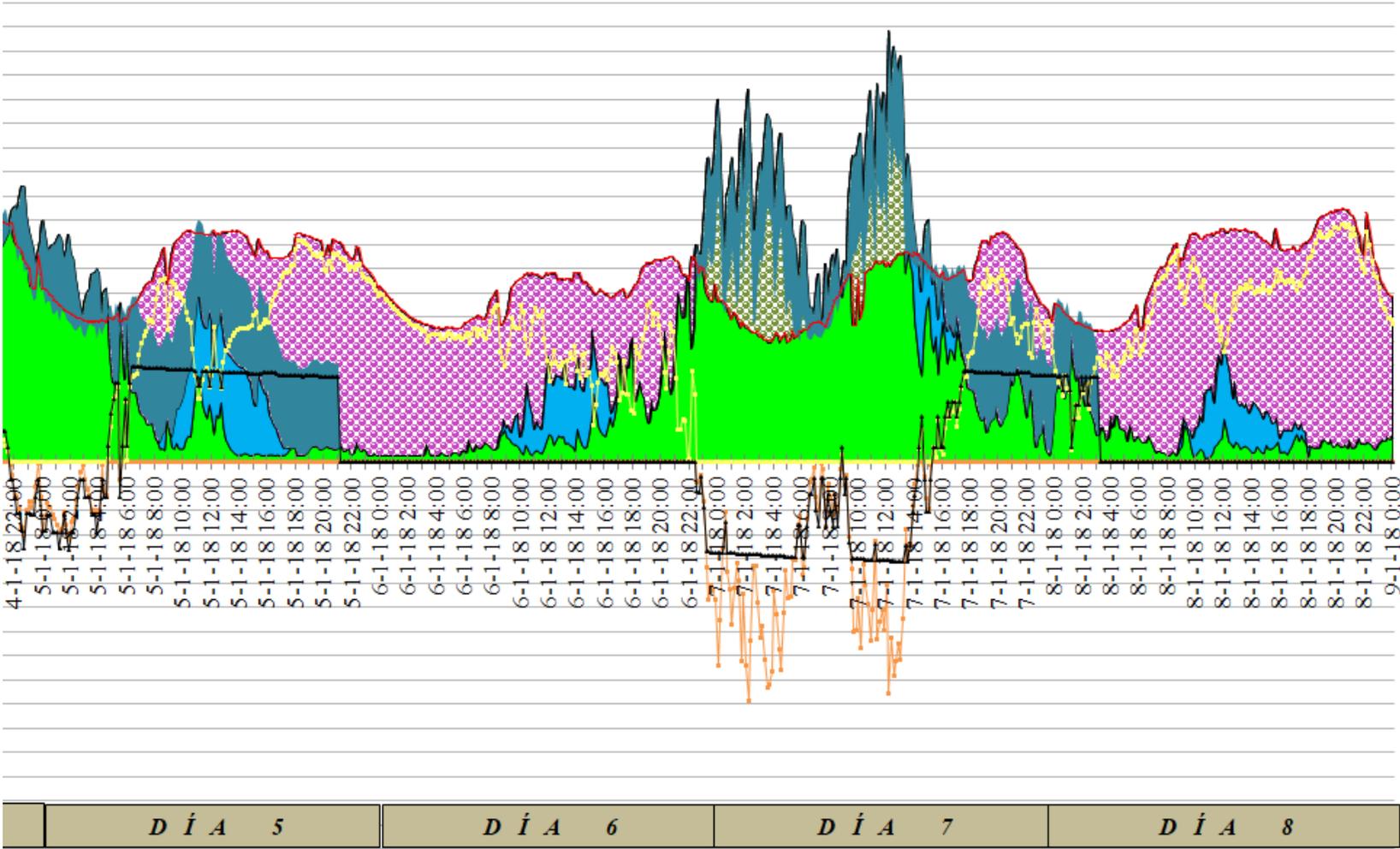


Figura 29. Aportación de la central Salto de Chira al sistema eléctrico de la isla de Gran Canaria. Simulación de 8 días completos de operación: a) del día 1 al día 4, ambos incluidos; b), del día 5 al día 8, ambos incluidos.

4.4.2. Evaluación de impacto ambiental y magnitudes socio-económicas

A la hora de elaborar un modelo de operación para una central PHES se debe tener en cuenta una serie de factores que inciden en la decisión de autorizar la ejecución de esa central o no. De no autorizarse el proyecto, el modelo de operación no se llevaría a la práctica y su diseño carecería de esa dimensión realista y viable. En este sentido, concretamente en la central Salto de Chira se ha evaluado el impacto ambiental que tiene el proyecto en: la atmósfera; el clima; el medio marino; el medio terrestre; el medio aéreo; el sector socioeconómico y el paisaje. El impacto global desde una perspectiva técnica se califica en *moderado* [146], así en la fase de construcción de la central como en la fase de explotación. Pero no sólo debe contar el criterio técnico, hay que considerar los propósitos y finalidades de la implantación de la central Salto de Chira descritos en el apartado “4.1. Métodos”. Considerando estos propósitos y sabiendo que el impacto socioeconómico se califica como *moderado* en la fase de construcción del proyecto y como *positivo* en la fase de explotación de la central, se tiene que el proyecto de la central tiene una evaluación *muy positiva* en la sociedad isleña. En conclusión, y ponderando todo lo descrito en esta sección, el impacto global de este proyecto de central PHES se evalúa como *compatible*.

En cuanto a magnitudes socioeconómicas, es destacable la cuantía del presupuesto total del proyecto, que se establece en 390 895 289 € [144,257]. Si se confecciona una ratio para saber el presupuesto por unidad de potencia instalada (*MW*), se obtiene que en el ciclo de turbinado el valor de esa ratio es de 1 954 476 €/MW, y en el ciclo de bombeo es de 1 776 797 €/MW. Además, el proyecto supondrá la creación de aproximadamente 2000 empleos, 500 de ellos de forma directa y 1500 de forma indirecta. En la fase de operación de la central se relanzarán las zonas más próximas al Barranco de Argineguín, donde tradicionalmente existe una actividad muy baja en todas las épocas del año.

Capítulo

5

5. Conclusiones

5.1. Conclusiones inherentes a la *Contribución 1*

El objetivo principal de la *Contribución 1*, que se desarrolla en el capítulo “3. *Contribución 1: Propuesta metodológica para evaluación del potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) en un determinado territorio y su aplicación a la isla de Gran Canaria*” de este estudio, era ofrecer una propuesta metodológica para evaluación del potencial de almacenamiento energético tipo PHES a los diferentes agentes energéticos intervinientes en la planificación de energía de un determinado territorio, entre otros: autoridades, administraciones públicas, empresas y profesionales y a toda la sociedad del territorio en el que se aplica; con el objetivo de que sea utilizada como herramienta en la toma de decisiones dentro del marco de esa planificación, y que esta herramienta, a su vez, permita que esa toma de decisiones lleve el menor tiempo posible y posea una alta fiabilidad. Para ello, se diseñó la propuesta para que tuviera un carácter pragmático, eficaz y de rápida aplicación (sin lentos cálculos matemáticos o procesos gráficos exhaustivos), además de un carácter modulable que le permitiera ajustarse a cualquier territorio adaptando las restricciones de aplicación elegidas a la realidad de ese territorio.

Después de evaluar el potencial de almacenamiento PHES de las 69 “grandes presas” existentes en Gran Canaria, utilizando en el procedimiento un algoritmo de optimización (que limita el número de presas por conexión a dos y que elige esos pares

bajo el criterio de *máxima energía del par*) se obtienen los resultados. Los resultados exhiben que el potencial de almacenamiento energético PHES teórico tiene un valor de 615 GWh, lo cual se puede comprobar en la Figura 18. Si se compara este resultado con los obtenidos después de la aplicación del algoritmo de optimización y antes de la aplicación del resto de parámetros restrictivos técnicos y de los parámetros restrictivos medioambientales (Tabla 12), 8443 MWh, la diferencia es bastante significativa, con dos órdenes de magnitud de desajuste. Para este dato, se usaron 52 presas. Después de aplicar las restricciones técnicas y sin todavía emplear las restricciones relativas a la protección medioambiental el resultado global vuelve a reducirse, esta vez hasta los 5996 MWh, el cual se puede observar de forma detallada en la Tabla 13. Por último, después del empleo de las restricciones medioambientales, el potencial de almacenamiento energético tipo PHES es nulo.

La primera conclusión que se extrae de los resultados descritos en el párrafo anterior es que no debe llevar a engaño el aparente potencial de un determinado territorio, pues multitud de factores influyen en él y lo que en principio pudiera parecer un territorio con alto potencial, rápidamente ese potencial puede verse reducido drásticamente.

Otra conclusión extraída es que algunos factores tienen una influencia más significativa que la de otros en la evaluación del potencial. Es el caso de la ratio altura/distancia. Esta ratio descarta un gran número de emparejamientos que se distancian demasiado en relación a la diferencia de altura entre ellas.

En sentido contrario, el factor de la distancia a la red eléctrica no representa una limitación para el potencial PHES en la isla. Esto puede explicarse cómo una consecuencia de la homogénea distribución de las infraestructuras eléctricas en una isla de poca superficie en términos relativos, de la gran cantidad de subestaciones eléctricas construidas y también a la elevada cantidad de subestaciones eléctricas próximas a implementar. Por último, la ubicación de las subestaciones eléctricas en los lugares con mayor densidad de emparejamientos favorece la reducción de distancias a esos emparejamientos.

Otra conclusión capital en cuanto al análisis de la influencia de los factores o parámetros restrictivos que intervienen es la influencia muy significativa que ejercen las

restricciones medioambientales en la evaluación del potencial PHES, y por tanto, en la toma de decisiones de planificación energética. Esa influencia significativa se traduce en una reducción considerable de ese potencial, al menos si se aplican esas restricciones cómo se hace en este estudio, que considera la mera ubicación de una presa en un entorno protegido medioambiental cómo motivo suficiente para descartar el emparejamiento. Sin embargo, esta forma de aplicarlo de un modo tan riguroso, necesario para este estudio, no se debe confundir con la realidad del procedimiento técnico y legal de permisos y licencias para las centrales hidroeléctricas tipo PHES. En estos procedimientos, aun estando las presas en terrenos protegidos, se evalúa con detalle y exhaustividad el impacto de cada central PHES en el entorno. Si esa evaluación considera que una central determinada tiene un impacto poco o nada significativo, pudiera concederse la licencia de construcción de la central. Además, el hecho de que todas las presas de la isla estén terminadas y muchas de ellas infrautilizadas, disminuye drásticamente ese impacto medioambiental [247,248]. Tampoco se debe olvidar que en la evaluación de cada proyecto de central PHES se valoran criterios tan importantes como el impacto socioeconómico [251] que puede generar el proyecto en la sociedad o el desarrollo socioeconómico que se produce en las zonas aledañas a la ubicación del proyecto de central PHES. Esta evaluación individual hay que tomársela en serio, pues la isla de Gran Canaria, en estos momentos posee una capacidad de almacenamiento PHES a media y gran escala totalmente nulo. Es urgente la implantación del mayor número de proyectos posibles para poder cubrir la alta penetración que las RES experimentarán en Canarias en los próximos años [91].

También se ha concluido, en base a la información que emana de los resultados presentados en la Tabla 14 y la Tabla 15, presentados de forma estructurada en cuencas e intercuencas, que hay proyectos que se podrían acometer de forma conjunta para ahorrar costes y que la estructuración de los datos en cuencas o intercuencas incrementa la visión de conjunto para la toma de decisiones. Cabe aclarar que la clasificación descrita no se emplea en ningún trabajo científico de los revisados, aunque sí se ha detectado clasificaciones por zonas, esas zonas no corresponden a zonas hidrográfica [152,153]. En cuanto a esa visión de conjunto de los resultados, se aprecia con claridad que la Cuenca del Barranco de Arguineguín es, según esas tablas, la que posee el mayor valor de capacidad de almacenamiento PHES, incluso si se descontase de ese valor la capacidad que aporta la central “Salto de Chira, actualmente en fase de construcción

[145]. Si se ejecutara la central Las Niñas-Soria, tal como se ha comentado ya, se tendrían dos centrales hidroeléctricas que podrán operarse como una sola central con tres presas o cómo dos centrales independientes usando en común la misma presa a cota inferior, siempre considerando que la capacidad volumétrica de la presa de Soria sería suficiente para llevar a cabo esa idea [149]. Esta posibilidad se grafica en la Figura 30, mostrada a continuación:

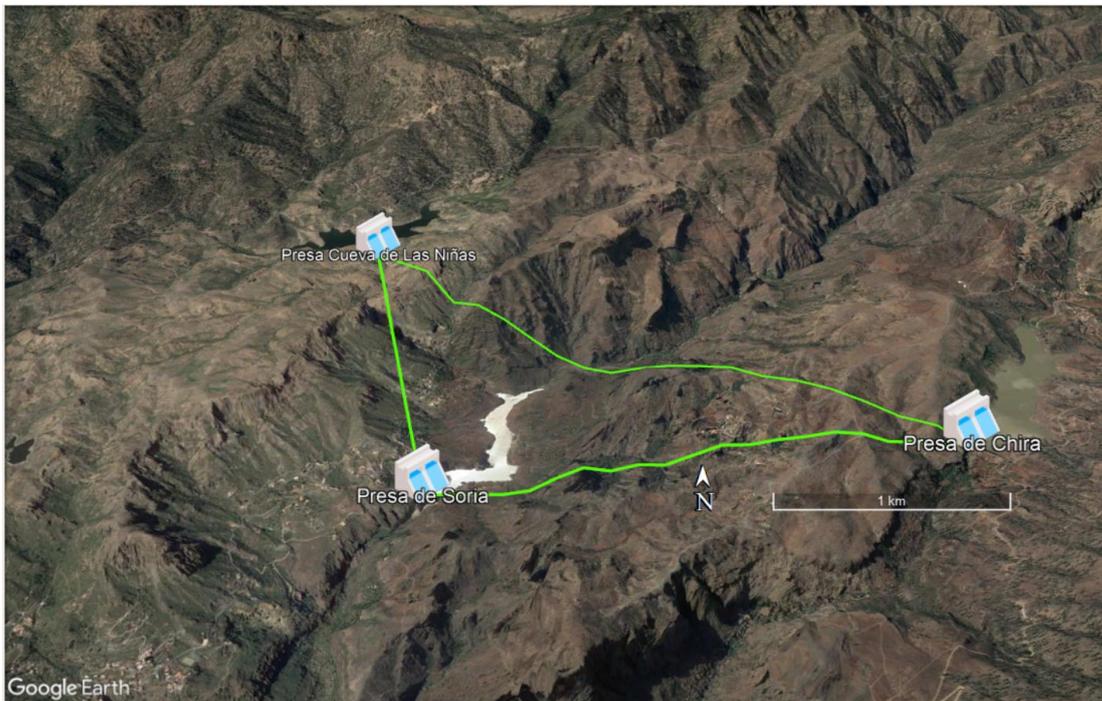


Figura 30. Imagen del futuro posible emparejamiento entre las presas de Las Niñas y la presa de Soria. Se representa también la conexión Chira-Soria. Las Niñas y Chira se encuentran a una altitud mayor que la presa de Soria, que ejercería de presa común para ambas conexiones. Las tres presas se localizan en la Cuenca del Barranco del Arguineguín. Los mapas de fondo han sido obtenidos de Google Earth [253]. Elaboración propia.

Analizando los resultados, se concluye que si se ejecutaran los 5996 MWh de potencial de almacenamiento PHES, la isla de Gran Canaria pasaría de no tener ningún MWh instalado a tener 5996 MWh. Si se diera por hecho que la central Salto de Chira ya se ha construido, el potencial del que se parte ya no sería cero, sino 4814,34 MWh, con lo cual el desarrollo del resto de emparejamientos sumaría 1181,66 MWh, es decir, un 24,54% más de capacidad de almacenamiento. A pesar de ello, la ejecución del potencial calculado en este estudio en la isla no cubrirá el 100% de la demanda de almacenamiento energético en ella en la década 2020-2030. Será menester explorar la

posibilidad de combinar el almacenamiento energético PHES con otros tipos de almacenamiento energético basados en otras tecnologías [258].

En relación a ello, lo expuesto en la Tabla 13 es, de facto, un ranking de emparejamientos que se pueden ejecutar en forma de central hidroeléctrica PHES, siempre considerando las restricciones escogidas en este estudio. Ese ranking puede ser utilizado por el Cabildo de Gran Canaria y los demás agentes energéticos implicados en la planificación energética insular, para su diseño de una estrategia propia de almacenamiento energético insular.

Además, esa toma de decisiones podrá realizar con la seguridad de que la propuesta metodológica empleada para tal fin puede funcionar para cualquier tamaño de presas. La optimización en ella incluida asegura que cada presa no formará parte de más de un binomio. Las pérdidas de carga precisan los cálculos consiguiendo con ello darle pragmatismo, realidad, veracidad y viabilidad a los resultados y sin embargo, en otros estudios de metodologías de evaluación recientes y de alto nivel no se consideran [138,150,151]. Sin embargo, si se precisara evaluar el potencial de una forma más rápida y estimativa (menos precisa), se puede considerar su no aplicación y la variación de los resultados no sería significativa para los efectos perseguidos (ver Ecuación 1, Ecuación 2 y Ecuación 3).

La metodología es de fácil aplicación, sin lentos desarrollos matemáticas ni gráficos que requieren que las personas que la emplean o replican posean formación específica para ello. Además está especialmente diseñada para su uso con datos de acceso gratuitos y de acceso abierto. Sus resultados se consideran válidos y para ello se ha hecho una comprobación totalmente aplicada a la realidad, que es la central de Salto de Chira. Se ha comprobado cómo la potencia instalada resultante en este estudio para esa central es de 219,02 MW, hablando en este caso en términos de potencia instalada, y no de generación de energía; mientras, el proyecto real presentado por la empresa promotora del proyecto Salto de Chira a las administraciones públicas, proyecto de gran envergadura con un profundo y exhaustivo cálculo de la potencia instalada, prevé 220 MW de potencia instalada. Ésta es la mayor comprobación de la eficacia de esta investigación. La diferencia es de 0,08 MWh (80 kWh), lo que representa una

desviación de un 0,036% con respecto al dato del proyecto real, valor que no llega siquiera al 1%.

Por otro lado, se ha comprobado que el territorio escogido para aplicar la metodología determina en gran medida el conjunto de parámetros restrictivos a aplicar y cuáles de ellos serán más limitantes para el cálculo del potencial. Aplicar el mismo conjunto de restricciones en un territorio diferente a otro no proporcionará la mejor elección de ubicaciones para las centrales PHES, al contrario, si se adaptan los parámetros restrictivos a cada territorio, siempre con un estudio previo realizado de forma objetiva en base a estadísticas y datos científicos de ese territorio, entonces se conseguirá un potencial factible de ejecución. Ese estudio previo evitará marcar “valores límite” de los parámetros restrictivos de forma subjetiva.

Esta metodología se ha aplicado en este estudio a un territorio donde no existe una evaluación total del potencial de almacenamiento de forma rigurosa en el ámbito académico y considerando los proyectos de ejecución actualizados para la promoción de centrales PHES, cómo es el caso del que se pretende desarrollar la central Salto de Chira.

Posibles desarrollos posteriores y mejoras

Sin embargo, a pesar de todas las cualidades descritas en los párrafos anteriores de esta metodología, y del cumplimiento de las tesis que se asumían al principio de la investigación, también es justo destacar aquellas mejoras consideradas por el autor de este documento que pudieran ser acometidas en futuras investigaciones con otros objetivos o aquellos temas que se pueden desarrollar con mayor profundidad en otros estudios.

Dos de los principales temas a desarrollar de forma complementaria e independiente a esta tesis podrían ser: un análisis de costes exhaustivo y otro análisis más profundo de sensibilidad de la metodología a los factores. Estos factores darían a la propuesta metodológicamente mucha más complejidad, además de no ser el objetivo de esta tesis,

pero se podría estudiar la posibilidad de estudiarlo en investigaciones complementarias o sucesivas.

Aunque sí se han considerado criterios de costes, cómo la máxima distancia a la red eléctrica o la utilización de presas ya construidas (el mayor coste de una central PHES es el coste de construcción [245]), entre otros, es cierto que un mayor detalle en el análisis de costes permitiría unos resultados más elocuentes.

Por otro lado, también se ha analizado la sensibilidad de la metodología a los factores, pero no de forma exhaustiva, ni empleando algoritmos de cálculo para ello.

Otro desarrollo temático que podría complementar muy bien esta tesis sería investigar aún más todos los tipos de pérdidas en estas centrales, si bien es cierto que no es un factor que varíe de forma significativa los resultados, cómo han demostrado las propias conclusiones de este estudio.

También sería interesante explorar otros tipos de embalses diferentes a las presas que cumplan con los requisitos mínimos para ser usados en las centrales PHES. La metodología presentada toma como eje principal la consideración única de presas ya construidas en los barrancos naturales. Además, cabría la posibilidad incluso de desarrollar un estudio que permita conocer qué presas están en mejor estado, es decir, cuáles requerirían menor obra civil de adaptación para el cambio de uso para el que fueron diseñadas inicialmente (hoy día, riego agrícola principalmente), al hidroeléctrico tipo PHES. O también un estudio que permita saber en qué emparejamientos se podría permitir compatibilizar el uso hidroeléctrico tipo PHES con el uso de riego agrícola o el uso energético solar fotovoltaico en la superficie de las presas.

Tampoco se ha escogido posible depósito inferior del esquema PHES el mar, por motivos que ya se han explicado en este documento, que esencialmente radica en la gravísima infrautilización de la infraestructura hidráulica terrestre, y por tanto, debía priorizarse este hecho y enfocar los esfuerzos en esta línea. Si se considerase, las combinaciones de conexiones posibles serían mayores.

Por último, la división de los parámetros técnicos medioambientales realizadas, podría, a su vez, subdividirse en las diferentes categorías que componen las zonas descritas protegidas, especialmente en el caso de los Espacios Naturales Protegidos (ENP) y crear una plantilla con los parámetros mínimos para determinar qué nivel de impacto tendría un emparejamiento dado en el medio ambiente [259].

Después de todo lo comentado en este apartado, se concluye que es menester continuar las investigaciones en el campo de la tecnología PHES, para depurar el dominio de su implementación, especialmente en aquellos lugares donde todavía no se ha ejecutado ni un solo MWh de esta tecnología, cómo ha ocurrido en el caso de la isla de Gran Canaria. Es una opción muy consolidada desde hace muchas décadas, pero eso no debe adormecer su evolución y desarrollo, pues en el presente siglo la planificación energética evoluciona a un ritmo desproporcionado, debido a la cantidad de tecnologías de almacenamiento que han proliferado en los últimos años, y que poco a poco irán superando los obstáculos que todavía provocan su lenta penetración. Es por tanto solución ideal para los intereses de todos los ciudadanos combinar las tecnologías de almacenamiento energético en las proporciones más ventajosas para la sociedad según las circunstancias propias de cada lugar. Eso sí, siempre se debe evaluar cada proyecto de almacenamiento energético cómo un ente independiente, con su entorno, circunstancias y precios de mercado según el momento del tiempo pertinente.

5.2. Conclusiones inherentes a la *Contribución 2*

El objetivo principal de la *Contribución 2*, desarrollada en el capítulo “4. *Contribución 2: Análisis de un modelo dinámico para operar sistemas de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) y aplicación a la central Salto de Chira*” de esta investigación, era aportar una herramienta –modelo de operación dinámico- para evaluar la contribución de un sistema PHES a un determinado mercado eléctrico, aplicándolo a un territorio determinado. En este caso, se aplica a la isla de Gran Canaria.

De los resultados obtenidos en la sección “4.4.1. Resultados obtenidos. Modelo de operación dinámico de la central” se concluye que la central Salto de Chira, en base a la simulación de 8 días en un panorama energético de penetración RES diez veces superior a la existente en los datos analizados, puede suministrar un montante energético de 7354,30 *MWh* cuando la central actúa en fase de turbinado, lo que representa una cantidad ahorrada de emisiones de CO₂ de 5706,94 *t*, debido a que los megavatios procedentes de RES implica no tener que generarlos con CES. Esa cantidad de energía producida representa el 31,10% de la demanda energética total que no puede ser cubierta por las RES (23 649,67 *MWh*) existentes antes de la ejecución de la central. De la misma manera, la central podrá almacenar energía en una cuota de 5857,93 *MWh* en la fase de bombeado, cantidad que equivale a un ahorro de emisiones de CO₂ de 4545,75 *t*. La cantidad de energía almacenada en la fase de bombeo representa el 25,73% de los EGE máximos debidos a las RES, que ascienden a 22 763,17 *MWh*.

Derivado de lo expuesto en el párrafo anterior, se concluye que el sistema PHES estudiado, el de la central Salto de Chira, con 201,18 *MW* de potencia alcanzada en la fase de turbinado y con 219,02 *MW* de potencia en la fase de bombeo, y un escenario con ausencia total de CES y en el que las RES son diez veces mayor a la penetración analizada, contribuye de forma significativa a la gestión de los EGE generados en la explotación diaria de la energía eólica y de la energía solar fotovoltaica. Esto, a su vez, permite incrementar la estabilización de la red eléctrica existente en el territorio de estudio e incrementar la penetración de RES en el sistema energético donde se conecte la central. También enriquece las alternativas de generación energética gracias al aporte de una nueva alternativa en la isla que no existía, la generación hidráulica a gran escala. Sin embargo, habrá espacios temporales en los que inevitablemente se deberá continuar explotando las CES en la producción energética para poder garantizar la provisión de la demanda eléctrica, aunque en una cuota mucho menor. Si en 2018, esa cuota fue del 81,49% sobre el total del *mix* de generación energética, con la entrada en juego de la central ese valor descendería de forma acuciada hasta el 68,9 %. Tener que continuar empleando las CES no es del todo negativo desde el punto de vista de la entrada de la central al sistema, pues las fuentes CES permiten que el aumento de las RES pueda llevarse a cabo de forma gradual, sin una desestabilización acuciada de la red eléctrica.

Por otra parte, para almacenar el resto de los EGE que la central no puede abarcar (el 74,27%) se puede estudiar la posibilidad de implementar otras centrales que se aprovechen de los saltos hidráulicos no explotados energéticamente en la isla, por ejemplo, la ya mencionada construcción de otra central hidroeléctrica tipo PHES entre las presas de Las Niñas (también ubicada en la Cuenca del Barranco de Arguineguín) y la presa de Soria. También se debe explorar la posibilidad de desarrollar otros tipos de almacenamiento energético, cómo el electroquímico, ya sea concentrado en grandes plantas de baterías o distribuido a lo largo del territorio en rangos de potencia inferiores. No debe reducirse el problema de la falta de almacenamiento energético en un determinado territorio a la dicotomía entre una alternativa u otra. Al menos en la isla de Gran Canaria, esa dicotomía no tiene ningún sentido, pues el grave déficit existente en este territorio requiere de la combinación de toda alternativa plausible que pudieran llevarse a cabo de forma factible.

Los resultados demuestran que se ha escogido una estrategia de operación óptima de la central, al maximizarse la potencia instalada en las dos fases de operación con una permuta instantánea entre una fase y otra según las necesidades, especialmente en la que más interesa a este estudio, que es la de bombeo. Los resultados demuestran la validación del modelo, pues los valores finales de potencias instaladas en ambos ciclos de operación están en la línea de lo dispuesto en el proyecto técnico original de ejecución de la central [144]. Además, los porcentajes finales obtenidos en los resultados, que representan la contribución de la central Salto de Chira al mercado eléctrico isleño, se encuentran en un rango acorde a las diferentes previsiones que se habían dado por parte de organismos oficiales y empresas implicadas [260,261].

5.3. Conclusiones finales

Las contribuciones presentadas en este documento de tesis doctoral tienen como objeto constituir una piedra más en la senda que la sociedad grancanaria debe seguir para alcanzar al autoabastecimiento energético total. Por ello, dichas contribuciones aportan un valor añadido al campo del almacenamiento energético, sector que juega un papel esencial en ese escenario de autoabastecimiento energético. Pueden ser incorporadas a

la futura Estrategia de Almacenamiento Energético específica para la isla de Gran Canaria, cuya redacción corresponderá al Cabildo de Gran Canaria. Especificando más, ambas contribuciones, que versan sobre una metodología de evaluación del potencial PHES y su aplicación concreta, en primer lugar, y de un modelo de operación dinámico para integrar un sistema PHES en el mercado eléctrico, en segundo lugar, suponen la combinación perfecta cómo herramienta para un desarrollo más veloz de este tipo de tecnología de almacenamiento energético.

Por un lado, la evaluación del potencial permitirá obtener un listado con las centrales posibles a ejecutar, y con ese listado se decidirá qué proyectos tienen prioridad atendiendo a la *fase de construcción*. La prioridad se establece en función de los proyectos más viables y con la mayor capacidad de producir o almacenar energía. Pero antes de ello, y tal cómo se ha comentado en este documento, habría que evaluar individualmente cada proyecto de central PHES en todos sus aspectos y analizar esa viabilidad comentada, especialmente dos aspectos que destacan de entre todos, el análisis de costos y el medioambiental. Todo ello para determinar si es la inversión estaría justificada o no. Sin duda parece que aquí jugará un rol esencial el concepto de *economía de escala* [196] , pues con unos costes similares entre proyectos, aquellos de poca envergadura tendrían más complicado justificar la inversión que requiere desarrollarlos y habría que incidir en mayor profundidad en el análisis de costos.

Por el otro lado, el modelo de operación dinámico permitirá obtener un listado de la contribución de cada proyecto al mercado eléctrico, con este listado se decidirá qué proyectos son prioritarios atendiendo a la *fase de operación*. En este caso la prioridad se establece atendiendo a los porcentajes de contribución qué cada proyecto puede aportar al mercado eléctrico. Se demuestra que el modelo, en base a las suposiciones realizadas, es capaz de emitir unos resultados finales válidos para el análisis de la contribución de un sistema PHES.

Con todo ello, ambas herramientas, las autoridades regionales, insulares y locales, además del resto de agentes implicados en la toma de decisiones en la planificación energética podrán vislumbrar con más claridad ese camino que conduce a la sostenibilidad energética de nuestro modo de vida.

Bibliografía

1. Shafiee S, Topal E. When will fossil fuel reserves be diminished? *Energy Policy*. 2009;37(1):181–9.
2. Buttel FH. Social structure and energy efficiency: A preliminary cross-national analysis. *Hum Ecol*. 1978;6(2):145–64.
3. Aslani A, Helo P, Feng B, Antila E, Hiltunen E. Renewable energy supply chain in Ostrobothnia region and Vaasa city: Innovative framework. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2013;23:405–11. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.012>
4. Jaeger C. Limits to growth. *Encycl Ecol*. 2018;367–9.
5. Sözen A. Future projection of the energy dependency of Turkey using artificial neural network. *Energy Policy*. 2009;37(11):4827–33.
6. Li L, Wang X. Design and operation of hybrid renewable energy systems: current status and future perspectives. *Curr Opin Chem Eng* [Internet]. 2021;31:100669. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100669>
7. Yang W, Yang J. Advantage of variable-speed pumped storage plants for mitigating wind power variations: Integrated modelling and performance assessment. *Appl Energy* [Internet]. 2019;237(January):720–32. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.090>
8. Murshed M, Mahmood H, Alkhateeb TTY, Bassim M. The impacts of energy consumption, energy prices and energy import-dependency on gross and sectoral value-added in Sri Lanka. *Energies*. 2020;13(24).
9. Hosseinabad ER, Moraga RJ. The evaluation of renewable energy predictive modelling in energy dependency reduction: A system dynamics approach. *Int J Appl Manag Sci*. 2020;12(1):1–22.
10. Issue S. Turkey ' s Role in Energy Diplomacy from Competition to Cooperation : 2013;3:102–14.
11. Liao JX. Sino-Japanese Energy security and regional stability: The case of the East China Sea gas exploration. *East Asia*. 2008;25(1):57–78.
12. Aalto P, Nyyssönen H, Kojo M, Pal P. Russian nuclear energy diplomacy in Finland and Hungary. *Eurasian Geogr Econ* [Internet]. 2017;58(4):386–417. Available from: <http://doi.org/10.1080/15387216.2017.1396905>
13. Klausner SZ. *Energy System*. 2021;573–573.
14. Griffiths S. Energy diplomacy in a time of energy transition. *Energy Strateg Rev*.

- 2019;26(October 2018).
15. Herranz-Surrallés A. Energy diplomacy under scrutiny: parliamentary control of intergovernmental agreements with third-country suppliers. *West Eur Polit* [Internet]. 2017;40(1):183–201. Available from: <http://dx.doi.org/10.1080/01402382.2016.1240406>
 16. Cyr JF, Landry M, Gagnon Y. Methodology for the large-scale assessment of small hydroelectric potential: Application to the Province of New Brunswick (Canada). *Renew Energy* [Internet]. 2011;36(11):2940–50. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.04.003>
 17. Peña-Ramos JA. The impact of Russian intervention in post-soviet secessionist conflict in the south caucasus on russian geo-energy interests. *Int J Conf Violence*. 2017;11.
 18. Mohamed H, Ben Jebli M, Ben Youssef S. Renewable and fossil energy, terrorism, economic growth, and trade: Evidence from France. *Renew Energy* [Internet]. 2019;139:459–67. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.096>
 19. Hassan M, Afridi MK, Khan MI. Environmental diplomacy in South Asia: Considering the environmental security, conflict and development nexus. *Geoforum*. 2017;82(November 2016):127–30.
 20. Cantoni R. The enemy underground: geostrategic intelligence and the war in Algeria. *Hist Technol* [Internet]. 2016;32(1):33–69. Available from: <http://dx.doi.org/10.1080/07341512.2016.1184015>
 21. Kazar G, Kazar A. The renewable energy production-economic development Nexus. *Int J Energy Econ Policy*. 2014;4(2):312–9.
 22. Wang Z, Danish, Zhang B, Wang B. Renewable energy consumption, economic growth and human development index in Pakistan: Evidence form simultaneous equation model. *J Clean Prod* [Internet]. 2018;184:1081–90. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.02.260>
 23. Martins F, Felgueiras C, Smitkova M, Caetano N. Analysis of fossil fuel energy consumption and environmental impacts in european countries. *Energies*. 2019;12(6):1–11.
 24. Solarin SA. An environmental impact assessment of fossil fuel subsidies in emerging and developing economies. *Environ Impact Assess Rev* [Internet]. 2020;85(January):106443. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2020.106443>
 25. Zaidi SAH, Danish, Hou F, Mirza FM. The role of renewable and non-renewable energy consumption in CO 2 emissions: a disaggregate analysis of Pakistan. *Environ Sci Pollut Res*. 2018;25(31):31616–29.
 26. Gaete-Morales C, Gallego-Schmid A, Stamford L, Azapagic A. Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Chile over a ten-year

- period. *J Clean Prod* [Internet]. 2019;232:1499–512. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.374>
27. Atilgan B, Azapagic A. Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey. *J Clean Prod* [Internet]. 2015;106:555–64. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.07.046>
 28. Montzka SA, Dlugokencky EJ, Butler JH. Non-CO₂ greenhouse gases and climate change. *Nature*. 2011;476(7358):43–50.
 29. Alnatheer O. Environmental benefits of energy efficiency and renewable energy in Saudi Arabia's electric sector. *Energy Policy*. 2006;34(1):2–10.
 30. Adefarati T, Bansal RC. Reliability, economic and environmental analysis of a microgrid system in the presence of renewable energy resources. *Appl Energy* [Internet]. 2019;236(November 2018):1089–114. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.050>
 31. Saidur R, Rahim NA, Islam MR, Solangi KH. Environmental impact of wind energy. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2011;15(5):2423–30. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.024>
 32. Dincer I. Renewable energy and sustainable development: A crucial review. *Renew Sustain energy Rev*. 2000;4(2):157–75.
 33. Nassar IA, Hossam K, Abdella MM. Economic and environmental benefits of increasing the renewable energy sources in the power system. *Energy Reports* [Internet]. 2019;5:1082–8. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.08.006>
 34. Dong K, Sun R, Jiang H, Zeng X. CO₂ emissions, economic growth, and the environmental Kuznets curve in China: What roles can nuclear energy and renewable energy play? *J Clean Prod* [Internet]. 2018;196:51–63. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.271>
 35. Expansión. Índice de Desarrollo Humano (IDH) [Internet]. Datosmacro.com. 2019 [cited 2022 May 22]. Available from: <https://datosmacro.expansion.com/idh>
 36. Expansión. Expansión/Datosmacro.com [Internet]. Darosmacro.com. 2022 [cited 2022 May 22]. Available from: <https://datosmacro.expansion.com/>
 37. Mundial B. Acceso a la electricidad (% de población) [Internet]. Datos. 2019 [cited 2022 May 22]. Available from: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2019&start=1990>
 38. Eugene Chen/Darkhouse Analyticst. mapinseconds.com [Internet]. [cited 2022 May 22]. Available from: <http://mapinseconds.com/>
 39. Hannah Ritchie and Max Roser. Energy [Internet]. Our World in Data. 2020 [cited 2021 Dec 8]. Available from: <https://ourworldindata.org/grapher/global->

fossil-fuel-consumption?tab=table&country=~OWID_WRL

40. IEA Data Services. Data and statistics [Internet]. International Energy Agency. 2021 [cited 2021 Dec 9]. Available from: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=Energy&indicator=ElecConsPerCapita>
41. Cook J, Oreskes N, Doran PT, Anderegg WRL, Verheggen B, Maibach EW, et al. Consensus on consensus: A synthesis of consensus estimates on human-caused global warming. *Environ Res Lett*. 2016;11(4).
42. Hegerl GC, Brönnimann S, Cowan T, Friedman AR, Hawkins E, Iles C, et al. Causes of climate change over the historical record. *Environ Res Lett*. 2019;14(12).
43. Glasnovic Z, Margeta K, Logar NZ. Humanity can still stop climate change by implementing a new international climate agreement and applying radical new technology. *Energies*. 2020;13(24):1–32.
44. European Parliament. Climate and environmental emergency [Internet]. Vol. 132, Official Journal of the European Union. European Union; 2021. p. 28–9. Available from: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019IP0078\(01\)&from=ES](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019IP0078(01)&from=ES)
45. Sivakumar B. Global climate change and its impacts on water resources planning and management: Assessment and challenges. *Stoch Environ Res Risk Assess*. 2011;25(4):583–600.
46. Jolliet O, Antón A, Boulay AM, Cherubini F, Fantke P, Levasseur A, et al. Global guidance on environmental life cycle impact assessment indicators: impacts of climate change, fine particulate matter formation, water consumption and land use. *Int J Life Cycle Assess*. 2018;23(11):2189–207.
47. Gosling SN, Warren R, Arnell NW, Good P, Caesar J, Bernie D, et al. A review of recent developments in climate change science. Part II: The global-scale impacts of climate change. *Prog Phys Geogr*. 2011;35(4):443–64.
48. Daoud A, Halleröd B, Guha-Sapir D. What is the association between absolute child poverty, poor governance, and natural disasters? A global comparison of some of the realities of climate change. *PLoS One*. 2016;11(4):1–20.
49. Mori N, Takemi T, Tachikawa Y, Tatano H, Shimura T, Tanaka T, et al. Recent nationwide climate change impact assessments of natural hazards in Japan and East Asia. *Weather Clim Extrem* [Internet]. 2021;32:100309. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.wace.2021.100309>
50. Hallegatte S, Ranger N, Mestre O, Dumas P, Corfee-Morlot J, Herweijer C, et al. Assessing climate change impacts, sea level rise and storm surge risk in port cities: A case study on Copenhagen. *Clim Change*. 2011;104(1):113–37.
51. Abatzoglou JT, Williams AP, Barbero R. Global Emergence of Anthropogenic Climate Change in Fire Weather Indices. *Geophys Res Lett*. 2019;46(1):326–36.

52. Vitousek S, Barnard PL, Limber P. Can beaches survive climate change? *J Geophys Res Earth Surf.* 2017;122(4):1060–7.
53. Longstreth J. Anticipated public health consequences of global climate change. *Environ Health Perspect.* 1991;96:139–44.
54. Costello A, Abbas M, Allen A, Ball S, Bell S, Bellamy R, et al. Managing the health effects of climate change. *Lancet and University College London Institute for Global Health Commission.* *Lancet.* 2009;373(9676):1693–733.
55. Haines A, Kovats RS, Campbell-Lendrum D, Corvalan C. Climate change and human health: Impacts, vulnerability and public health. *Public Health.* 2006;120(7):585–96.
56. Frumkin H, Hess J, Luber G, Malilay J, McGeehin M. Climate change: The public health response. *Am J Public Health.* 2008;98(3):435–45.
57. Solomon S, Plattner GK, Knutti R, Friedlingstein P. Irreversible climate change due to carbon dioxide emissions. *Proc Natl Acad Sci U S A.* 2009;106(6):1704–9.
58. Ye Qi, Li Ma, Huanbo Zhang, Huimin Li. Translating a Global Issue Into Local Priority. *J Environ Dev.* 2008;17(4):379–400.
59. Wheeler S. State and municipal climate change plans: The first generation. *J Am Plan Assoc.* 2008;74(4):481–96.
60. UN General Assembly. Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development [Internet]. 2015. Available from: https://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E
61. United Nations. Paris Agreement [Internet]. 2015. Available from: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
62. United Nations. United Nations-Treaty Collection [Internet]. Paris Agreement. 2022 [cited 2022 May 22]. Available from: https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en
63. IEA. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. *Int Energy Agency* [Internet]. 2021;224. Available from: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
64. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable capacity statistics 2020 [Internet]. 2020. Available from: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf
65. Naciones Unidas. Acción por el Clima [Internet]. [cited 2022 Mar 28]. Available from: <https://www.un.org/es/climatechange/cop26>

66. European Commission. Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law') [Internet]. Vol. 2021, Official Journal of the European Union. 2021. p. 17. Available from: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119&from=EN>
67. European Commission. The European Green Deal. Eur Comm [Internet]. 2019;53(9):24. Available from: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN>
68. European Commission. 2030 climate & energy framework [Internet]. Available from: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_es
69. Azhgaliyeva D. Energy storage and renewable energy deployment: Empirical Evidence from OECD countries. Energy Procedia [Internet]. 2019;158:3647–51. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.897>
70. Ould Amrouche S, Rekioua D, Rekioua T, Bacha S. Overview of energy storage in renewable energy systems. Int J Hydrogen Energy [Internet]. 2016;41(45):20914–27. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.243>
71. Tan KM, Babu TS, Ramachandaramurthy VK, Kasinathan P, Solanki SG, Raveendran SK. Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration. J Energy Storage [Internet]. 2021;39(April):102591. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102591>
72. Evans A, Strezov V, Evans TJ. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. Renew Sustain Energy Rev [Internet]. 2012;16(6):4141–7. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.048>
73. Gobierno de Canarias. CANARIAS por la transición ecológica-Acción Climática- Normas, estrategias y planes [Internet]. [cited 2022 Mar 18]. Available from: <https://www.canariastransicionecologica.com/accion-climatica/fichas-accion-climatica/hoja-de-ruta/>
74. Oficina del Pacto de Los Alcaldes. Pacto de los Alcaldías para el Clima y la Energía-Europa [Internet]. [cited 2022 Mar 18]. Available from: <https://www.pactodelosalcaldes.eu/es/>
75. Comisión Europea. Plan de Recuperación para Europa: NextGenerationEU [Internet]. 2021 [cited 2022 Mar 21]. Available from: https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_es
76. Red Eléctrica de España SAU. El Sistema Eléctrico Español 2019 [Internet]. 2019 [cited 2021 Dec 17]. Available from: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf

77. MITECO. Marco Estratégico de Energía y Clima: Una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo. [Internet]. Gobierno de España. 2019 [cited 2022 Mar 21]. Available from: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/marco-estrategico-energia-y-clima.aspx>
78. Red Eléctrica de España SAU. Proceso de Planificación 2021-2026 [Internet]. [cited 2021 Dec 22]. Available from: <https://www.ree.es/es/actividades/planificacion-electrica/nueva-planificacion-de-la-red>
79. Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 [Internet]. 2020. Available from: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
80. MITECO. Estrategia a Largo Plazo Para Una Economía Española Moderna, Competitiva Y Climáticamente Neutra En 2050 [Internet]. Madrid,Spain.; 2020. Available from: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/documentoelp_tcm30-516109.pdf
81. MITECO. Estrategia de Transición Justa [Internet]. 2019. Available from: https://www.transicionjusta.gob.es/destacados/common/Estrategia_Transicion_Justa-Def.PDF
82. MITECO. Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 [Internet]. 2019. Available from: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024_tcm30-496282.pdf
83. Secretaría de Estado de Energía. Estrategia de Almacenamiento Energético [Internet]. Madrid,Spain.; 2021 [cited 2021 Mar 10]. Available from: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiadealmacenamientoenergetico_tcm30-522655.pdf
84. MITECO. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [Internet]. [cited 2022 Mar 21]. Available from: <https://www.miteco.gob.es/es/>
85. Gobierno de España-España Puede. Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. 2021.
86. Gobierno de España. Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030. Hacia una Estrategia Española de Desarrollo Sostenible. [Internet]. 2018. Available from: https://transparencia.gob.es/transparencia/dam/jcr:6e0f06b9-a2e0-44c0-955a-dad1f66c11d7/PLAN_DE_ACCIÓN_PARA_LA_IMPLEMENTACIÓN_DE_LA_AGENDA_2030.pdf
87. Gobierno de España. Declaración del Gobierno de España ante la Emergencia Climática y Ambiental. 2020.
88. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. Boletín Of del Estado [Internet]. 2021;121(sec.I.):62009–52. Available from: <https://www.boe.es/boe/dias/2021/05/21/pdfs/BOE-A-2021-8447.pdf>

89. MITECO. Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030. Madrid,; 2020.
90. Red Eléctrica de España SAU;MITECO. Planificación eléctrica 2021-2026 [Internet]. [cited 2022 Mar 29]. Available from: <https://www.planificacionelectrica.es/>
91. Gobierno de Canarias. Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019. 2020;340.
92. Gobierno de Canarias. Acuerdo de Consejo de Gobierno - Declaración de emergencia climática en la Comunidad Autónoma de Canarias [Internet]. 2019. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/noticias/wp-content/uploads/2019/08/190830_Acuerdo_Declaracion_Emergencia_Climatica.pdf
93. Parlamento de Canarias. Comunicaciones del Gobierno-Resoluciones aprobadas. Boletín Of del Parlam Canar [Internet]. 2020;(75):2. Available from: <https://www.parcn.es/files/pub/bop/10l/2019/103/bo103.pdf>
94. Gobierno de Canarias. Anteproyecto de la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética [Internet]. 2020 [cited 2022 Mar 18]. Available from: https://www.gobiernodecanarias.org/cambioclimatico/que_es_cambio_climatico/anteproyecto_ley/
95. Gobierno de Canarias. Agenda Canaria de Desarrollo Sostenible 2030 [Internet]. 2021. Available from: <https://www.gobiernodecanarias.org/cmsweb/export/sites/agendacanaria2030/galerias/documentos/agendacanaria2030.pdf>
96. Consejo Insular de Energía. Pacto de las Alcaldías [Internet]. [cited 2022 Mar 18]. Available from: <https://www.energiagrancanaria.com/pacto-de-las-alcaldias/#:~:text=El Pacto de las Alcaldías,en sus territorios los objetivos>
97. Gobierno de Canarias. Plan Energético de Canarias. 2007;1–264.
98. Gobierno de Canarias. Estrategia Energetica de Canarias 2015-2025. 2017;1–171. Available from: <https://www.gobiernodecanarias.org/energia>
99. Gobierno de Canarias. Planificación Canarias [Internet]. Publicaciones. 2022 [cited 2022 Mar 22]. Available from: <https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/actualidad/planificacion>
100. Instituto Tecnológico de Canarias. Plan de Transición de Energética de Canarias (Borrador-Edición V2) [Internet]. 2022. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/files/PTECan/1_Borrador_PTECan_EdicionV2.pdf
101. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia del almacenamiento energético [Internet]. 2021. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D2_Estrategia_Almacenamiento.pdf

102. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia del vehículo eléctrico [Internet]. 2021. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D3_Estrategia_Vehiculo_Electrico.pdf
103. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia para el autoconsumo fotovoltaico [Internet]. 2021. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D1_Estrategia_Autoconsumo_Fotovoltaico.pdf
104. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia de la generación gestionable [Internet]. 2022. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D4_Estrategia_Generación_Gestionable.pdf
105. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia de la geotermia en Canarias [Internet]. 2020. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D5_Estrategia_Geotermia_Canarias.pdf
106. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia de las energías renovables marinas de Canarias [Internet]. 2022. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D6_Estrategia_EnergiasRenovablesMarinas.pdf
107. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia canaria del hidrógeno verde [Internet]. 2022. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D7_Estrategia_hidrogenoVerde_Canarias.pdf
108. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia canaria de gestión de demanda y redes inteligentes [Internet]. 2022. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D8_Estrategia_DSM_SmartGrids.pdf
109. Gobierno de Canarias; IDAE; Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Estrategia de Energía Sostenible en las Islas Canarias [Internet]. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/files/20220214_Estrategia_Sostenible_Canarias_docCompleto_01.pdf
110. Cabildo de Gran Canaria. Plan De Acción Insular Para La Sostenibilidad Energética [Internet]. 2012. Available from: http://www.energiagrancanaria.com/wp-content/uploads/2016/09/PLAN-DE-ACCION-INSULAR-PARA-LA-SOSTENIBILIDAD-ENERGETICA_Gran-Canaria.pdf
111. Covenant of Mayors Office. Covenant of Mayors for Climate & Energy EUROPE [Internet]. [cited 2021 Dec 20]. Available from: <https://www.covenantofmayors.eu/en/>
112. Cabildo de Gran Canaria. Estrategia Insular de Adaptación al Cambio Climático

e Impulso de la Economía Baja en Carbono de la Isla de Gran Canaria.

113. Quesada J. Los proyectos de parques eólicos marinos en Gran Canaria ya son 19. *Canarias7* [Internet]. 2022 Oct 24; Available from: <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/proyectos-parques-eolicos-20221024210805-nt.html>
114. Talaat M, Farahat MA, Elkholy MH. Renewable power integration: Experimental and simulation study to investigate the ability of integrating wave, solar and wind energies. *Energy* [Internet]. 2019;170:668–82. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.171>
115. Ssekulima EB, Anwar MB, Al Hinai A, El Moursi MS. Wind speed and solar irradiance forecasting techniques for enhanced renewable energy integration with the grid: A review. *IET Renew Power Gener.* 2016;10(7):885–98.
116. Erdiwansyah, Mahidin, Husin H, Nasaruddin, Zaki M, Muhibbuddin. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies. *Prot Control Mod Power Syst.* 2021;6(1).
117. Zhou S, Wang Y, Zhou Y, Clarke LE, Edmonds JA. Roles of wind and solar energy in China's power sector: Implications of intermittency constraints. *Appl Energy* [Internet]. 2018;213(September 2017):22–30. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.025>
118. Yang W, Yang J. Advantage of variable-speed pumped storage plants for mitigating wind power variations: Integrated modelling and performance assessment. *Appl Energy* [Internet]. 2019;237(September 2018):720–32. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.090>
119. Bueno C, Carta JA. Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands. *Renew Sustain Energy Rev.* 2006;10(4):312–40.
120. Bueno C, Carta JA. Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part II: Model application to the island of El Hierro. *Sol Energy.* 2005;78(3):396–405.
121. Cabrera P, Lund H, Carta JA. Smart renewable energy penetration strategies on islands: The case of Gran Canaria. *Energy* [Internet]. 2018 Nov 1 [cited 2020 Feb 9];162:421–43. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218315287?via%3Dihub>
122. Katsaprakakis D Al. Hybrid power plants in non-interconnected insular systems. *Appl Energy* [Internet]. 2016;164:268–83. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.085>
123. Alves M, Segurado R, Costa M. Increasing the penetration of renewable energy sources in isolated islands through the interconnection of their power systems. The case of Pico and Faial islands, Azores. *Energy* [Internet]. 2019;182:502–10. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.081>

124. Red Eléctrica de España SAU. Planificación de la Red de Transporte de electricidad 2015-2020-Islas Canarias [Internet]. [cited 2021 Dec 22]. Available from:
https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/planificacion/islas_canarias_v3.pdf
125. Javed MS, Ma T, Jurasz J, Amin MY. Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: Review and future perspectives. *Renew Energy* [Internet]. 2020;148:176–92. Available from:
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.11.157>
126. Meschede H, Child M, Breyer C. Assessment of sustainable energy system configuration for a small Canary island in 2030. *Energy Convers Manag* [Internet]. 2018;165(November 2017):363–72. Available from:
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.061>
127. Groppi D, Astiaso Garcia D, Lo Basso G, Cumo F, De Santoli L. Analysing economic and environmental sustainability related to the use of battery and hydrogen energy storages for increasing the energy independence of small islands. *Energy Convers Manag* [Internet]. 2018;177(September):64–76. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.09.063>
128. Nam KJ, Hwangbo S, Yoo CK. A deep learning-based forecasting model for renewable energy scenarios to guide sustainable energy policy: A case study of Korea. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2020;122(February):109725. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109725>
129. Merino J, Veganzones C, Sanchez JA, Martinez S, Platero CA. Power system stability of a small sized isolated network supplied by a combined wind-pumped storage generation system: A case study in the canary islands. *Energies*. 2012;5(7):2351–69.
130. Uche-Soria M, Rodríguez-Monroy C. Special regulation of isolated power systems: The Canary Islands, Spain. *Sustain*. 2018;10(7).
131. Red Eléctrica de España. Propuesta de desarrollo de la RDT de energía eléctrica. período 2021-2026. Introducción, escenario, metodología y resultados. 2020;
132. Zhao H, Wu Q, Hu S, Xu H, Rasmussen CN. Review of energy storage system for wind power integration support. *Appl Energy* [Internet]. 2015;137:545–53. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.103>
133. Rehman S, Al-Hadhrami LM, Alam MM. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2015 Apr;44:586–98. Available from:
<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115000106>
134. Jurasz J, Mikulik J, Krzywda M, Ciapała B, Janowski M. Integrating a wind- and solar-powered hybrid to the power system by coupling it with a hydroelectric power station with pumping installation. *Energy*. 2018;144:549–63.
135. Andrade Furtado GC de, Amarante Mesquita AL, Morabito A, Hendrick P, Hunt

- JD. Using hydropower waterway locks for energy storage and renewable energies integration. *Appl Energy* [Internet]. 2020;275(February):115361. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115361>
136. Barbour E, Wilson IAG, Radcliffe J, Ding Y, Li Y. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2016;61:421–32. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019>
 137. Palizban O, Kauhaniemi K. Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. *J Energy Storage* [Internet]. 2016;6:248–59. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.02.001>
 138. Rogeau A, Girard R, Kariniotakis G. A generic GIS-based method for small Pumped Hydro Energy Storage (PHES) potential evaluation at large scale. *Appl Energy* [Internet]. 2017;197:241–53. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.103>
 139. Olabi AG, Onumaegbu C, Wilberforce T, Ramadan M, Abdelkareem MA, Al – Alami AH. Critical review of energy storage systems. *Energy* [Internet]. 2021;214:118987. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>
 140. Manfren M, Nastasi B, Groppi D, Astiaso Garcia D. Open data and energy analytics - An analysis of essential information for energy system planning, design and operation. *Energy* [Internet]. 2020;213:118803. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118803>
 141. Unión Europea. El apoyo de la UE al almacenamiento de energía [Internet]. 2019. Available from: https://www.eca.europa.eu/lists/ecadocuments/brp_energy/brp_energy_es.pdf
 142. Ugarte S, Larkin J, van der Ree B, Voogt M, Friedrichsen N, Michaelis J, et al. Energy Storage: Which market design and regulatory incentives are needed? [Internet]. Report for the European Parliament’s Committee on Industry, Research and Energy. 2015. Available from: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU\(2015\)563469_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU(2015)563469_EN.pdf)
 143. Gorona del Viento El Hierro SA. Gorona del Viento [Internet]. [cited 2021 Dec 27]. Available from: <https://www.goronadelviento.es/>
 144. Red Eléctrica Infraestructuras en Canarias SAU. Central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria-Reformado del proyecto de construcción-Modificado II. Las Palmas de Gran Canaria.Spain; 2020.
 145. Quesada J. El inicio del Salto de Chira se presenta en sociedad [Internet]. Canarias7. 2022 [cited 2022 Mar 17]. Available from: <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/directo-acto-inicio-20220217113746-nt.html>
 146. Red Eléctrica Infraestructuras en Canarias SAU. Central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria-Reformado del proyecto de construcción-Modificado II-

- Estudio de Impacto Ambiental. Las Palmas de Gran Canaria.Spain; 2020.
147. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia de Almacenamiento Energético de Canarias [Internet]. Las Palmas de Gran Canaria; 2020. Available from: https://www.gobiernodecanarias.org/cmsweb/export/sites/energia/doc/planificacion/estrategiasenergeticas/Estrategia_Almacenamiento2.pdf
 148. Instituto Tecnológico de Canarias. Estrategia de Autoconsumo Fotovoltaico de Canarias [Internet]. 2020. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/files/Estrategia_Autoconsumo_Fotovoltaico.pdf
 149. Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria. Presas de Gran Canaria [Internet]. [cited 2021 Dec 31]. Available from: <http://www.aguasgrancanaria.com/>
 150. Lu X, Wang S. A GIS-based assessment of Tibet's potential for pumped hydropower energy storage. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2017 Mar;69:1045–54. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116305809>
 151. Ghorbani N, Makian H, Breyer C. A GIS-based method to identify potential sites for pumped hydro energy storage - Case of Iran. *Energy* [Internet]. 2019;169:854–67. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.073>
 152. Soha T, Munkácsy B, Harmat Á, Csontos C, Horváth G, Tamás L, et al. GIS-based assessment of the opportunities for small-scale pumped hydro energy storage in middle-mountain areas focusing on artificial landscape features. *Energy*. 2017;141:1363–73.
 153. Fitzgerald N, Lacal Arántegui R, McKeogh E, Leahy P. A GIS-based model to calculate the potential for transforming conventional hydropower schemes and non-hydro reservoirs to pumped hydropower schemes. *Energy* [Internet]. 2012;41(1):483–90. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.044>
 154. Gimeno-Gutiérrez M, Lacal-Arántegui R. Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage based on two existing reservoirs. *Renew Energy*. 2015;75:856–68.
 155. Torres-Herrera HJ, Schallenberg J, Blanco AM, Lozano A. Analysis of an operating model of a hydroelectric energy storage pumping system and its contribution to an isolated power grid: Case of Chira-Soria, in Gran Canaria. *ECOS 2020 - Proc 33rd Int Conf Effic Cost, Optim Simul Environ Impact Energy Syst*. 2020;2381–92.
 156. Bueno C, Carta JA. Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part I: Model development. *Sol Energy*. 2005;78(3):382–95.
 157. Portero U, Velázquez S, Carta JA. Sizing of a wind-hydro system using a reversible hydraulic facility with seawater. A case study in the Canary Islands. *Energy Convers Manag* [Internet]. 2015;106:1251–63. Available from:

- <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.054>
158. Padrón S, Medina JF, Rodríguez A. Analysis of a pumped storage system to increase the penetration level of renewable energy in isolated power systems. Gran Canaria: A case study. *Energy* [Internet]. 2011;36(12):6753–62. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.10.029>
 159. Kapetanakis IA, Kolokotsa D, Maria EA. Parametric analysis and assessment of the photovoltaics' landscape integration: Technical and legal aspects. *Renew Energy* [Internet]. 2014;67:207–14. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.11.043>
 160. Salak B, Lindberg K, Kienast F, Hunziker M. How landscape-technology fit affects public evaluations of renewable energy infrastructure scenarios. A hybrid choice model. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2021;143(October 2020):110896. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110896>
 161. Mann C, Garcia-Martin M, Raymond CM, Shaw BJ, Plieninger T. The potential for integrated landscape management to fulfil Europe's commitments to the Sustainable Development Goals. *Landsc Urban Plan* [Internet]. 2018;177(March):75–82. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2018.04.017>
 162. Prados MJ. Renewable energy policy and landscape management in Andalusia, Spain: The facts. *Energy Policy*. 2010;38(11):6900–9.
 163. Incecik S, Erdoğan F. An investigation of the wind power potential on the western coast of Anatolia. *Renew Energy*. 1995;6(7):863–5.
 164. Simburger EJ, Cretcher CK. Load Following Impacts of a Large Wind Farm on an Interconnected Electric Utility System. *IEEE Power Eng Rev*. 1983;PER-3(3):36.
 165. Lundsager P. Integration of Renewable Energy into local and regional power supply. *Renew Energy*. 1996;8(1–4):117–22.
 166. Mourelatos A, Assimacopoulos D, Papagiannakis L, Zervos A. Large-scale integration of renewable energy sources an action plan for Crete. *Energy Policy*. 1998;26(10):751–63.
 167. Clarke JA, Grant AD. Planning support tools for the integration of renewable energy at the regional level. *Renew Energy*. 1996;9(1-4 SPEC. ISS.):1090–3.
 168. Castro, M.A.;Carpio, J;Peire, J;Rodríguez JA. Renewable-energy integration assessment through a dedicated computer program. *Sol Energy* [Internet]. 1997;57(6):471–84. Available from: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=a9h&AN=9712142734&site=eds-live>
 169. Carrasco JM, Franquelo LG, Bialasiewicz JT, Galván E, Portillo Guisado RC, Prats MÁM, et al. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *IEEE Trans Ind Electron*. 2006;53(4):1002–16.

170. Blaabjerg F, Chen Z, Kjaer SB. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. *IEEE Trans Power Electron.* 2004;19(5):1184–94.
171. Lopes JAP, Hatziargyriou N, Mutale J, Djapic P, Jenkins N. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electr Power Syst Res.* 2007;77(9):1189–203.
172. Connolly D, Lund H, Mathiesen B V., Leahy M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Appl Energy* [Internet]. 2010;87(4):1059–82. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026>
173. Li Y, Nejabatkhah F. Overview of control, integration and energy management of microgrids. *J Mod Power Syst Clean Energy.* 2014;2(3):212–22.
174. Fernández-Guillamón A, Gómez-Lázaro E, Muljadi E, Molina-García Á. Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2019;115(July):109369. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>
175. Chakraborty A. Advancements in power electronics and drives in interface with growing renewable energy resources. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2011;15(4):1816–27. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.005>
176. Boroyevich D, Cvetkovic I, Burgos R, Dong D. Intergrid: A future electronic energy network? *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron.* 2013;1(3):127–38.
177. Rodrigues M, Montañés C, Fueyo N. A method for the assessment of the visual impact caused by the large-scale deployment of renewable-energy facilities. *Environ Impact Assess Rev* [Internet]. 2010;30(4):240–6. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eiar.2009.10.004>
178. Wüstenhagen R, Wolsink M, Bürer MJ. Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy.* 2007;35(5):2683–91.
179. Wolsink M. Planning of renewables schemes: Deliberative and fair decision-making on landscape issues instead of reproachful accusations of non-cooperation. *Energy Policy.* 2007;35(5):2692–704.
180. Chiabrando R, Fabrizio E, Garnero G. The territorial and landscape impacts of photovoltaic systems: Definition of impacts and assessment of the glare risk. *Renew Sustain Energy Rev.* 2009;13(9):2441–51.
181. Ioannidis R, Koutsoyiannis D. A review of land use, visibility and public perception of renewable energy in the context of landscape impact. *Appl Energy* [Internet]. 2020;276(May):115367. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115367>
182. Wolsink M. Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity

- and fairness instead of ‘backyard motives’. *Renew Sustain Energy Rev.* 2007;11(6):1188–207.
183. Rotilio M, Marchionni C, De Berardinis P. The small-scale hydropower plants in sites of environmental value: An Italian case study. *Sustain.* 2017;9(12).
184. Red Eléctrica de España SAU. Integración de renovables [Internet]. Red21. 2022. Available from: <https://www.ree.es/es/red21/integracion-de-renovables>
185. Torres-Herrera HJ, Lozano-Medina A. Methodological proposal for the assessment potential of pumped hydropower energy storage: Case of gran canaria island. *Energies* [Internet]. 2021;14(12). Available from: <https://doi.org/10.3390/en14123553>
186. Ibrahim H, Ilinca A, Perron J. Energy storage systems-Characteristics and comparisons. *Renew Sustain Energy Rev.* 2008;12(5):1221–50.
187. Šćekić L, Mujović S, Radulović V. Pumped hydroelectric energy storage as a facilitator of renewable energy in liberalized electricity market. *Energies.* 2020;13(22).
188. Bartolini A, Carducci F, Muñoz CB, Comodi G. Energy storage and multi energy systems in local energy communities with high renewable energy penetration. *Renew Energy.* 2020;159:595–609.
189. Matos CR, Carneiro JF, Silva PP. Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification. *J Energy Storage* [Internet]. 2019;21(March 2018):241–58. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.11.023>
190. Aneke M, Wang M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. *Appl Energy* [Internet]. 2016;179:350–77. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>
191. Zahedi A. Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology. *Renew Sustain Energy Rev.* 2011;15(1):866–70.
192. Akram U, Nadarajah M, Shah R, Milano F. A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2020;120(October 2019):109626. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109626>
193. Gür TM. Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: Challenges and prospects for large-scale grid storage. *Energy Environ Sci.* 2018;11(10):2696–767.
194. Tronchin L, Manfren M, Nastasi B. Energy efficiency, demand side management and energy storage technologies – A critical analysis of possible paths of integration in the built environment. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2018;95(July):341–53. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.060>
195. Poullikkas A. A comparative overview of large-scale battery systems for

- electricity storage. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2013;27:778–88. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.017>
196. Luo X, Wang J, Dooner M, Clarke J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Appl Energy* [Internet]. 2015;137:511–36. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
 197. Gahleitner G. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *Int J Hydrogen Energy* [Internet]. 2013;38(5):2039–61. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.010>
 198. Keck F, Lenzen M, Vassallo A, Li M. The impact of battery energy storage for renewable energy power grids in Australia. *Energy* [Internet]. 2019 Apr 15 [cited 2019 Apr 2];173:647–57. Available from: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219302427?dgcid=raven_sd_via_email
 199. Zagoras N, Balasubramaniam K, Karagiannidis I, Makram EB. Battery Energy Storage Systems. *2015 North Am Power Symp NAPS 2015*. 2015;8(6):2733–43.
 200. Doughty DH, Butler PC, Akhil AA, Clark NH, Boyes JD. Batteries for large-scale stationary electrical energy storage. *Electrochem Soc Interface*. 2010;19(3):49–53.
 201. Killer M, Farrokhseresht M, Paterakis NG. Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region. *Appl Energy* [Internet]. 2020;260(October 2019):114166. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114166>
 202. Tamura K, Horiba T. Large-scale development of lithium batteries for electric vehicles and electric power storage applications. *J Power Sources*. 1999;81–82:156–61.
 203. Bresser D, Paillard E, Passerini S. Lithium-ion batteries (LIBs) for medium- and large-scale energy storage: Emerging cell materials and components [Internet]. *Advances in Batteries for Medium and Large-Scale Energy Storage: Types and Applications*. Elsevier Ltd.; 2014. 125–211 p. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-1-78242-013-2.00007-8>
 204. Schreider A, Bucher R. An auspicious combination: Fast-ramping battery energy storage and high-capacity pumped hydro. *Energy Procedia* [Internet]. 2018;155:156–64. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.059>
 205. Ma T, Yang H, Lu L. Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island. *Energy Convers Manag* [Internet]. 2014;79:387–97. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.12.047>
 206. Efremov C, Leu V, Sanduleac M. Increasing System Flexibility through a Combination of Pumped-Hydro and Battery-Storage Systems. *An Overview of*

- Possible Developments. SIELMEN 2021 - Proc 11th Int Conf Electromechanical Energy Syst. 2021;237–42.
207. Guezgouz M, Jurasz J, Bekkouche B, Ma T, Javed MS, Kies A. Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems. *Energy Convers Manag* [Internet]. 2019;199(May):112046. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112046>
208. Javed MS, Zhong D, Ma T, Song A, Ahmed S. Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system. *Appl Energy* [Internet]. 2020;257(May 2019):114026. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114026>
209. Yekini Suberu M, Wazir Mustafa M, Bashir N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2014;35:499–514. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.009>
210. Strielkowski, Wadim;Lisin, Evgeny;Tvaronavičienė M. Towards energy security:Sustainable development of electrical energy storage. *J Secur Sustain Issues* [Internet]. 2016;6(2):235–44. Available from: http://jssidoi.org/jssi/uploads/papers/22/Strielkowski_Towards_energy_security_sustainable_development_of_electrical_energy_storage.pdf
211. B S, P K. Large scale electrical energy storage systems in India- current status and future prospects. *J Energy Storage* [Internet]. 2018;18(March):112–20. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.04.018>
212. Dehghani-Sanij AR, Tharumalingam E, Dusseault MB, Fraser R. Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2019;104(November 2018):192–208. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.023>
213. Ramos-Real FJ, Barrera-Santana J, Ramírez-Díaz A, Perez Y. Interconnecting isolated electrical systems. The case of Canary Islands. *Energy Strateg Rev* [Internet]. 2018;22(March):37–46. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.004>
214. Zia MF, Elbouchikhi E, Benbouzid MEH. An Energy Management System for Hybrid Energy Sources-based Stand-alone Marine Microgrid. *IOP Conf Ser Earth Environ Sci*. 2019;322(1).
215. Donalek PJ. Pumped Storage Hydro Electricity:Then and Now. *IEEE power energy Mag* [Internet]. 2020;18(5):49–57. Available from: <https://ieeexplore-ieee-org.bibproxy.ulpgc.es/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9171530>
216. National Hydropower Association. 2021 Pumped Storage Report [Internet]. 2021. Available from: <https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2021/09/2021-Pumped-Storage-Report-NHA.pdf>
217. Red Eléctrica de España SAU. El Sistema Eléctrico Español 2020 [Internet]. 2021. Available from: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual>

- sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020
218. Tao R, Xiao R, Wang F, Liu W. Cavitation behavior study in the pump mode of a reversible pump-turbine. *Renew Energy* [Internet]. 2018;125:655–67. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.114>
 219. Zhu B, Wang X, Tan L, Zhou D, Zhao Y, Cao S. Optimization design of a reversible pump-turbine runner with high efficiency and stability. *Renew Energy* [Internet]. 2015;81:366–76. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.050>
 220. Schmidt J, Kemmetmüller W, Kugi A. Modeling and static optimization of a variable speed pumped storage power plant. *Renew Energy* [Internet]. 2017;111:38–51. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.055>
 221. Zhang Y, Wu Y. A review of rotating stall in reversible pump turbine. *Proc Inst Mech Eng Part C J Mech Eng Sci*. 2017;231(7):1181–204.
 222. Zhang Y, Zheng X, Li J, Du X. Experimental study on the vibrational performance and its physical origins of a prototype reversible pump turbine in the pumped hydro energy storage power station. *Renew Energy* [Internet]. 2019;130:667–76. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.057>
 223. Tao R, Xiao R, Wang F, Liu W. Improving the cavitation inception performance of a reversible pump-turbine in pump mode by blade profile redesign: Design concept, method and applications. *Renew Energy* [Internet]. 2019;133:325–42. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.108>
 224. International Hydropower Association (IHA). 2021 Hydropower Status Report, Sector trends and insights [Internet]. 2021. Available from: https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/60c37321987070812596e26a_IHA20212405-status-report-02_LR.pdf
 225. Arántegui RL, Fitzgerald N, Leahy P. Pumped-hydro energy storage: potential for transformation from single dams. Analysis of the potential for transformation of non-hydropower dams and reservoir hydropower schemes into pumping hydropower schemes in Europe. [cited 2020 Feb 27]; Available from: <http://iet.jrc.ec.europa.eu/>
 226. Lu B, Stocks M, Blakers A, Anderson K. Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. *Appl Energy* [Internet]. 2018;222(January):300–12. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.177>
 227. Haas J, Prieto-Miranda L, Ghorbani N, Breyer C. Revisiting the potential of pumped-hydro energy storage: A method to detect economically attractive sites. *Renew Energy* [Internet]. 2022;181:182–93. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.009>
 228. Pradhan A, Marence M, Franca MJ. The adoption of Seawater Pump Storage Hydropower Systems increases the share of renewable energy production in

- Small Island Developing States. *Renew Energy*. 2021;177:448–60.
229. Ahmadi SHR, Noorollahi Y, Ghanbari S, Ebrahimi M, Hosseini H, Foroozani A, et al. Hybrid fuzzy decision making approach for wind-powered pumped storage power plant site selection: A case study. *Sustain Energy Technol Assessments* [Internet]. 2020;42(July):100838. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100838>
230. Arena C, Genco M, Lombardo A, Meli I, Mazzola MR. A cost-benefit based, parametric procedure to screen existing irrigation and municipal supply reservoirs for wind energy storage. *Water (Switzerland)*. 2018;10(12).
231. Stenzel P, Linssen J. Concept and potential of pumped hydro storage in federal waterways. *Appl Energy* [Internet]. 2016;162:486–93. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.033>
232. Kucukali S. Finding the most suitable existing hydropower reservoirs for the development of pumped-storage schemes: An integrated approach. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2014;37:502–8. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.052>
233. Nzotcha U, Kenfack J, Blanche Manjia M. Integrated multi-criteria decision making methodology for pumped hydro-energy storage plant site selection from a sustainable development perspective with an application. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2019;112(May):930–47. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.035>
234. Menéndez J, Ordóñez A, Álvarez R, Loredó J. Energy from closed mines: Underground energy storage and geothermal applications. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2019;108(March):498–512. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.007>
235. Saigustia C, Robak S. Review of potential energy storage in abandoned mines in poland. *Energies*. 2021;14(19).
236. Hunt JD, Byers E, Wada Y, Parkinson S, Gernaat DEHJ, Langan S, et al. Global resource potential of seasonal pumped hydropower storage for energy and water storage. *Nat Commun* [Internet]. 2020;11(1):1–8. Available from: <http://dx.doi.org/10.1038/s41467-020-14555-y>
237. Hunt JD, Falchetta G, Parkinson S, Vinca A, Zakeri B, Byers E, et al. Hydropower and seasonal pumped hydropower storage in the Indus basin: pros and cons. *J Energy Storage*. 2021;41(June).
238. Emmanouil S, Nikolopoulos EI, François B, Brown C, Anagnostou EN. Evaluating existing water supply reservoirs as small-scale pumped hydroelectric storage options – A case study in Connecticut. *Energy* [Internet]. 2021;226:120354. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120354>
239. Görtz J, Aouad M, Wieprecht S, Terheiden K. Assessment of pumped hydropower energy storage potential along rivers and shorelines. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2022;(December 2021):112027. Available from:

- <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112027>
240. Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria. Pluviómetro [Internet]. [cited 2022 Jun 16]. Available from: <http://www.aguasgrancanaria.com/>
 241. Rauf H, Gull MS, Arshad N. Complementing hydroelectric power with floating solar PV for daytime peak electricity demand. *Renew Energy* [Internet]. 2020;162:1227–42. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.017>
 242. Gonzalez Sanchez R, Kougias I, Moner-Girona M, Fahl F, Jäger-Waldau A. Assessment of floating solar photovoltaics potential in existing hydropower reservoirs in Africa. *Renew Energy*. 2021;169:687–99.
 243. Mousavi N, Kothapalli G, Habibi D, Khiadani M, Das CK. An improved mathematical model for a pumped hydro storage system considering electrical, mechanical, and hydraulic losses. *Appl Energy* [Internet]. 2019 Aug 1 [cited 2019 Nov 9];247:228–36. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919304064>
 244. Mataix C. *Mecanica de fluidos y maquinas hidraulicas [Fluid mechanics and hydraulic machines]* [Internet]. 2nd ed. Madrid, Spain.: Ediciones del Castillo, S.A.; 1982. Available from: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat07429a&AN=ulpgc.217895&site=eds-live>
 245. Zakeri B, Syri S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2015;42:569–96. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>
 246. Akçay Y, Li H, Xu SH. Greedy algorithm for the general multidimensional knapsack problem. *Ann Oper Res*. 2007;150(1):17–29.
 247. Zheng Y, Sahraei-Ardakani M. Leveraging existing water and wastewater infrastructure to develop distributed pumped storage hydropower in California. *J Energy Storage*. 2021;34(November 2020).
 248. Ansar A, Flyvbjerg B, Budzier A, Lunn D. Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy* [Internet]. 2014;69:43–56. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.069>
 249. Cartográfica de Canarias SA. IDE Canarias Visor GRAFCAN [Internet]. [cited 2021 Mar 10]. Available from: <https://www.grafcan.es/>
 250. Freepik Company SL. Flaticon [Internet]. Available from: <https://www.flaticon.com/>
 251. Hunt JD, Byers E, Riahi K, Langan S. Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective. *Energy Convers Manag* [Internet]. 2018;166(April):385–401. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.04.044>

252. Cabildo de Gran Canaria. IDE Gran Canaria Visor 4.5. OL [Internet]. Available from: <https://visor.idegrancanaria.es/>
253. Google L. Google Earth [Internet]. Available from: <https://www.google.com/intl/es/earth/>
254. Instituto Tecnológico de Canarias. Presentación Plan de Transición de Energética de Canarias (Borrador-Edición V2) [Internet]. 2022. Available from: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/files/PTECan/9_Presentacion_PTECan_EdicionV2.pdf
255. Red Eléctrica de España. Gran Canaria-Seguimiento de la demanda de energía eléctrica [Internet]. [cited 2022 Jun 30]. Available from: <https://demanda.ree.es/visiona/canarias/gcanaria5m/total>
256. Gobierno de Canarias. Anuario energético de Canarias 2018. 2018;
257. Red Eléctrica Infraestructuras en Canarias SAU. Central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria-Reformado del proyecto de construcción-Modificado I. Las Palmas de Gran Canaria.Spain; 2018.
258. Liu Y, Yu S, Zhu Y, Wang D, Liu J. Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2018;82(June 2017):460–70. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.063>
259. Botelho A, Ferreira P, Lima F, Pinto LMC, Sousa S. Assessment of the environmental impacts associated with hydropower. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. 2017;70(November 2016):896–904. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.271>
260. Cabildo de Gran Canaria. Salto de Chira [Internet]. [cited 2022 Aug 2]. Available from: <https://saltodechira.com/>
261. Red Eléctrica de España SAU. Central hidroeléctrica de bombeo reversible Salto de Chira [Internet]. Instalaciones especiales. 2022 [cited 2022 Oct 31]. Available from: <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/salto-de-chira>

Introducción

Se expone en este apartado el artículo de revista publicado durante el desarrollo de la tesis doctoral (revista indexada en el índice JCR) y que ya ha sido citado por investigadores de primer nivel en el campo de las energías renovables y la planificación energética:

Torres-Herrera HJ, Lozano-Medina A. Methodological proposal for the assessment potential of pumped hydropower energy storage: Case of gran canaria island. Energies [Internet]. 2021;14(12). Available from: <https://doi.org/10.3390/en14123553>

Además, también se expone un artículo de congreso publicado en las actas del mismo durante el desarrollo de la tesis doctoral (ISBN: 978-1-7138-1406-1). El congreso internacional fue el ECOS 2020, “The 33rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental impact of energy systems”, celebrado en la ciudad de Osaka, Japón:

Torres-Herrera HJ, Schallenberg J, Blanco AM, Lozano A. Analysis of an operating model of a hydroelectric energy storage pumping system and its contribution to an isolated power grid: Case of Chira-Soria, in Gran Canaria. ECOS 2020 - Proc 33rd Int Conf Effic Cost, Optim Simul Environ Impact Energy Syst. 2020;2381–92.

Adicionalmente se expone la transferencia de tecnología y conocimiento que las dos publicaciones citadas han supuesto a la sociedad. Para ello, se publican las noticias en diferentes medios de comunicación (a nivel local, provincial y regional) y se publica enlace a entrevista realizada al redactor de este texto en una televisión insular. Se expone la transferencia de tecnología y conocimiento que ambas publicaciones han supuesto para la sociedad.

Anexo A. Publicaciones en revistas



Article

Methodological Proposal for the Assessment Potential of Pumped Hydropower Energy Storage: Case of Gran Canaria Island

Hilario J. Torres-Herrera ^{1,*} and Alexis Lozano-Medina ²

¹ Department of Mechanical Engineering, University of Las Palmas de Gran Canaria, Campus de Tafira S/N, 35017 Las Palmas de Gran Canaria, Canary Islands, Spain

² Department of Civil Engineering, University of Las Palmas de Gran Canaria, Campus de Tafira S/N, 35017 Las Palmas de Gran Canaria, Canary Islands, Spain; alexis.lozano@ulpgc.es

* Correspondence: hilario.torres101@alu.ulpgc.es

Abstract: The pumped hydropower energy storage (PHES) assessments carried out so far have been focused on large water bodies obtained from global or restricted-use databases, or, on the other hand, on the application of methodologies to specific areas focusing on the detection of dams. In addition, many assessments do not include data optimization, or include it at the end of the process and are subject to the prior application of restrictions, often stipulated with subjective criteria. The aim of this article is to design a universal and easily applicable methodology for the assessment of viable PHES potential, which provides immediate and reliable results to assist in the energy planning of a given territory. It is classified in ravine basins, including an optimization before using the restrictions. The island of Gran Canaria is taken as the territory of application, whose density of dams is the highest in the world and whose share of hydroelectric energy is, at present, null; besides, no PHES studies have been carried out. The results show that the PHES potential in Gran Canaria is 5996 MWh after applying the optimization and all technical constraints. If all environmental constraints were rigorously applied, the island would have no possible pairing. The results demonstrate the importance of tailoring the restrictions to each particular territory.

Keywords: dam; Gran Canaria; pumped hydropower energy storage (PHES); ravine basin; energy storage; renewable energy sources (RES); optimization; potential assessment; environmental constraints



Citation: Torres-Herrera, H.J.; Lozano-Medina, A. Methodological Proposal for the Assessment Potential of Pumped Hydropower Energy Storage: Case of Gran Canaria Island. *Energies* **2021**, *14*, 3553. <https://doi.org/10.3390/en14123553>

Academic Editor:
Francesco Castellani

Received: 25 May 2021
Accepted: 11 June 2021
Published: 15 June 2021

Publisher's Note: MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



Copyright: © 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

The latest agreement adopted by the international community on climate change is the Paris Agreement, which came into force on 4 November 2016 and establishes the objective of keeping the global temperature of the planet below 2 °C with respect to pre-industrial levels and to do everything necessary to try to reduce this value to 1.5 °C. This ambitious objective implicitly implies accelerating all the procedures that help to achieve it, such as reducing greenhouse gas emissions, increasing energy production from renewable energy sources (RES) and improving energy efficiency. Globally, RES have experienced exponential growth, driven by this international commitment. Installed RES capacity has grown from almost 1227 GW to 2537 GW in the last decade alone (2010–2019) [1]. In other words, more than double the capacity has been installed in just 10 years. Hydroelectric power, in 2019, had 1310 GW installed, equivalent to 51.6% of the total RES installed capacity in that year [1]. However, RES impairs the management of the electricity grid, creating insecurities in the grid, due to the variability of natural resources such as wind and solar radiation [2,3]. For this reason, energy storage systems are required for the grid feed-in of RES energy production to enable secure management of the electricity system. There are many energy storage technologies available today [4]; however, on a large scale, electrochemical batteries and pumped hydro energy storage (PHES) stand out. PHES has been established as a commercially acceptable technology for more than 120 years [5].

Anexo B. Publicaciones en congresos

ECOS 2020



Proceedings of the 33rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems

June 29 – July 3, 2020
Osaka, Japan



Osaka Prefecture University
Graduate School of
Engineering



Waseda University
Waseda Research Institute
for Science and Engineering

Sequential Methods to Choose Sub-Minimal Sensor Networks Designed for Energy Audit .	2263
<i>Assaad Zoughaib, Hala Rameh and Cong-Toan Tran</i>	

Environmental impacts of energy conversion

Life Cycle Assessment of synthetic fuel production from renewable hydrogen: process contribution and impact assessment considering different 2030 energy mixes	2275
<i>Eleonora Bargiacchi, Nils Thonemann, Jutta Geldermann, Umberto Desideri and Marco Antonelli</i>	
Assessment of occupational health and safety issues in geothermal energy systems	2287
<i>Begüm Erten, Bülent Oral and Zafer Utlü</i>	
Environmental impact assessment of the liquefied natural gas (LNG) supply chain	2299
<i>Young Duk Lee, Thai-Quyen Quach and Tatiana Morosuk</i>	
Prediction of de-NOx performance using monolithic SCR catalyst under load following operation of natural gas-fired combined cycle power plants	2307
<i>Kotaro Nakamura, Takehiko Muramatsu, Takashi Ogawa and Takao Nakagaki</i>	
Environmental impacts of heating in a conventional greenhouse and a rooftop greenhouse for fresh tomato production	2318
<i>Israel Torres Pineda, Young Duk Lee, Jeonghwa Cho and Sang Min Lee</i>	
An Evaluation of CO ₂ Emission Reduction by EV and FCV Introduction Considering Stable and Economical Power System Operation	2328
<i>Kuniaki Yabe and Yasuhiro Hayashi</i>	

Energy policy and planning

Energy usage in electric production sector in terms of environmental impacts and energy planning with Fuzzy TOPSIS method & Game Theory	2340
<i>Elif Altintas and Zafer Utlü</i>	
Intergenerational allocation of exhaustible natural resources: the case of natural gas in Israel	2351
<i>Hala Abu-Kalla, Rachel Ruslana Palatnic, Ofira Ayalon and Mordechai Shechter</i>	
An Augmented Spatial Model for Estimating the Potential Capacity Factors of Wind Generating Resources	2362
<i>Jin Hur and Jaegul Lee</i>	
Modelling distributed Power-to-Heat technologies as a flexible option for smart heat-electricity integration	2369
<i>Francesco Lombardi, Sylvain Quoilin and Emanuela Colombo</i>	
● Analysis of an operating model of a hydroelectric energy storage pumping system and its contribution to an isolated power grid: case of Chira-Soria, in Gran Canaria	2381
<i>Hilario José Torres-Herrera, Julietta Schallenberg, Ana María Blanco-Marigorta and Alexis Lozano-Medina</i>	

Analysis of an operating model of a hydroelectric energy storage pumping system and its contribution to an isolated power grid: case of Chira-Soria, in Gran Canaria

Hilario J. Torres-Herrera^a, Julietta Schallenberg^b, Ana M. Blanco^c, Alexis Lozano^d

^a School of Industrial and Civil Engineers of the University of Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas de Gran Canaria, Spain, hilario.torres101@alu.ulpgc.es, CA.

^b Department of Process Engineering of the University of Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas de Gran Canaria, Spain, julietta.schallenberg@ulpgc.es,

^c Department of Process Engineering of the University of Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas de Gran Canaria, Spain, anamaria.blanco@ulpgc.es,

^d Department of Civil Engineering of the University of Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas de Gran Canaria, Spain, alexis.lozano@ulpgc.es,

Abstract:

The Canary Islands have adapted to the energy transition with an isolated electricity system for each island and a high dependence on fossil fuels. We believe that the island of Gran Canaria has a high probability of developing several hydroelectric energy storage plants. At the moment, the hydroelectric power station (HPS) Chira-Soria is in a public information phase and its contribution to the island's energy system must be studied because we have the hypothesis that it can greatly contribute to a context of greater penetration of renewable energy sources (RES) and will define the rest of the storage needs on the island. We believe that this technology will not exclude others, such as electrochemistry. To this end, we have built a dynamic operating model of the HPS. As a result, we have found that Chira-Soria HPS can store 25.73% of the excess electricity production (EEP) in the form of pumping and can produce 31.10% of the energy required. Looking at the resulting model, we can conclude that the Chira-Soria HPS will contribute efficiently to the system and will not prevent the introduction of other storage systems, such as the possible HPS between the dams of Las Niñas and Soria, or electrochemical storage, either distributed or concentrated. This model can be exported to other systems with similar characteristics.

Keywords:

Dams, Energy planning, Operation Model, PHES, Pumping storage.

1. Introduction

The Canary Islands are an archipelago made up of eight islands: La Graciosa, Lanzarote, Fuerteventura, Gran Canaria, Tenerife, La Gomera, El Hierro and La Palma. They constitute one of the seventeen autonomous communities (or regions) of the Kingdom of Spain. They are also one of the outermost regions [1] of the European Union and are located off Northwest Africa. The island of Gran Canaria is the second most heavily populated island of the archipelago, with 859,835 inhabitants. Per capita electricity consumption in this archipelago in 2018 was 4,155 kWh/inhabitant [2].

The energy transition that Europe is undergoing is one of the most important challenges of today's society. The European Union has set as one of the key objectives [3] for 2030 to have a minimum 32% share of renewable energy sources in final energy consumption.

The current energy situation on the island of Gran Canaria faces this challenge with a variety of problems: The isolation of the electrical network with respect to the rest of the islands of

Anexo C. Transferencia de tecnología y conocimiento científico de las publicaciones científicas desarrolladas en el marco de la tesis

Noticia en la “Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC)”

<https://www.ulpgc.es/noticia/2021/09/22/alumno-doctorado-ULPGC-evalua-potencial-almacenamiento-energetico-bombeo>

✉ Correo 🏠 Sede electrónica 🌐 Transparencia

[la universidad](#) [estudios](#) [internacional](#) [investigación](#)

Un alumno de doctorado de la ULPGC evalúa el potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico (PHES) en Gran Canaria

22 SEP 2021 Compartir en las redes: [f](#) [t](#) [in](#)

- Hilario José Torres Herrera, alumno del Programa de Doctorado Ingenierías Química, Mecánica y de Fabricación, con la participación de su director de tesis doctoral Alexis Lozano Medina, calculan el potencial para almacenamiento hidráulico en toda la isla de Gran Canaria, del cual se deduce que existen otros pares de presas que pueden albergar más centrales hidroeléctricas, además de la central “Chira-Soria” (ahora “Salto de Chira”). La investigación ha sido publicada en la revista de impacto internacional “Energies”, clasificada en el índice JCR
- Proponen una nueva metodología en base a una serie de criterios técnicos y medioambientales y de un algoritmo de optimización calculan el potencial total para cada fase de evaluación. La isla de Gran Canaria es el territorio con la mayor densidad de presas del mundo y sin embargo todavía no existen centrales hidroeléctricas en los pares que forman las 69 grandes presas de la isla. Es el primer artículo científico que se centra exclusivamente en ello

Noticia en “SurFM: La Radio del Sur de Fuerteventura”

<https://www.surfm.es/ulpgc-un-alumno-de-doctorado-de-la-ulpgc-publica-un-articulo-de-investigacion-en-el-congreso-internacional-ecos-en-el-que-propone-un-modelo-de-operacion-para-la-central-salto-de-chira/>

INVESTIGACIÓN NOTICIAS

Un alumno de doctorado de la ULPGC publica un artículo de investigación en el congreso internacional ECOS en el que propone un modelo de operación para la central «Salto de Chira»

16 septiembre, 2021 / Director

Hilario José Torres Herrera, alumno del Programa de Doctorado Ingenierías Química, Mecánica y de Fabricación, con la participación de su director de tesis doctoral Alexis Lozano Medina y otras dos investigadoras: Julieta Schallenberg Rodríguez y Ana María Blanco Marigorta concluyen que la central Chira-Soria, ahora denominada «Salto de Chira», contribuirá de forma eficiente al sistema y no impedirá la introducción de otros sistemas de almacenamiento energético, como el electroquímico.

Para ello diseñan un modelo de operación eficiente que permitirá la regulación de la central para un escenario de alta penetración de fuentes de energías renovables. * Asimismo, ante la posibilidad de que la penetración de fuentes de energías renovables se multiplique por 10 en los próximos años, concluyen que la central podría producir un 31,10% de la energía total producida y podría almacenar un 25,76% de los excedentes de energía debidos a fuentes de energías renovables. *

Noticia en “Diario de La Palmas: La Provincia”

Diario de mayor reconocimiento y tirada en la provincia de Las Palmas y en toda la Comunidad Autónoma Canarias.

<https://www.laprovincia.es/sociedad/2021/09/22/alumno-doctorado-ulpgc-evalua-potencial-57558732.html>



LA PROVINCIA
DIARIO DE LAS PALMAS

Un alumno de doctorado de la ULPGC evalúa el potencial de almacenamiento energético por bombeo hidráulico en Gran Canaria

El estudio concluye que la Isla tiene una alta probabilidad de desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas de almacenamiento de energía de forma distribuida

Presas de Gran Canaria

Noticia en “Telde Actualidad”

<https://www.teldeactualidad.com/hemeroteca/noticia/grancanaria/2021/11/01/8933.html>



Telde Actualidad Las noticias al minuto
miércoles, 01 de junio de 2022 Última actualización 17:33
695 692 764 info@teldeactualidad.com

ACTUALIDAD SOCIEDAD ECONOMÍA CULTURA/OCIO SUCESOS FOTONOTICIA OPINIÓN DEPORTES NECROLÓGICAS

GRAN CANARIA 01/11/2021 - 16:54

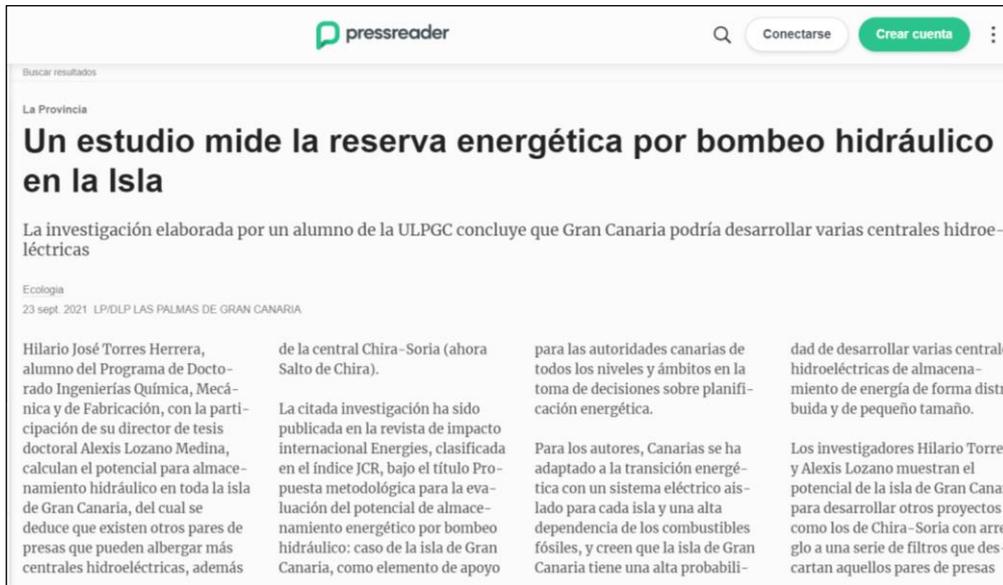
Un doctorando de la ULPGC propone un modelo de operación para la central 'Salto de Chira'

Hilario José Torres Herrera concluye que la central contribuirá de forma eficiente al sistema y no impedirá la introducción de otros sistemas de almacenamiento energético, como el electroquímico

3 comentarios

Noticia en “PressReader”

<https://www.pressreader.com/spain/la-provincia-be/20210923/282385517658510>



The screenshot shows a news article on the PressReader website. The article is titled "Un estudio mide la reserva energética por bombeo hidráulico en la Isla" and is published in "La Provincia". The text discusses a study by Hilario José Torres Herrera and Alexis Lozano Medina, which evaluates the potential for hydroelectric energy storage in Gran Canaria. The article mentions that the study was published in the journal "Energies" and that the authors believe Gran Canaria has a high probability of developing various hydroelectric power plants.

Entrevista en “Canal 4 TV: El Mostrador de Ezequiel López”

<https://www.youtube.com/watch?v=BM82BZrNtSU>

<https://www.youtube.com/watch?v=8hoEakF-Q40>



Esta página se ha dejado intencionadamente en blanco