

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA HIDRÁULICA Y MEDIO AMBIENTE

PROGRAMA DE DOCTORADO EN INGENIERÍA DEL AGUA Y MEDIO
AMBIENTE



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Ph. D. TESIS

**METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA LA MEJORA DE LOS
INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD EN LA REDES DE DISTRIBUCIÓN
PRESURIZADAS MEDIANTE EL USO DE SISTEMAS HÍBRIDOS**

AUTOR

ANGEL VALENTIN MERCEDES GARCIA

DIRECTORES DE TESIS

Dra. PETRA AMPARO LÓPEZ JIMÉNEZ
Dr. MODESTO PÉREZ SÁNCHEZ

Valencia, España
Enero de 2023

*"Convertid un árbol en leña y arderá para vosotros, pero no producirá flores ni
frutos para vuestros hijos."*

Robindranath Tagore

Esta página se dejó intencionalmente en blanco.

"El mundo es un lugar peligroso, no a causa de los que hacen el mal sino por aquellos que no hacen nada para evitarlo"

Mahatma Gandhi

Esta página se dejó intencionalmente en blanco.

Agradecimientos

Al finalizar un trabajo lleno de sacrificios y retos como el desarrollo de una tesis doctoral es inevitable que te asalte un sentimiento egocéntrico, que te lleva a concentrar la mayor parte del mérito en el aporte que has hecho. No obstante, el análisis objetivo va mostrando inmediatamente que la magnitud de ese aporte no hubiese sido posible sin el apoyo de personas e instituciones que han facilitado las cosas para que este trabajo llegue a un satisfactorio término. Por este motivo, es para mí un verdadero placer utilizar este espacio para ser consecuente y justo con ellos, expresándoles mis agradecimientos.

Toda meta que nos proponemos en la vida lleva consigo grandes retos, con los cuales, en ciertos momentos, una persona se puede encontrar perdido, desorienta y/o agobiado. Es por esto que, el papel de aquellos que te guían y acompañan forma parte fundamental en todo el transcurso de un proyecto. Quiero agradecerles enormemente, y de manera especial, a los que tuvieron este papel en el desarrollo de esta tesis: Amparo López, Modesto Pérez y Francisco (Paco) Sánchez; ustedes han sido y seguirán siendo un gran apoyo para alcanzar la elaboración de este documento. Sin ustedes no fuese posible decir que este proyecto existe. Su constante seguimiento y preocupación en todo el proceso se refleja a lo largo de este trabajo.

De igual manera, mencionando la célebre frase “la carga es más ligera cuando el peso es repartido”, mis compañeros del DIHMA, que juntos aceptamos el reto de realizar un doctorado, en especial a Carlos Macias, a quien agradezco sus innumerables momentos de risas y soporte en la elaboración de esta tesis. Desde que realizamos el máster, y ahora terminando el doctorado, siempre has sido un compañero valioso para mí.

También resalto que el afecto por la UPV es un sentimiento que siempre llevo conmigo. Estoy enormemente agradecido por todos los docentes que han contribuido a mi desarrollo académico.

En lo personal agradezco el apoyo incondicional de mi familia ¡son tantos que no puedo ni mencionarlos! Sin embargo, quiero destacar especialmente a mi padre, madre, hermano y hermana; ustedes siempre han sido un ejemplo para seguir enseñándome perseverancia, amor y paciencia en todo lo que me propongo.

Agradecimientos

A mi novia Aimee, tu paciencia, perseverancia, soporte y ánimo inagotable, son cualidades que te caracterizan, las cuales mostraste y me transmitiste durante todo el proceso de elaboración de esta tesis. Te agradezco infinitamente por siempre regalarme tu compañía, sonrisas y el nunca permitirme renunciar, motivándome a escalar cada peldaño que lleva hasta la cima. Me disculpo contigo, por todos esos momentos que por estar trabajando en la tesis me privaron de estar a tu lado, y por todas esas noches que te desvelaste solamente para asegurarte de que me encontraba en buen estado y siempre estar disponible para ofrecerme una mano.

Mis compañeros de trabajo de GSC, quiero agradecerles infinitamente por su apoyo y motivación para el desarrollo de mi vida profesional. Cada uno de ustedes mostraron voluntad de ayudar en los momentos en los que me sentía agobiado, intentando animar mi espíritu hasta lograr el objetivo. Para mí son parte importante de este logro.

Resumen

La emisión de gases de efecto invernadero de manera desmesurada, fruto del desarrollo humano, ha generado la degradación de la capa de ozono, provocando variaciones en los procesos ambientales que afectan a los organismos vivos en el planeta Tierra.

En los últimos años debido a una realidad palpable, como es el cambio climático, los seres humanos buscamos enfatizar en el cuidado del medio ambiente y la preservación de los recursos naturales. Por lo que, en la mayoría de los casos, el avance tecnológico se enfoca en alcanzar las metas de desarrollo sostenible planteadas por la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

Los sistemas convencionales de producción de energía emiten gases de efecto invernadero (GEI) en mayor proporción, mientras aumenta la demanda a la que estos son sometidos, debido al aumento poblacional. El mundo del agua no queda atrás, al tener que utilizar equipos energéticamente cada vez más consumitivos para suplir la demanda hídrica y, conociendo la existencia de desperdicio energético, se determina que existe una relación entre la emisión de GEI y el consumo de agua.

Debido a esto, la ingeniería hidráulica y ambiental buscan la manera de reducir la huella medioambiental relacionada con los usos del agua, mediante la mejora de las redes de distribución, suministro eléctrico mediante la producción de energía limpia y, al mismo tiempo, aprovechar la posibilidad de la recuperación energética de los sistemas de distribución de agua de manera presurizada.

Existen numerosos estudios que demuestran que, al optimizar las redes de distribución de agua: (i) se reduce la cantidad de energía requerida en las redes de abastecimiento; (ii) se reduce la emisión de GEI relacionados con el uso del agua; (iii) se aumenta el tiempo de vida útil de una red de abastecimiento; (iv) se mejora el aprovechamiento del agua mediante la reducción de fugas; (v) se logra disminuir el coste relacionado con la operación de los sistemas, entre otros.

El objetivo fundamental de esta tesis es presentar una metodología que sirva para establecer y mejorar los indicadores de sostenibilidad en las redes de

distribución de agua presurizada, utilizando sistemas híbridos de mejora de los parámetros energéticos, mediante la determinación y el dimensionamiento de *PAT (Pump working as Turbines)*, sistemas fotovoltaicos o reprogramación de sistemas de bombeo, entre otros, y de esta manera permitir la reducción de emisiones de *GEI* relacionados con el uso del agua.

El desarrollo del objetivo de esta tesis conllevó consigo la creación de tres (3) artículos científicos publicados en revistas JCR de alto impacto, con lo que se consiguió:

- (i) Contextualización del estudio, logrado mediante una revisión exhaustiva del estado del arte, estableciendo las diferencias existentes en los sistemas de distribución de agua desde el punto de vista de la sostenibilidad, y la evaluación de la implementación de diferentes tecnologías que aumenten la recuperación energética o el uso de electricidad de manera sostenible en las distintas redes, como son el uso *PVF* (paneles fotovoltaicos), *PAT*, reprogramación de sistemas de bombeo, así como otras estrategias de mejora de la sostenibilidad. En esta etapa, se analizaron 61 redes de abastecimiento de agua, de las cuales 16 utilizan *PAT* o *HER "Hydraulic Energy Recovery"*, 11 casos cambian el modo de operación y los restantes se centran en la producción de energía limpia mediante el uso de paneles fotovoltaicos y/o turbinas de viento.
- (ii) Optimización de redes de riego en busca de un sistema híbrido que persiga una configuración de utilización neta de energía neta, definiendo configuraciones en la red donde se plantea la instalación de sistemas fotovoltaicos flotantes (*PFV*) y/o terrestres (*GPV*), instalación de un sistema de recuperación energético y un banco de baterías. En el estudio se determinó el mejor punto de funcionamiento de las bombas y *PAT*, modificando su velocidad de giro mediante la instalación de variadores de frecuencia. Esta propuesta metodológica permitió definir coeficientes de ponderación para la optimización de los sistemas considerando índices económicos, sostenibles y medioambientales a través "*simulated annealing*" con el cual se permite conocer las mejores ubicaciones donde se debe instalar *HER*, el dimensionamiento de *PFV* y mostrando rentabilidad en el análisis Techno-económico.

- (iii) La aplicación y la optimización de una red de abastecimiento aislada que suple la demanda urbana, turística y paisajística de un lugar.

En el capítulo 2 se muestran distintos métodos de optimización de redes mediante la modelación, calibración y análisis hidráulicos donde varios estudios presentan tecnologías y herramientas que permiten estimar la cantidad de energía utilizada por el uso del agua en suministros de distintas envergaduras, exponiendo datos de las redes como son volumen inyectado, presión de abastecimiento, energía suministrada, regulación de los sistemas, entre otros. Esto permitió recopilar información de 61 casos de estudios donde se determina y/o estima el consumo energético de las redes de abastecimiento, así como también, la capacidad de mejorar los indicadores de sostenibilidad en dichos sistemas.

La revisión del estado del arte pone de manifiesto que tras la instalación de *PAT* se logra tener una recuperación energética desde un valor nulo hasta conseguir 0.042 kWh/m³. De igual manera se pudo estimar que tras la instalación de *PFV* para suministrar energía en las estaciones de bombeo se logra una reducción anual en la emisión de *GEI* de 16571 tCO₂. A su vez, se pudo determinar que, tras la modificación en la operación del sistema, se consigue modificar el consumo inicial anual de 11651 a 2100 MWh. Este estudio muestra la posibilidad de mejora en los sistemas utilizando distintas técnicas de optimización.

La búsqueda de sistemas autosuficientes conlleva el análisis detallado de los parámetros que influyen en las redes de abastecimiento. En el capítulo 3, se propone una metodología de optimización que muestra cómo se puede realizar la optimización de una red de riego real ubicada en Aspe (Alicante, España). Esta metodología emplea el método de optimización de “recocido simulado” o “*simulated annealing*”, tanto para conocer la mejor ubicación para instalar sistema micro hidroeléctricos como definir la regulación. La estrategia planteada define el área mínima de *PFV* requeridos para lograr una condición económicamente factible. El estudio muestra alternativas que alcanzan una reducción anual de emisión de *GEI* de hasta 2838 tCO₂, y, de igual manera, se aprecia la posibilidad anual de vender hasta 283 MWh al sistema de abastecimiento de energía local.

La metodología propuesta, asimismo fue aplicada en un sistema de abastecimiento de una ciudad aislada (Bahamas), mostrado en el capítulo 4. Se puede apreciar que al realizar modificación en la regulación del sistema se puede reducir el consumo energético anual de una estación de bombeo en un

32%, esto se consiguió tras realizar un método de optimización basado en la búsqueda de los mejores puntos de funcionamiento de las bombas. Por otro lado, al utilizar un sistema híbrido se logra mejorar los indicadores de sostenibilidad reduciendo la emisión de *GEI* en un 40%.

Por otra parte, la revisión de estado del arte se compone de 66 casos de estudios, que sirvieron como línea de partida de esta tesis. Estos artículos fueron analizados y comparados entre sí, para determinar la capacidad y alcance de cada una de las técnicas y metodologías propuestas aplicadas para el desarrollo sostenible de las redes de distribución de agua presurizadas.

Por último, esta tesis propone una metodología de las redes de distribución mediante la instalación de sistemas híbridos de optimización utilizando equipos de microgeneración hidroeléctrica y energía solar fotovoltaicas aplicado a en una red de distribución de riego y en casos de estudio de sistemas aislados.

Resum

L'emissió de gasos d'efecte hivernacle de manera desmesurada, fruit del desenvolupament humà, ha generat la degradació de la capa d'ozó, provocant variacions en els processos ambientals que afecten els organismes vivents en el planeta Terra.

En els últims anys degut a una realitat palpable, com és el canvi climàtic, els sers humans busquem emfatitzar en l'atenció del medi ambient i la preservació dels recursos naturals. Pel que, en la majoria dels casos, l'avanç tecnològic s'enfoca a aconseguir les metes de desenvolupament sostenible plantejades per l'Organització de les Nacions Unides (ONU).

Els sistemes convencionals de producció d'energia emeten gasos d'efecte hivernacle (GEI) en major proporció, mentre augmenta la demanda a què estos són sotmesos, a causa de l'augment poblacional. El món de l'aigua no queda arrere, a l'haver d'utilitzar equips energèticament cada vegada més consumptius per a suplir la demanda hídrica i, coneixent l'existència de deixalla energètica, es determina que hi ha una relació entre l'emissió de GEI i el consum d'aigua.

A causa d'açò, els enginyers hidràulics i ambientals busquen la manera de reduir l'empremta mediambiental relacionada amb els usos de l'aigua, per mitjà de la millora de les xarxes de distribució, subministrament elèctric per mitjà de la producció d'energia neta i, al mateix temps, aprofitar la possibilitat de la recuperació energètica dels sistemes de distribució d'aigua de manera pressuritzada.

Hi ha nombrosos estudis que demostren que, a l'optimitzar les xarxes de distribució d'aigua: (i) es reduïx la quantitat d'energia requerida en les xarxes d'abastiment; (ii) es reduïx l'emissió de GEI relacionats amb l'ús de l'aigua; (iii) s'augmenta el temps de vida útil d'una xarxa d'abastiment; (iv) es millora l'aprofitament de l'aigua per mitjà de la reducció de fugues; (v) s'aconsegueix disminuir el cost relacionat amb l'operació dels sistemes, entre altres.

L'objectiu fonamental d'esta tesi és presentar una metodologia que servisca per a establir i millorar els indicadors de sostenibilitat en les xarxes de distribució d'aigua pressuritzada, utilitzant sistemes híbrids de millora dels paràmetres energètics, per mitjà de la determinació i el dimensionament de PAT (Pump working as Turbines), sistemes fotovoltaics o reprogramació de sistemes de

bombament, entre altres, i d'esta manera permetre la reducció d'emissions de *GEI* relacionats amb l'ús de l'aigua.

El desenrotllament de l'objectiu d'esta tesi va comportar amb si la creació de tres (3) articles científics publicats en revistes JCR d'alt impacte, amb la qual cosa es va aconseguir:

- (i) Contextualització de l'estudi, aconseguit per mitjà d'una revisió exhaustiva de l'estat de l'art, establint les diferències existents en els sistemes de distribució d'aigua des del punt de vista de la sostenibilitat, i l'avaluació de la implementació de diferents tecnologies que augmenten la recuperació energètica o l'ús d'electricitat de manera sostenible en les distintes xarxes, com són l'ús *PVP* (panells fotovoltaics), *PAT*, reprogramació de sistemes de bombament, així com altres estratègies de millora de la sostenibilitat. En esta etapa, es van analitzar 61 xarxes d'abastiment d'aigua, de les quals 16 utilitzen *PAT* o *HER* "Hydraulic Energy Recovery", 11 casos canvien el mode d'operació i els restants se centren en la producció d'energia neta per mitjà de l'ús de panells fotovoltaics y/o turbines de vent.
- (ii) Optimització de xarxes de reg a la cerca d'un sistema híbrid que perseguisca una configuració d'utilització nul·la d'energia neta, definint configuracions en la xarxa on es planteja la instal·lació de sistemes fotovoltaics flotants (*PVF*) y/o terrestres (*GPV*), instal·lació d'un sistema de recuperació energètic i un banc de bateries. En l'estudi es va determinar el millor punt de funcionament de les bombes i *PAT*, modificant la seua velocitat de gir per mitjà de la instal·lació de variadores de freqüència. Esta proposta metodològica va permetre definir coeficients de ponderació per a l'optimització dels sistemes considerant índexs econòmics, sostenibles i mediambientals a través "*simulated annealing*" amb el qual es permet conèixer les millors ubicacions on s'ha d'instal·lar *HER*, el dimensionamiento de *PFV* i mostrant rendibilitat en l'anàlisi Techno-económico.
- (iii) L'aplicació i l'optimització d'una xarxa d'abastiment aïllada que suplix la demanda urbana, turística i paisatgística d'un lloc.

En el capítol 2 es mostren distints mètodes d'optimització de xarxes per mitjà de la modelació, calibratge i anàlisis hidràuliques on diversos estudis presenten tecnologies i ferramentes que permeten estimar la quantitat d'energia utilitzada per l'ús de l'aigua en subministraments de distintes envergadures, exposant

dades de les xarxes com són volum injectat, pressió d'abastiment, energia subministrada, regulació dels sistemes, entre altres. Açò va permetre recopilar informació de 61 casos d'estudis on es determina y/o estima el consum energètic de les xarxes d'abastiment, així com també, la capacitat de millorar els indicadors de sostenibilitat en els dits sistemes.

La revisió de l'estat de l'art posa de manifest que després de la instal·lació de *PAT* s'aconsegueix tindre una recuperació energètica des d'un valor nul fins a aconseguir 0.042 kWh/m^3 . De la mateixa manera es va poder estimar que després de la instal·lació de *PFV* per a subministrar energia en les estacions de bombament s'aconsegueix una reducció anual en l'emissió de *GEI* de 16571 tCO₂. Al seu torn, es va poder determinar que, després de la modificació en l'operació del sistema, s'aconsegueix modificar el consum inicial anual de 11651 a 2100 MWh. Este estudi mostra la possibilitat de millora en els sistemes utilitzant distintes tècniques d'optimització.

La busca de sistemes autosuficients comporta l'anàlisi detallat dels paràmetres que influïxen en les xarxes d'abastiment. En el capítol 3, es proposa una metodologia d'optimització que mostra com es pot realitzar l'optimització d'una xarxa de reg real ubicada a Aspe (Alacant, Espanya). Esta metodologia emprà el mètode d'optimització de "*simulated annealing*", tant per a conèixer la millor ubicació per a instal·lar sistema micro hidroelèctrics com definir la regulació. L'estratègia plantejada defineix l'àrea mínima de *PFV* requerits per a aconseguir una condició econòmicament factible. L'estudi mostra alternatives que aconseguixen una reducció anual d'emissió de *GEI* de fins a 2838 tCO₂, i, de la mateixa manera, s'aprecia la possibilitat anual de vendre fins a 283 MWh al sistema d'abastiment d'energia local.

La metodologia proposada, així mateix va ser aplicada en un sistema d'abastiment d'una ciutat aïllada (Bahames), mostrat en el capítol 4. Es pot apreciar que al realitzar modificació en la regulació del sistema es pot reduir el consum energètic anual d'una estació de bombament en un 32%, açò es va aconseguir després de realitzar un mètode d'optimització basat en la busca dels millors punts de funcionament de les bombes. D'altra banda, a l'utilitzar un sistema híbrid s'aconsegueix millorar els indicadors de sostenibilitat reduint l'emissió de *GEI* en un 40%.

D'altra banda, la revisió d'estat de l'art es compon de 66 casos d'estudis, que van servir com a línia de partida d'aquesta tesi. Aquests articles van ser analitzats i comparats entre si, per a determinar la capacitat i abast de

Resum

cadascuna de les tècniques i metodologies proposades aplicades per al desenvolupament sostenible de les xarxes de distribució d'aigua pressuritzades.

Finalment, aquesta tesi proposa una metodologia de les xarxes de distribució mitjançant la instal·lació de sistemes híbrids d'optimització utilitzant equips de microgeneració hidroelèctrica i energia solar fotovoltaiques aplicat a en una xarxa de distribució de reg i en casos d'estudi de sistemes aïllats.

Summary

The disproportionate emission of greenhouse gases, as a result of human development, has led to the degradation of the ozone layer, causing variations in environmental processes that affect living organisms on planet Earth.

In recent years, due to a palpable reality such as climate change, human beings seek to emphasize the care of the environment and the preservation of natural resources. Therefore, in most cases, technological progress is focused on achieving the sustainable development goals set by the United Nations (*UN*).

Conventional energy production systems emit greenhouse gases (*GHG*) in greater proportion, while the demand to which they are subjected increases due to population growth. The world of water is not left behind, having to use more and more energy-consuming equipment to meet the water demand and, knowing the existence of energy waste, it is determined that there is a relationship between *GHG* emissions and water consumption.

Because of this, hydraulic and environmental engineers are looking for ways to reduce the environmental footprint related to water uses, by improving distribution networks, power supply through the production of clean energy and, at the same time, taking advantage of the possibility of energy recovery from pressurized water distribution systems.

There are numerous studies that show that, by optimizing water distribution networks: (i) the amount of energy required in the supply networks is reduced; (ii) the emission of *GHG* related to water use is reduced; (iii) the lifetime of a supply network is increased; (iv) the use of water is improved by reducing leaks; (v) the cost related to the operation of the systems is reduced, among others.

The main objective of this thesis is to present a methodology to establish and improve sustainability indicators in pressurized water distribution networks, using hybrid systems to improve energy parameters, through the determination and sizing of *PATs* (Pump working as Turbines), photovoltaic systems (*PVP*) or reprogramming of pumping systems, among others, and thus allow the reduction of *GHG* emissions related to water use.

The development of the objective of this thesis entailed the creation of three (3) scientific articles published in high impact JCR journals, thus achieving:

- (i) Contextualization of the study, achieved through an exhaustive review of the state of the art, establishing the existing differences in the water distribution systems from the point of view of sustainability, and the evaluation of the implementation of different technologies that increase energy recovery or the use of electricity in a sustainable manner in the different networks, such as the use of *PVP* (photovoltaic panels), *PATs*, reprogramming of pumping systems, as well as other strategies to improve sustainability. At this stage, 61 water supply networks were analyzed, of which 16 use *PAT* or *HER* "Hydraulic Energy Recovery", 11 cases change the mode of operation, and the remaining ones focus on the production of clean energy through the use of photovoltaic panels and/or wind turbines.
- (ii) Optimization of irrigation networks in search of a hybrid system that pursues a configuration of zero net energy use, defining configurations in the network where the installation of floating photovoltaic systems (*PFV*) and/or terrestrial (*GPV*), installation of an energy recovery system and a battery bank are proposed. The study determined the best operating point for the pumps and *PATs*, modifying their rotational speed by installing frequency variators. This methodological proposal allowed defining weighting coefficients for the optimization of the systems considering economic, sustainable, and environmental indexes through "simulated annealing" with which it is possible to know the best locations where *HER* should be installed, the sizing of *PFV* and showing profitability in the Techno-economic analysis.
- (iii) The implementation and optimization of an isolated supply network that meets the urban, tourist and landscape demands of a site.

Chapter 2 shows different methods of network optimization through modeling, calibration, and hydraulic analysis where several studies present technologies and tools that allow estimating the amount of energy used for water use in supplies of different sizes, exposing network data such as volume injected, supply pressure, energy supplied, system regulation, among others. This allowed the collection of information from 61 case studies where the energy consumption of supply networks is determined and/or estimated, as well as the capacity to improve sustainability indicators in these systems.

The review of the state-of-the-art shows that after the installation of *PATs*, energy recovery is achieved from a null value to 0.042 kWh/m³. Likewise, it was estimated that after the installation of *PFV* to supply energy to the pumping

stations, an annual reduction in *GHG* emissions of 16,571 tCO₂ was achieved. At the same time, it was determined that, after the modification in the operation of the system, the initial annual consumption could be modified from 11651 to 2100 MWh. This study shows the possibility of improving the systems using different optimization techniques.

The search for self-sufficient systems involves a detailed analysis of the parameters that influence the supply networks. In Chapter 3, an optimization methodology is proposed that shows how the optimization of a real irrigation network located in Aspe (Alicante, Spain) can be performed. This methodology uses the "simulated annealing" optimization method, both to determine the best location to install micro hydroelectric systems and to define the regulation. The proposed strategy defines the minimum area of *PFV* required to achieve an economically feasible condition. The study shows alternatives that achieve an annual *GHG* emission reduction of up to 2838 tCO₂, and, likewise, the annual possibility of selling up to 283 MWh to the local energy supply system.

The proposed methodology was also applied in a supply system of an isolated city (Bahamas), shown in Chapter 4. It can be seen that by modifying the regulation of the system, the annual energy consumption of a pumping station can be reduced by 32%, this was achieved after carrying out an optimization method based on the search for the best operating points of the pumps. On the other hand, by using a hybrid system, it is possible to improve sustainability indicators by reducing *GHG* emissions by 40%.

On the other hand, the state of the art review is composed of 66 case studies, which served as the starting line of this thesis. These articles were analyzed and compared with each other, to determine the capacity and scope of each of the proposed techniques and methodologies applied for the sustainable development of pressurized water distribution networks.

Finally, this thesis proposes a methodology of distribution networks through the installation of hybrid optimization systems using micro-hydroelectric and solar photovoltaic microgeneration equipment applied to an irrigation distribution network and in case studies of isolated systems.

Contenido

<i>Agradecimientos</i>	VI
<i>Resumen</i>	VIII
<i>Resum XII</i>	
<i>Summary</i>	XVI
<i>Contenido</i>	XIX
<i>Índice de figuras</i>	XXI
<i>Índice de tablas</i>	XXV
<i>Lista de siglas y acrónimos</i>	XXVI
1. Introducción	1
1.1 <i>Motivación</i>	1
1.2 <i>Estructura de la tesis</i>	5
1.3 <i>Objetivos</i>	6
1.4 <i>Herramientas y Software empleado</i>	7
2. Objectives, Keys and Results in the water networks to reach the sustainable development goals	12
2.1 <i>Description</i>	12
2.2 <i>Abstract</i>	12
2.3 <i>Sustainability in the water cycle</i>	13
2.4 <i>Materials and methods</i>	18
2.5 <i>Results</i>	24
2.6 <i>Conclusions</i>	36
3. A new optimization approach for the use of hybrid renewable systems in the search of the zero net energy consumption in water irrigation systems	38
3.1 <i>Description</i>	38
	XIX

3.2	<i>Abstract</i>	38
3.3	<i>Introduction</i>	39
3.4	<i>Material and Methods</i>	44
3.5	<i>Results</i>	56
3.6	<i>Conclusions</i>	73
4.	Is possible the development of a green management strategy applied to water system in isolated cities? Optimized case study in Bahamas Islands	75
4.1	<i>Description</i>	75
4.2	<i>Abstract</i>	75
4.3	<i>Introduction</i>	76
4.4	<i>Materials and methods</i>	79
4.5	<i>Results</i>	89
4.6	<i>Conclusions</i>	101
5.	Resultados y Discusión	103
5.1.	<i>Fase de contextualización</i>	106
5.2.	<i>Fase del procedimiento analítico y experimental.</i>	113
5.2.1.	<i>Modelación y calibración de redes hidráulicas</i>	114
5.2.2.	<i>Fase experimental de metodología de optimización de indicadores de sostenibilidad aplicado a redes hidráulicas presurizadas. (Objetivo 7 / Capítulos 3 y 4).</i>	134
6.	Conclusiones y Futuros desarrollos y Futuros Desarrollos	163
6.1.	<i>Conclusiones</i>	163
6.2.	<i>Futuros desarrollos</i>	168
7.	Referencias	171

Índice de figuras

Figure 1. Altered Water Cycle	16
Figure 2. Global population and water withdrawal over time	17
Figure 3. Analysis indicators related to water usage. (A) Total Water Withdrawals (km ³ /year), (B) Energy Requirements(kW/year), and (C) GHG emission (tCO ₂ e/year).	25
Figure 4. Analysis per capita of indicators related to water usage. (A) Total Water Withdrawals (km ³ /year), (B) Energy Requirements (kW/year), and (C) GHG emission (tCO ₂ e/year).	27
Figure 5. Average Flow (l/s) for OS (a) and MS (b).....	28
Figure 6. Energy consumed related to water usage for OS (a) and MS (b).	29
Figure 7. GHG emission related to water usage for OS (a) and MS (b).	30
Figure 8. Energy cost related to water usage for OS (a) and MS (b).....	31
Figure 9. Energy cost related to water usage per capita or per Ha for OS (a) and MS (b).....	32
Figure 10. Overall efficiency Scheme.....	43
Figure 11. Proposed methodology	46
Figure 12. Example of one of the simulated procedures applied to the methodology	48
Figure 13. Case Study (ETRS89 UTM 30S 694899E 4246291N)	57
Figure 14. Average solar radiation and temperature each month (a) Hourly between January and June; (b) Hourly between July and December; (c) Average each month	59
Figure 15. LCOE values for different discount rates (k) (a) k=0.01, (b) k=0.04, (c) k=0.07, (d) k=0.1	61
Figure 16. LCOE average values (k=0.04) for different farmed Areas (a) 50% , (b) 75 % , (c) 100 % , (d) Characteristics parameters of the chosen machines in the optimization procedure (Id.- Identification of the machine in the database; Nm.- number of installed m number of installed machines;D.- Diameter of impeller;n.- rotational speed;nst1.- specific speed of the R-S1; nst2.- specific speed of the R-S2; QBEP.- Flow for the best efficiency point; HBEP.- Recovered head for the best efficiency point of the machine)	62

Figure 17. Average savings according to the farmed area and discount rates for configuration B (a) P-1 no considering public investment, (b) P-1 considering public investment; (c) P-2 no considering public investment, (d) P-2 considering public investment.	63
Figure 18. Used area of photovoltaic systems for different discount rates and energy prices in P-1 (a) Configuration C, (b) Configuration D, (c) Configuration E, (d) Configuration F.....	65
Figure 19. Annual Energy balance considering GPV, microhydropower system and injected energy by the pump when P-1 system is analyzed, and the farmed area is 75%. (a) Annual (b) Hourly example between 14th and 16th July for configuration E or F; (c) Hourly example between 17th and 19th November for configuration A or B.....	66
Figure 20. Indicator values as a function of the farmed area when P-1 system is analyzed for configuration F (a) SCI-PVR values (b) Annual Energy balance considering GPV, microhydropower system and injected energy c) Monthly environmental indicators (d) Sales and Purchases ratios for each month.	68
Figure 21. Sensitivity analysis of the LCOE and Saving value for the different configurations (a) Configuration B; (b) Configuration C; (c) Configuration E; (d) Configuration D; (e) Configuration F.	72
Figure 22. Proposal of the optimization strategy	80
Figure 23. Color calibration scale as a function of the KPEVs	82
Figure 24. Optimization procedure inside of Step II	83
Figure 25. Case study and hydraulic characteristics. (a) Global reference; (b) Satellite View; (c) Scheme of the Hydraulic Network; (d) Hydraulic Network.	89
Figure 26. Average solar radiation and temperature each month (a) Hourly (b) Daily	91
Figure 27. Calibrated model compared with recorded values (observed), simulated and distribution between supply, irrigation and leakages. (a) From January to June; (b) From July to December	92
Figure 28. Quartile evolution of the pumped optimization (a) E (b) RRSE (c) PBIAS percentage (d) BIAS flow in l/s (e) Injected volume in m ³ (f) Injected energy in kWh * Out of range	94
Figure 29. (a) α coefficient as a function of pumped flow, (b) Efficiency as a function of flow and analyzed scenario	95
Figure 30. Influence area between maximum and minimum as well as the optimum value (black line). (a) Theoretical recovered energy (b) Leakage reduction (c) LCOE and (d) NPV	96

Figure 31. Analysis demanded and generated power for used area equal to 150 m2. (a) Daily annual values (b) Detail of three days	97
Figure 32. (a) LCOE values when current prices are considered (b) LCOE values when future prices are considered (c) LCOE values for current and future prices when Configuration A is chosen (d) PVER for configuration A; (e) RRCO2 for configuration A; (f) Variation.....	99
Figure 33. (a) CCA values for configuration A (b) CCA values for configuration B	101
Figura 34. Diagrama de flujo del desarrollo de objetivos específicos.....	104
Figura 35. Proceso de optimización de sistemas de bombeo.....	116
Figura 36. Procedimiento de optimización utilizando “simulated annealing”	122
Figura 37. Determinación de paneles para el sistema fotovoltaico.....	123
Figura 38. Radiación solar y temperatura promedio (a) horario (b) Diario.....	130
Figura 39. Modelo de viabilidad tecno económica.....	136
Figura 40. Caso de estudio (ETRS89 UTM 30S 694899E 4246291N).....	138
Figura 41. Promedio de la radiación solar y de la temperatura cada mes (a) Por hora entre enero y junio; (b) Por hora entre julio y diciembre; (c) Media de cada mes.....	139
Figura 42. Valores de LCOE para distintas tasas de descuento. (a) $k=0.01$, (b) $k=0.04$, (c) $k=0.07$, (d) $k=0.1$	141
Figura 43. Valores medios del LCOE ($k=0.04$) para diferentes Áreas de cultivo (a) 50%, (b) 75 %, (c) 100 %, (d) Parámetros característicos de las máquinas elegidas en el procedimiento de optimización.....	142
Figura 44. Ahorro medio según la superficie cultivada y los tipos de descuento para la configuración B (a) P-1 sin considerar la inversión pública, (b) P-1 considerando la inversión pública; (c) P-2 sin considerar la inversión pública, (d) P-2 considerando la inversión pública.....	143
Figura 45. Superficie utilizada de los sistemas fotovoltaicos para diferentes tasas de descuento y precios de la energía en P-1 (a) Configuración C, (b) Configuración D, (c) Configuración E, (d) Configuración F.....	144
Figura 46. Balance energético anual considerando el GPV, el sistema micro hidroeléctrico y la energía inyectada por la bomba cuando se analiza el sistema P-1 y la superficie cultivada es del 75%. (a) Anual (b) Ejemplo horario entre el 14 y el 16 de julio para la configuración E o F; (c) Ejemplo horario entre el 17 y el 19 de noviembre para la configuración A o B.....	146
Figura 47. Valores de los indicadores en función de la superficie cultivada cuando se analiza el sistema P-1 para la configuración F (a) Valores del SCI-PVR (b)	

Balance energético anual considerando el GPV, el sistema micro hidroeléctrico y la energía inyectada (c) Indicadores medioambientales mensuales (d) Ratios de ventas y compras para cada mes.....	148
Figura 48. Análisis de sensibilidad del LCOE y del valor de ahorro para las diferentes configuraciones (a) configuración B; (b) configuración C; (c) configuración E; (d) configuración D; (e) configuración F.....	151
Figura 49. Caso de estudio de red de abastecimiento. (a) Referencia global; (b) Vista satelital; (c) Esquema de red hidráulica; (d) Red hidráulica.....	153
Figura 50. Evolución cuartil de la optimización del bombeo (a) E (b) RRSE (c) Porcentaje PBIAS (d) Caudal BIAS en l/s (e) Volumen inyectado en m ³ (f) Energía inyectada en kWh.....	155
Figura 51. (a) Coeficiente α en función del caudal bombeado, (b) Eficiencia en función del caudal y escenario analizado.....	156
Figura 52. Área de influencia entre el máximo y el mínimo, así como el valor óptimo (línea negra). (a) Energía recuperada teórica (b) Reducción de fugas (c) LCOE y (d) NPV.....	157
Figura 53. Análisis de la potencia demandada y generada para una superficie utilizada igual a 150 m ² . (a) Valores diarios anuales (b) Detalle de tres días.....	158
Figura 54. (a) Valores de LCOE cuando se consideran los precios actuales (b) Valores de LCOE cuando se consideran los precios futuros (c) Valores de LCOE para precios actuales y futuros cuando se elige la configuración A (d) PVER para la configuración A; (e) RRCO ₂ para la configuración A; (f) Variación de las necesidades de baterías en función de la superficie utilizada.....	160
Figura 55. (a) Valores de CCA para la configuración A (b) Valores de CCA para la configuración B.....	161

Índice de tablas

Table 1. Information of the studies cases.....	20
Table 2. Optimization of applied techniques in water systems.....	22
Table 3. Indicators vs measured SDGs.	24
Table 4. Values obtained in an analysis of networks in initial operation (OS).....	34
Table 5. Values obtained in a modified network analysis in operation (MS).....	35
Table 6. Summarize of study cases emphasized on SDGs	36
Table 7. Economic costs used in the optimization procedure.....	51
Table 8. Definition of the different configurations (I)	53
Table 9. Definition of the different configurations (II).....	54
Table 10. Range of the LCOE values	78
Table 11. Definition of the KPVE expression	82
Table 12. Definition of the energy expressions in a water distribution system	84
Table 13. KPEV values for calibration	93
Tabla 14. Casos de estudio como parte de la contextualización.....	108
Tabla 15. Técnicas de optimización aplicadas a los sistemas de distribución de agua	109
Tabla 16. Indicadores de ODS.....	110
Tabla 17. Valores obtenidos en un análisis de redes en operación inicial (OS)....	111
Tabla 18. Valores obtenidos en un análisis de redes en operación modificado (MS).	112
Tabla 19. Resumen de los casos de contextualización enfocados en los ODS.....	113
Tabla 20. Clasificación de bondad de resultado [179].....	115
Tabla 21. Expresiones energéticas de un sistema de distribución de agua.....	118
Tabla 22. Rango de valores asignados al LCOE.....	120
Tabla 23. Número de día considerado para la representación del mes considerado en el diseño de PVP.....	125
Tabla 24. Ventajas y Desventajas de FPV & GPV.....	129
Tabla 26. Coste económico utilizado en el procedimiento de optimización (Continuación).....	132
Tabla 27. Indicadores medioambientales y económicos.....	134
Tabla 28. Diferentes configuraciones para el análisis (Desde A hasta C).....	137
Tabla 29. Diferente configuración para el análisis (Desde D hasta F).....	137

Lista de siglas y acrónimos

Acrónimos	Significado	Unidad
α	Velocidad de rotación	<i>rpm</i>
α_c	Radio de enfriamiento	<i>Adimensional</i>
β	Inclinación óptima de paneles fotovoltaicos	<i>Grados</i>
δ	Angulo de declinación de panel solar	<i>Radianes</i>
φ	Angulo de latitud terrestre	<i>Radianes</i>
γ	Coefficiente de decaimiento	<i>Adimensional</i>
η_p	Eficiencia de la bomba	<i>Adimensional</i>
η_{am}	Eficiencia de motor asincrónico	<i>Adimensional</i>
η_{fc}	Eficiencia del convertidor	<i>Adimensional</i>
ω_s	Angulo horario de la puesta del sol	<i>Radianes</i>
<i>ACi</i>	Coste de operación y mantenimiento	<i>€/año</i>
<i>AC_{il}</i>	Coste anual incluyendo costes operativos y de energía	<i>€/año</i>
<i>ACiR</i>	Costes de operación y mantenimiento	<i>€/año</i>
<i>ACOMEX</i>	Coste operacional y de mantenimiento	<i>€/año</i>
<i>AIi</i>	Ingreso anual	<i>€/año</i>
<i>AI_i</i>	Ingreso anual de ventas de energía	<i>€/año</i>
ΔNPV	Diferencia de valores netos presentes	<i>€</i>
Δt	Intervalo de tiempo	<i>Año</i>
BEH	Curva de altura de mejor eficiencia	<i>Adimensional</i>
BPF	Curva de caudal mejor potencia	<i>Adimensional</i>
BPH	Curva de altura mejor potencia	<i>Adimensional</i>
XXVI		

Acrónimos

CCA	Coste de la reducción de carbono	€/t CO ₂
COM	Cambios en programación o modo de funcionamiento	Adimensional
CO ₂ C	Las emisiones de CO ₂ para la estación de bombeo inicial	t CO ₂ /kWh
CO ₂ C	Coste/beneficio para el beneficio medioambiental	€
CO ₂ E	Emisiones de CO ₂	kgCO ₂
CT	Impuesto de carbono	€/t CO ₂
E	Coefficiente <i>Nash-Sutcliffe</i>	Adimensional
EC	Coefficiente de energía	Adimensional
Efr	Energía de fricción	kWh
EFRb	Energía de fricción disipada por pérdidas	kWh
Ei	Energía anual recuperada	kWh/año
ENRE	Fuente de energía no renovable	kWh
ENTR	Energía teórica no recuperable	kWh
E _p	Energía bombeada	kWh
E _{ri}	Energía requerida para consumo	kWh
ER _{lb}	Energía de requerida para riego	kWh
E _t	Energía total	kWh
E _{ta}	Energía teórica disponible	kWh
ETb	Energía total	kWh
E _{tn}	Energía teórica necesaria	kWh
E _{tr}	Energía teórica recuperable	kWh
ETR _b	Energía teórica recuperable	kWh
Fi	Gastos de combustible	€
FPV	Panel fotovoltaico flotante	Adimensional
GEI	Gases de efecto invernadero	t CO ₂ /año
GIS	Sistema de información geográfica	Adimensional
GPV	Panel fotovoltaico terrestres	Adimensional
GSC	<i>Great Stirrup Cay</i>	Adimensional
H _b	Radiación del haz de luz	W/m ²
H _d	Radiación difusa	W/m ²
HDPE	Polietileno dúctil alto	Adimensional
HER	Reguladores hidroeléctricos	Adimensional

H_i	Altura piezométrica de punto estudiado	<i>mca</i>
H_o	Irradiación mensual extraterrestre	<i>Wh/m²</i>
H_{pj}	Altura de bombeo requerida en un intervalo	<i>mca</i>
HRS	Sistemas renovables híbridos	<i>Adimensional</i>
i	Articulación estudiada	<i>Adimensional</i>
$I(t)$	Irradiancia en cada panel fotovoltaico	<i>W/m²</i>
$IC_{Bateria}$	Coste de inversión de las baterías	<i>€/kWh</i>
IC_{CD}	Coste de inversión en relación con el dispositivo de control	<i>€/kWh</i>
IC_{civil}	Obras civiles	<i>€/kWh</i>
$ICCV$	Coste de inversión relacionados a las válvulas de control	<i>€</i>
$ICFM$	Coste de inversión relacionados con el caudalímetro	<i>€</i>
IC_i	Coste anual incluyendo compra de operación y energía (dependiendo de la configuración)	<i>€/año</i>
IC_0	Inversión inicial	<i>€</i>
IC_{OPC}	Coste de inversión relacionados a otros costes del proyecto, incluyendo impuestos de ingeniería	<i>€</i>
IC_{OR}	Inversión inicial en equipos de recuperación	<i>€</i>
IC_{PATs}	Coste de inversión relacionado a coste de motor hidráulico/generador	<i>€/kWh</i>
IC_{pipe}	Coste de inversión relacionado a tuberías	<i>€</i>
IC_{PRV}	Coste de inversión relacionado a válvulas de reducción de presión	<i>€</i>
IC_{PV}	Coste de inversión de los paneles fotovoltaicos e instalación	<i>€/m²</i>
IC_{Soil}	Coste de inversión relacionado a compra de terrenos	<i>€/m²</i>

Acrónimos

IC _T	Tecnología de información y comunicación	€
I _{sc}	Constante solar	W/m ²
I _{STC}	Irradiación en condiciones estándares	W/m ²
K	La tasa de descuento real utilizando un análisis de sensibilidad entre 0.01 y 0.1	Adimensional
KT	índice de claridad	Adimensional
KPEV _s	Valores clave de error de rendimiento	Adimensional
LCOE	Coste nivelado de la energía	€/kWh
LCOE _c	Valor actual LCOE para la estación de bombeo	€/kWh
LCOE _M	El valor LCOE incluyendo el coste relacionado al combustible	€/kWh
L ₀	Número de transiciones para cada temperatura	Adimensional
MS	Sistema modificado	Adimensional
n	Número de estaciones de riego	Adimensional
n	Número de días del año	Adimensional
NPV	Valor neto presente	€
NPV _m	Valor neto actual para las configuraciones y suposiciones	€
NPV ₀ ^I	Valor neto actual sin recuperación e instalación fotovoltaica	€
NR	Velocidad de rotación nominal	rpm
NRS	Número de sistemas de recuperación instalados	Adimensional
OS	Sistema original	Adimensional
PAT-PV	Bomba como turbina/sistema piloto solar	Adimensional
PAT	Bombas utilizadas como turbinas	Adimensional
PER	Ratio de energía comprada	Adimensional
P _h	Potencia en el eje transferida al agua	kW
P _i	Presión de servicio en el nodo cuando hay consumo	mca

P_{ij}	Presión en el nodo para un intervalo específico	<i>mca</i>
$P_{ij,min}$	Presión mínima de servicio requerida para un intervalo específico	<i>mca</i>
$P_{min C}$	Presión mínima de servicio	<i>mca</i>
$P_{min i}$	Presión mínima para garantizar el nodo más desfavorable	<i>mca</i>
P_{PV}	Potencia obtenida por el sistema fotovoltaico	<i>W/m²</i>
PRVs	Válvulas reductoras de presión	<i>Adimensional</i>
PV	Fotovoltaico	<i>Adimensional</i>
PVER	Ratio de energía fotovoltaica	<i>Adimensional</i>
PVP	Panel fotovoltaico	<i>Adimensional</i>
PVR	Ratio fotovoltaico	<i>Adimensional</i>
PVSR	Ratio de ventas fotovoltaicas	<i>Adimensional</i>
Q_i	Flujo a lo largo del tiempo en la línea	<i>m³/s</i>
Q_{it}	Flujo bombeado para cada vez	<i>m³/s</i>
Q_{pi}	Flujo bombeado para intervalo	<i>m³/s</i>
R_{CO_2}	Reducción de las emisiones de CO ₂	<i>kgCO₂</i>
R_d	relación entre radiación difusa horaria y difusa diaria	<i>Adimensional</i>
RE_{iR}	Energía anual recuperada	<i>kWh/año</i>
RE_R	Ratio de energía recuperada	<i>Adimensional</i>
RE_{SR}	Ratio de ventas de energía recuperada	<i>Adimensional</i>
R_{IT}	Ingreso residual	<i>€/año</i>
RR	Ratio recuperado	<i>Adimensional</i>
$RRCO_2$	Ratio de la reducción de emisiones de CO ₂	<i>Adimensional</i>
RRSE	Raíz cuadrada del error relativo	<i>Adimensional</i>
R_t	Relación entre radiación total horaria y radiación total diaria	<i>Adimensional</i>
S	Porcentaje de ahorros económicos	<i>Adimensional</i>
SCI	Índice de autoconsumo	<i>Adimensional</i>
ODS	Metas de desarrollo sostenible	<i>Adimensional</i>
T	Vida útil	<i>Años</i>

Acrónimos

T_{cel}	Temperatura de la celda	<i>Celsius</i>
T_{SCT}	Temperatura de la celda bajo condiciones estándares	<i>Celsius</i>
tCO_2	Tonelada de CO_2	<i>t CO_2</i>
T_f	Temperatura final	<i>Celsius</i>
T_i	Temperatura inicial	<i>Celsius</i>
T_t	Temperatura de transición	<i>Celsius</i>
VFD	Controlador de frecuencia variable	<i>Adimensional</i>
VOS	Estrategias de operación variable	<i>Adimensional</i>
WT	Turbinas de agua	<i>Adimensional</i>
Z_i	Nivel de cabecera del punto analizado	<i>m</i>
z_0	Nivel de la superficie de agua libre del embalse	<i>m</i>

Capítulo 1

Introducción

1. Introducción

1.1 Motivación

En todas las etapas en las que el agua es tratada para ser utilizada por el ser humano (recolección, purificación y distribución) se requiere energía eléctrica [1]. El servicio de agua se afecta así por la demanda de dicho sistema. Es por ello que el incremento en la demanda de consumo ha creado la necesidad de buscar nuevas fuentes de energía para suministrar estos equipamientos de manera más sostenible, como lo muestra [2], por ejemplo con la instalación de turbinas que recuperan hasta un 70% de la energía recuperable de su sistema, o [3] optimizando la gestión de redes disminuye el consumo energético en un 29%, [4] mediante la instalación de *PAT* consigue recuperar anualmente hasta 58.2 MWh y [5] mostrando una recuperación energética diaria de 7160 kWh. En general, en una red de abastecimiento urbana, el caudal demandado es dependiente de las actividades sociales, las cuales, son irregulares y abruptamente cambiantes, por lo que, el patrón de consumo será mantenido en un régimen transitorio [6].

Las consecuencias causadas por el cambio climático están generando que las políticas de los gestores de agua estén enfocadas en mejorar la sostenibilidad. Puesto que el cambio climático presenta una de las mayores amenazas para el medio ambiente, la producción de energía limpia y reducción del consumo de energía están entre las primeras directrices usadas para enfrentar esta actual realidad [7]. Los sistemas de abastecimiento de agua consumen una potencia considerable, a modo de ejemplo se indican algunos casos: Toronto 0.41

kWh/m³ y Turín 0.31 kWh/m³ [7]. Uno de los acercamientos para la mejora de su uso y gerencia de producción se enfoca en sistemas hidráulicos [8].

La fuente más común en el mundo para producir electricidad son los generadores que utilizan combustibles fósiles, los cuales tienen grandes emisiones de *GEI* hacia la atmósfera, como muestra [9] exponiendo que estas fuentes emiten 1.25 kgCO₂/kWh y donde las emisiones alcanzan 0.88 tCO₂/MWh debido al uso del carbón [10]. En este sentido, en años recientes, la comunidad científica ha enfocado su atención en el estudio para obtener energía limpia o recuperada en sistemas de distribución. Por otro lado, la implementación de políticas que regulen el consumo de energía para sistemas hidráulicos puede reducir el uso de esta hasta un 30% comparado con servicios no regulados [8]. Para lograr un desarrollo ideal y, derivar un balance apropiado entre ambiental, económico e intereses sociales, se hace necesario un acercamiento de múltiples partes interesadas, que envuelva todos los intereses grupales en el proceso de toma de decisión [11].

Las distintas fuentes consultadas indican que debido a la gran cantidad de *GEI* emitidos como el resultado de las actividades del desarrollo socioeconómico (antropogénico), se han mostrado serias variaciones en el medio ambiente [12], y como consecuencia, se ha producido una variación en todos los procesos naturales, como lo muestra [13] denotando que el 60% de los humedales y lagos naturales han desaparecido en el mundo. Se estima que existen lugares donde para el 2030, el requerimiento energético por el sector del agua aumentara hasta en un 300% [14].

Algunos estudios muestran que en regiones donde hay mayor consumo de agua per cápita, las emisiones de CO₂ también aumentan, y estas localidades tienen un mayor nivel tecnológico, social y económico [15]. Por otro lado, algunos autores indican que la gestión del agua va a ser presionada para buscar estándares más estrictos de calidad, aumentando la demanda de ésta y el requerimiento para adaptarse al cambio climático, reduciendo las emisiones de *GEI* [16].

El aumento de eficiencia en la producción, transformación y utilización de energía necesita mejoras en la operación y diseño de tecnologías actuales que realicen esta tarea. El incremento de la demanda de energía, el requerimiento de agua, variaciones en el coste de combustible, y constantes preocupaciones sobre el cambio climático han causado que, las distintas entidades regulatorias enfoquen su atención en fuentes cada vez más eficientes para la producción de energía [17]. En las últimas décadas, el objetivo ha sido tener la capacidad de

crear sistemas de potencia más eficientes, que se reconoce como una relación beneficiosa [18], [19]. La resolución de problemas medioambientales críticos se logrará utilizando sistemas de generación de energía híbrida, así como, el uso de fuentes renovables [20]. Estas habilitan a los sistemas a trabajar en un punto operativo eficiente, así como permiten la flexibilidad en la expansión del sistema.

En casos aislados, la mayoría del agua es utilizada para dar un servicio, y es un elemento central en los paisajes [21]. Lugares ubicados en áreas remotas, sin electricidad y/o aislados, están optando por la instalación de la alternativa mencionada anteriormente porque facilita el suministro de agua en estas áreas. Algunos ejemplos están localizados en: Corea del sur [22], México y Alemania [23]. Finalmente, un análisis de escala global realizado por [24] determinó que la accesibilidad del agua es un factor clave para los requerimientos energéticos, potencial de emisión de *GEI* y suelen requerir opciones de abastecimiento de alto consumo.

Se presenta Otro ejemplo, tras la electrificación de la agricultura y el área de riego en Dóngola, Sudán, donde se logró alcanzar el Coste Nivelado de la Energía (*LCOE*) en un valor aproximado de 0.35 €/kWh [25]. El trabajo descrito en [26] desarrolló una profunda revisión y análisis de los valores de *LCOE* cuando en las aldeas indonesias se implementan con sistemas híbridos (fotovoltaico, microhidráulicas y/u otras energías renovables), siendo comparadas con la solución diésel convencional. Estos valores *LCOE* fueron entre 0.2 y 0.8 €/kWh dependiendo de la localización y de la solución adoptada. Se realizaron análisis similares en la región amazónica, en los que los valores de *LCOE* oscilaron entre 0.25 y 1 €/kWh, dependiendo del sistema de energía ecológica propuesta por los gestores [27].

La implicación práctica de las sinergias es la mejora de los resultados financieros y ambientales de las inversiones en la eficiencia de los recursos [28]. En distintos estudios, se puede ver que, en áreas aisladas, la instalación de sistemas fotovoltaicos con batería o suministro energético mediante las turbinas eólicas son la mejor opción para la producción de energía limpia [29]. El uso de baterías de energía solar, energía eólica u otra fuente de energía híbrida limpia para las estaciones de bombeo es la opción que está obteniendo más fama. Son las aplicaciones más prometedoras que pueden ser asignadas a esta tecnología. Estas alternativas garantizan la cantidad de energía necesaria para los sistemas de distribución de agua, presentando menores requerimientos significativos que otras tecnologías emergentes [30].

Diversos estudios consultados demuestran que, tras la instalación de sistemas fotovoltaicos en comunidades aisladas en distintas partes del mundo, puede llegar a darse una reducción de hasta un 67% en el uso de combustibles fósiles [31]. Estas propuestas muestran nuevas variaciones sostenibles para proporcionar energía a los sistemas de bombeo. Esto puede reducir las emisiones de *GEI* en una proporción crítica de hasta un 75% [32]. Particularmente, la electrificación y acoplamiento para transporte y calefacción residencial puede reducir las emisiones de CO₂ alrededor de un 25% [33].

Los sistemas de agua no deben estar lejos de estas nuevas tendencias. Los gestores de agua necesitan incorporar el uso de sistemas híbridos para reducir el consumo de energía no renovables, así como su huella de carbono [34]. Diferentes enfoques de este problema fueron publicados por diversos grupos de investigación para mejorar estos parámetros. A modo de ejemplo, [35] analizó el uso del almacenamiento híbrido y determinó que también reduce la restricción de la generación renovable mediante la programación multiobjetivo, alcanzando valores *LCOE* alrededor de 1.46 €/kWh. Un nuevo algoritmo metaheurístico llamado "*Artificial Sheep Algorithm*" (algoritmo de oveja artificial) fue aplicado en la optimización de redes de agua bombeada [36]. En estos métodos, [34] propuso una estrategia operativa para integrar las bombas como turbinas en los sistemas de suministro de agua, mejorando el uso de la regulación en alrededor del 20%.

La presente tesis propone una nueva estrategia de operación, buscando el uso optimizado de sistemas híbridos, particularmente fotovoltaica y microgeneración hidráulica, en función de demanda a lo largo del tiempo. El planteamiento permite la incorporación de distintas energías renovables integradas en la gestión de la red, si los gestores las consideran en futuros escenarios. Los métodos propuestos incorporan un procedimiento que permite la minimización de la energía bombeada, así como la toma de decisiones para elegir la mejor opción de gestión para mejorar los indicadores de sostenibilidad.

La metodología propuesta dispone alternativas de mejoras sostenibles en las redes de distribución de agua, las cuales garantizan la disminución de gases de efecto invernadero relacionados con el uso del agua. Como limitante principal de esta tesis, se encuentra en que este documento centra únicamente en la utilización de microcentrales hidroeléctricas y sistemas fotovoltaicos, sin abrir cabida a sistemas alternativos de producción de energía limpia como son turbinas eólicas y mareomotriz, aunque podrían implementarse en la metodología definida.

1.2 Estructura de la tesis

La presente tesis se encuentra estructurada en 7 capítulos principales donde se describen las distintas etapas de la investigación.

En el **Capítulo 1**, se muestra la introducción a la tesis en conjunto a la motivación, la estructura del documento, los objetivos planteados y las herramientas y softwares empleados.

El **Capítulo 2**, contiene la contextualización de esta tesis, la cual se plantea con el Artículo I, denominado “*Objectives, Keys and Results in the Water Networks to Reach the Sustainable Development Goals*” en el cual se agrupan distintos casos de estudio donde, distintos autores plantean herramientas para mejorar los indicadores de sostenibilidad de las redes de distribución de agua presurizada en diferentes partes del mundo.

El **Capítulo 3**, contiene el Artículo II denominado “*A new optimization approach for the use of hybrid renewable systems in the search of the zero net energy consumption in water irrigation systems*”, donde se plantea la metodología utilizada en una red de riego, proponiendo sistemas híbridos renovables para el desarrollo sostenible del sistema.

El **Capítulo 4** contiene el Artículo III denominado “*Is possible the development of a green management strategy applied to water system in isolated cities? Optimized case study in Bahamas Islands*”, donde se plantea la metodología utilizada en una red de distribución híbrida (urbana y de regadío), proponiendo sistemas de producción de energía limpia para suministrar los requerimientos de la estación de bombeo como búsqueda en la disminución del impacto ambiental relacionado con el servicio del agua.

El **Capítulo 5** es una síntesis de los resultados obtenidos tras el desarrollo de cada uno de los objetivos.

En el **Capítulo 6**, se exponen las principales conclusiones obtenidas en la tesis, así como las futuras líneas de investigación derivadas de esta tesis.

El **Capítulo 7** muestra la bibliografía utilizada como base inicial de desarrollo en los distintos capítulos de la tesis.

A continuación, se describen cada uno de los artículos publicados como parte del programa de estudio de doctorado, teniendo un total de tres artículos, cada uno correspondiente a cada uno de los mencionados capítulos:

Artículo I: Objectives, Keys and Results in the Water Networks to Reach the Sustainable Development Goals

a. Autores:

Angel Valentín Mercedes García; P. Amparo López-Jiménez;
Francisco-Javier Sánchez-Romero; Modesto Pérez-Sánchez.

b. Revista:

Water ISSN 2073-4441
Factor de Impacto 3.103. JCR (Q2). 36/100 Water Resources

c. Estado:

Publicado [Water 2021, 13, 1268; doi:10.3390/w13091268]

Artículo II: A new optimization approach for the use of hybrid renewable systems in the search of the zero net energy consumption in water irrigation systems

a. Autores:

Angel Valentín Mercedes García; Francisco-Javier Sánchez-Romero;
P. Amparo López-Jiménez; Modesto Pérez-Sánchez.

b. Revista:

Renewable Energy ISSN 0960-1481
Factor de impacto 8.634. JCR (Q1). 25/119 Energy&Fuels

c. Estado:

Publicado [Renewable 2022; doi: 10.1016/j.renene.2022.06.060]

Artículo III: Is possible the development of a green management strategy applied to water system in isolated cities? An optimized case study in Bahamas

a. Autores:

Angel Valentín Mercedes García; Francisco-Javier Sánchez-Romero;
P. Amparo López-Jiménez; Modesto Pérez-Sánchez.

b. Revista:

Sustainable cities and society ISSN 2210-6707
Factor de impacto 10.696. JCR (Q1). 2/68 Construction&Building
technology; 16/119 Energy&Fuels

c. Estado:

Publicado [SCS 2022, 85; doi: 10.1016/j.scs.2022.104093]

1.3 Objetivos

La finalidad fundamental de la presente tesis es plantear una metodología de análisis para la mejora de los indicadores de sostenibilidad en las redes de distribución presurizadas mediante el uso de sistemas híbridos.

Conociendo el objetivo principal, a continuación, se muestran los específicos:

1. Realizar una revisión de estado del arte de indicadores de sostenibilidad que sirvan para evaluar las técnicas comúnmente utilizadas en los sistemas de distribución de agua presurizada y las mejoras implementadas en los mismos.
2. Analizar los sistemas de recuperación energética y de producción de energía renovable, implementados en distintos sistemas de distribución alrededor del mundo (sistemas fotovoltaicos fijos y flotantes, micro hidroeléctricas, *PAT*, entre otros).
3. Determinar los parámetros de regulación de los sistemas de distribución de agua a presión mediante el levantamiento de datos, la elaboración y calibración de modelos hidráulicos utilizando el software *EPANET*.
4. Desarrollar una metodología de optimización de redes de agua, planteando la instalación de tecnologías que mejoren los parámetros medioambientales relacionado con las mismas.
5. Definir coeficientes de ponderación para la optimización de sistemas de recuperación energética, considerando componentes sostenibles, índices económicos e indicadores energéticos.
6. Determinar cambios y mejoras en los indicadores medioambientales relacionados con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, obtenidas como producto de la implementación de medidas y elementos tecnológicamente viables.
7. Aplicar la metodología propuesta a dos redes reales de distribución de agua presurizada (de riego y urbana) para determinar posibles mejoras en la operación y mantenimiento de las redes.

1.4 Herramientas y Software empleado

La presente investigación doctoral plantea una metodología que permite la optimización de redes presurizadas de distribución de agua. Se plantean estrategias que desarrollen mejoras en los indicadores económicos y medioambientales. Los diferentes indicadores están relacionados con la demanda energética, que conllevan los elementos que conforman los sistemas

de distribución. De esta manera, la metodología busca promover un desarrollo sostenible en la utilización del recurso.

Es posible lograr la aplicación de esta metodología, cuando se conocen las condiciones y características de cada uno de los elementos de la red. De esta manera, se plantea: (i) la reprogramación de equipos de bombeo en el mejor punto de eficiencia, (ii) determinar la capacidad de recuperación energética en la red, (iii) homogenizar las presiones en los distintos puntos de las conducciones mediante la instalación de reguladores de presión (*PAT*) y, (iv) la utilización de fuentes eléctricas que no generen emisiones para el suministro energético. Cada uno de los materiales y métodos utilizados para el desarrollo de esta tesis se enumeran y describen en los siguientes párrafos de este capítulo.

Las estrategias para el desarrollo de esta tesis se basaron en: (i) realización del modelo hidráulico de la red de distribución; (ii) calibración y validación de datos de modelo analítico; (iii) optimización de equipos de bombeo disminuyendo los requerimientos energéticos y exceso de presión en la red mediante su reprogramación, garantizando el aporte de altura mínimo requerida a distintos caudales de funcionamiento ; (iv) análisis de balance energéticos de las redes de distribución; (v) optimización mediante técnicas que propicien la recuperación energética y la implementación de producción de energía eléctrica sostenible; (vi) examinar los valores obtenidos de los indicadores medioambientales; (vii) inspeccionar los valores de indicadores económicos; (viii) combinar los puntos antes mencionados, para desarrollar una toma de decisiones de manera económica y técnicamente viable.

La realización del modelo hidráulico de las redes de distribución de agua presurizada está basado en la digitalización de diferentes componentes que la componen, los cuales son datos de entrada para su creación: 1) desarrollo de topología de la red, tomando en cuenta el sistema de información geográfica *GIS* en término de conducciones, diámetros, cotas, nodos y materiales; 2) asignación de la demanda base en cada uno de los nudos del sistema; 3) definición del patrón de consumo anualizado utilizando datos registrados de los caudalímetros de la red; 4) establecimiento de la tendencia de consumo horaria basada en las lecturas históricas; 5) determinación del número de aperturas y tiempo de apertura que tendrán cada nudo de consumo para ajustar el valor registrado con el resultado arrojado por el modelo.

La realización de los modelos hidráulicos y analíticos para el desarrollo de esta investigación se llevaron a cabo con el uso de los modelos numéricos *EPANET*

y *WaterPAT*. *EPANET* es un programa de código libre que permite determinar el comportamiento de redes de distribución de agua potable presurizada mediante simulaciones estacionarias y cuasiestático, siendo originalmente diseñada como una herramienta de investigación por la *Environmental Protection Agency (EPA)* [37]. Por su parte, *WaterPAT* es un programa que plantea la instalación de bombas funcionando como turbinas en una red de distribución de agua, tomando como referencia criterios de localización, energéticos, operacionales y económicos. Este software fue desarrollado inicialmente por los tutores de la tesis, así como coautores de las publicaciones presentes en esta investigación, implementándose los desarrollos establecidos en esta tesis.

Tras el desarrollo del modelo analítico, se realiza una calibración determinando la bondad de los resultados. Este se realiza manteniendo una característica constante de parámetros de error (*KPEV* por su acrónimo en inglés *Key Performance Error Values*). Los *KPEV* corresponden a: Coeficiente *Nash-Sutcliffe (E)*, Error relativo (*RRSE*), el sesgo porcentual (*PBIAS*) y el índice de sesgo (*BIAS*).

Tras obtener valores deseados en la calibración del modelo hidráulico, se utilizan los valores de caudal y presión en una estrategia de optimización de los equipos de bombeo. Esta estrategia está basada en el método "*Newton-Raphson*". Ello permite definir distintas velocidades de rotación de las estaciones de bombeo donde se busca alcanzar para un caudal dado la presión mínima de inyección. En el capítulo 4, se muestra la utilización de este procedimiento.

El desarrollo de un balance energético permite estimar la energía recuperable disponible en un sistema de distribución, considerando que se tiene que satisfacer los requerimientos mínimos de presión y caudal de demanda. Este balance permite discretizar los lugares donde potencialmente se puede instalar un equipo de recuperación de energía (Por ejemplo, bombas utilizadas como turbinas *PAT*). Esta estrategia de calibración es aplicada en las redes presurizadas mostradas en los capítulos 3 y 4 de la presente tesis.

La optimización de un sistema mostrada en los capítulos 3 y 4, se concentra tanto en la ubicación, donde se instala un sistema de recuperación, así como en la selección del equipo que más se ajuste a las condiciones de la red. La optimización de la ubicación se desglosa con los siguientes pasos: (i) definición de la función o funciones de optimización; (ii) generar configuración inicial; (iii) proceder al procedimiento de optimización mediante el "*simulated annealing*",

(iv) Determinar la ubicación del sistema de recuperación; (v) Determinar los puntos de operación.

La optimización de la selección del equipo hidráulico se subdivide en los siguientes pasos: (a) establecer registro de máquinas; (b) Definir estrategias de regulación; (c) definir condición inicial de trabajo; (d) desarrollar el proceso de optimización mediante “*simulated annealing*” que permita optimizar el modo de operación; (e) mejor solución establecida en términos de optimizar la función inicial.

Posteriormente a esta etapa, se define la optimización de un modelo híbrido, implementando la instalación de paneles fotovoltaicos en busca de suministrar la demanda energética de los equipos de bombeo con una fuente de producción limpia. La presente tesis aborda el uso de energía fotovoltaica, pero la metodología permite la inclusión de cualquier sistema híbrido de generación.

El análisis de indicadores medioambientales aquí propuesto se centra en analizar la cantidad de energía utilizada de una fuente de producción no renovable, las emisiones de *GEI* y, por último, el impacto económico que poseen las emisiones de CO_2 . Por otro lado, y, a su vez, el indicador económico se basa en un análisis de coste donde se busca establecer una ratio de costes para realizar comparaciones entre distintos procedimientos.

La combinación de ambos indicadores mencionados en los capítulos 2, 3 y 4, se utiliza en la toma de decisiones de manera económicamente viable. En los diferentes estudios, se desarrollan distintas configuraciones, donde se define el manejo del sistema.

Por otro lado, la implementación de estos métodos se lleva a cabo por la existencia de recursos que se introducen en las distintas etapas del análisis. En el caso de esta investigación, los materiales fueron: (i) Levantamiento de la información de la red (topología, materiales, dimensiones, entre otros); (ii) Organización de registro histórico de parámetros hidráulicos (caudal, consumos globales, requerimientos hídricos, presiones, curvas características de equipo de bombeo); (iii) obtención de base de datos de la radiación solar, mediante el registro de temperatura de cada zona; (iv) estimación de las curvas características de funcionamiento de bombas trabajando como turbinas.

Se ha analizado información de diferentes casos de estudio, registrando los datos de la red en conjunto a los organismos gestores, lo que permitió determinar y establecer patrones para estimar los volúmenes de agua requeridos para suplir las demandas a las que se somete cada red. La topología,

materiales, dimensiones, presiones requeridas asumidas se muestran en los capítulos 3 y 4.

Por otro lado, los datos de caudal y volúmenes consumidos que se utilizaron para realizar el análisis del modelo analítico corresponden a una red de riego ubicada en Aspe (Alicante, España) mostrado en el capítulo 3 y para una red de abastecimiento híbrida en el capítulo 4, correspondiente a *Great Stirrup Cay* (Las Bahamas).

En este caso, el proyecto toma como base de datos la información de radiación solar de las zonas de estudio, los cuales son utilizados en la metodología propuesta para dimensionar de manera factible sistemas fotovoltaicos con el objetivo de crear fuentes de energía limpia para el funcionamiento de equipos de bombeo.

También, esta metodología utiliza como base de datos la información de curvas características de funcionamiento de 674 *PAT*, que pueden operar en condiciones de velocidad variable.

Por último, las etapas y recursos descritos en este capítulo se utilizan para lograr la mejora de los indicadores medioambientales y económicos. El objetivo es disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero relacionados con el uso de equipos de bombeo. Modificando la regulación de los equipos de bombeo, seleccionando y ubicando microcentrales hidroeléctricas y dimensionando sistemas fotovoltaicos, se obtienen resultados de nuevas fases de optimización tal y como son descritas en el Capítulo IV (Resultados y Discusión).

Capítulo 2 – Artículo I

“Objectives, Keys and Results in the water networks to reach the sustainable development goals”

2. Objectives, Keys and Results in the water networks to reach the sustainable development goals

2.1 Description

Artículo I: Objectives, Keys and Results in the Water Networks to Reach the Sustainable Development Goals

a. Autores:

Angel Valentín Mercedes García; P. Amparo López-Jiménez;
Francisco-Javier Sánchez-Romero; Modesto Pérez-Sánchez.

b. Revista:

Water ISSN 2073-4441
Factor de Impacto 3.103. JCR (Q2). 36/100 Water Resources

c. Estado:

Publicado [Water 2021, 13, 1268; doi:10.3390/w13091268]

2.2 Abstract

The world of water is continuously searching the energy improvement. As humanity increases, so do the needs for natural resources and, in turn, the needs for energy. This research seeks to show how it has tried to achieve more sustainable forms of pressurized water distribution and the results obtained. In this sense, technologies have been used to produce clean energy, energy

recovery instead of dissipation, reprogramming of pumping stations and hybrid systems. In many cases, much lower water and energy requirements are achieved and, in turn, greenhouse gas emissions related to water use are reduced. Sixty-one different water systems were analyzed considering different energy, economic and environmental indicators. The different operation range of these indicators were defined, according to sustainable indicators.

Keywords: Water Networks; Sustainability; Sustainable indicators; Energy recovery; GHG missioned

2.3 Sustainability in the water cycle

The support and reason for change for all life forms is energy. The variability of energy consumption presented significant changes in recent years due to exponential growth in the human population [38]. A few decades ago, the water-energy nexus focused on producing energy through hydroelectric power plants. Several recent studies created a new perspective on the water-energy binomial. Similarly, these new points of view show water installations as energy consumers [39].

At the same time, climate change as a product of global warming created a challenge for the social and economic development of different nations. One of the most affected resources is water, whose availability has decreased, and the extraction of water is increasingly complex. As a result, there has been a force to seek alternative sources to obtain water energetically more consumptively [40]. Water is being extracted from the underground and performing desalination with reverse osmosis which are processes increasing in popularity. Both methods require large pumping stations to achieve high pressure values and larges flow of water as they both determine the power needed by all the equipment [41].

Water and energy have a close relationship due to the existing alterations in the natural hydrological cycle to satisfy human being's needs [40]. The altered water cycle must have sustainability throughout its transport system (economic, ecological, social, and physical), which means that it must meet the current and future demands without significant degradation [41].

In the same way, international organizations show in their reports the existence of a great pressure to manage water resources more efficiently. Such pressure

increases in proportion to the growth of the human population. Nowadays, it has been determined that more than 40% of humans have deficiencies in the water supply [42], [43]. In this line, different international and national programs are being published by governments in order to promote the renew of the old facilities, which have a low efficiency as well as the design that considers sustainable water policy [44]–[46] These policies are focused on developing strategies, which can adapt to water scarcity and climate variability [32], [46]. The investment is sometime private, although the majority of cases is supported by public helps. As an example, the average cost of Spanish irrigation modernization is between 8000 and 10000 €/ha, considering all the necessary infrastructures. However, this cost depends on irrigation area as well as the required modernization level [47].

Thanks to the fact that water allows the development of living beings, such as animals as well as vegetables, it is utilized to produce food sources. It is estimated that 70% of extracted water for consumption in the world is used for agriculture purposes. In fact, it is expected that this water demand will increase up to 42% by 2050 in different places because of population growth [48].

To increase the efficiency of the water supply, the transportation networks have been developed in a pressurized manner, but this in turn has a higher energy requirement [3]. The energy contributed by the pumping equipment upstream of the network in a water distribution system, which operates in a pressurized way to supply the agrarian demand, is affected depending on the fluctuations in the demand of the crops [49]. These alterations in the operation of the pumping equipment could generate moments in which the pipes exhibit excess pressure; therefore, equipment or elements capable of controlling these events must be implemented.

From an energy point of view, hydraulic pumping systems are of greater importance than networks operated by gravity. Knowing the different characteristics of use for irrigation tends to increase the efficiency of energy consumption [50].

Consideration of water scarcity and climate change is key to optimizing water and energy resources in the community, in order to guarantee the demand for water [51]. This challenge should be solved considering the use of Information and Communications Technology (*ICT*) in the supply and irrigation networks. The *ICT* use is making it possible to improve the water use through real-time analysis and planning of the water networks [52] and increase the feasibility of the water infrastructures [53]. The connection of water, energy and

environmental is crucial to reach a cleaner production and circular economy in the water cycle [54]. The integration of the renewable energies in the water systems enables to enhance the weight of sustainability in water infra-structures [55]. As well as synergies in the different decisions and policies for water management [56].

Different research published studies of water systems related to terms of energy, design and/or sustainability. However, this research develops an in-depth analysis of more than sixty case studies in which the water uses, optimization techniques, environmental and economic indicators were considered. The information of the different case studies was analyzed, obtaining different indicators that allowed them to be compared. The manuscript shows the design and management must be focused on giving prominence to sustainability coming years in water networks.

2.2.1 Water uses

Water is a natural resource used for the development of life as it is known. That is why the growth of humanity has always been limited by the ability to obtain water re-sources [13]. In all populations, this resource plays an essential role in the development of all socio-economic activities, which is why humans have always sought ways to interfere and control the nature of it.

The two main reasons why people seek to interrupt the natural water cycle are: 1) to provide the demands made by society and 2) to control the water energy [57]. The main social demands to which water is subjected are: (i) Urban Demand: Endowment of water supplied to meet the sanitary and recreational needs of human beings; (ii) Agricultural Demand: Volume of water necessary to develop crops and animal husbandry that will later serve as food; and (iii) Industrial Demand: Amount of water required by industries to efficiently develop each of its processes.

To supply the needs of human beings, the natural hydrological cycle has undergone several alterations that add processes to which the water is subjected [3]. Without assuming the natural methods to which the water is exposed (e.g.,

precipitation, evaporation, runoff, among others), the scheme to which the water is subjected is represented simply by the following illustration (Figure 1).

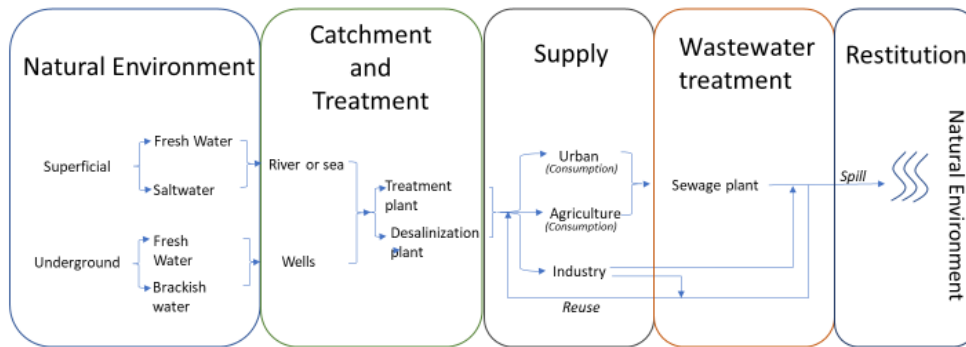


Figure 1. Altered Water Cycle

The development of technologies has created the capacity to mobilize large amounts of water to distant points of various bodies of water and, as a consequence, the expansion and increase of the population of human societies. As a result of this population growth, the needs for health services and food sources have increased significantly, resulting in a greater need for volumes of water around the world [58], [59].

Figure 2 shows the extraction of the water resource grows as the population increases. The volume of water lost by evaporation augmented considerably to 400 km³/year, which may point to the rise in temperature in response to climate change. In 2020, 65% of all the volume of water withdrawn from the natural environment was used in agriculture, 23% for urban demand, and the other 12% for other uses [58], [59]. Figure 2 shows the positive trend in the water

consumption in the different sectors each decade, increasing 600% from 1920 when people increased 1000%.

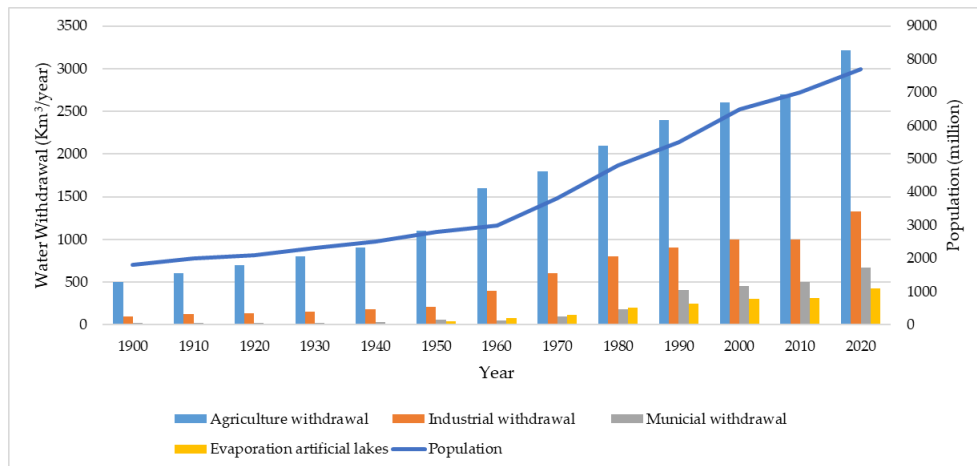


Figure 2. Global population and water withdrawal over time

2.2.2 Consequences of water uses in the environment

The emission of greenhouse gases resulting from anthropogenic activities generated the degradation of the ozone layer, causing variations in climatic processes and, consequently, variations in totally natural methods [12]–[14]. Conventional systems for obtaining energy (e.g., coal, petroleum products, among others) emit greenhouse gases (CO₂) with a higher proportion while increasing the request to which they are subject. The increased demand for water caused humans to choose higher energy requirement hydrological sources, such as: desalination, even deeper collection wells or tanks with longer distances [60]. Consequently, the environmental impact of water distribution systems is intensifying.

Although in recent decades hydraulic and environmental engineers have focused their attention on the sustainability of pressurized networks, there are still supply networks in the world whose energy requirement has values that exceed 1000 GWh/year and the emission of CO₂ is more than 30106 t/year [60], [61].

Numerous studies on water consumption in the world show that water demand is affected by regional conditions such as: demographics, climate, the ease of

obtaining water, among others. The withdrawal of water worldwide is at approximately 3828 km³/year where 2662 km³/year are assigned to agricultural use, being equivalent to 70% of the total volume, 784 km³/year for the industrial demand being this 20% and the remaining 10% equivalent to 382 km³/year supplies domestic requirements [19], [62].

Due to the current environmental crisis period, it is necessary to reduce the emission of greenhouse gases by recovering energy with sustainable water distribution systems [63]. The elements commonly used to release energy from pressurized systems are valves. These elements can modify the water passage section by the loss of energy as loss of pressure by increasing the friction that hinders the movement of water, thus releasing that energy in the form of heat. Based on the foregoing, the present research has been carried out to develop elements that can take advantage of the energy re-quired to be removed from hydraulic systems: Pumps as turbines installed to substitute valves.

The installation of pumps used as turbines (*PATs*) as small hydroelectric plants can lead to an improvement in the efficiency of the networks. In the same way, an economic and environmental benefit for the administrative body of the drinking water distribution networks [64]. This technology has been developed more and more thanks to the existence of pumps that have been removed from the systems yet still have the capacity to be used to carry out other tasks such as energy recovery.

The objective of this article is to show the relationship between the water, sustainability, and feasibility in the water distribution systems. It is proposed to demonstrate the water consumption carries with it an energy requirement, an emission of greenhouse gases and, in turn, an important economic expense as a result of the processes required to provide this resource in quantity and quality for the consumers. The research makes an analysis that compares the variables considering the number of consumers, a group of indicators is proposed that relate water consumption, energy requirements, greenhouse gas emissions and required economic investment per capita. The goal is this group of indicators enable water managers to classify its water systems according to sustainable criteria measuring the different reached degree of the different targets, which are included in the sustainable development goals (*SDGs*).

2.4 Materials and methods

The analysis of water systems has been studied of the different scenario, although the energy improvement was mainly analyzed in the 40 of the 61

examples of the published research. The development of optimization procedures was key to developing more efficient systems. However, the sustainability improvement of the water systems should be linked to increase the global indicators in which the social, economic, and environmental target acquire significance in the water management of the systems. This lack of perspective can be observed when addressing the different published water systems analysis.

2.3.1 Published case studies

Improving sustainability in water systems must be correlated when different techniques are applied to improve the energy ratio in water systems. To do so, the present research analyzed 61 different case studies, which were published in different research. Table 1 shows the different analyzed case studies, which were located on different countries of the world.

Energy consumption and expenditure were recorded before and after making changes in the morphology of a drinking water distribution network [50], [65]. Like these case studies, there are others that show the variation in greenhouse gas emissions, showing a decrease in values of more than 12%. These modifications demonstrate the commitment to reducing the environmental impact of processes related to water distribution.

To compare the behavior of the different systems, in the case studies in which the data were not obtained directly from other articles, energy consumption values per injected cubic meter were assumed, for which the networks were categorized according to their utility and the average flow injected into the network.

In continuation of the aforementioned, in networks designed for agricultural uses: small ones have an average flow lower than 1200 l/s, the medium flows between 120 l/s and 6000 l/s, and extensive networks for flows higher than 6000 l/s. In the networks used to supply domestic demand, networks with average flows lower than 25000l/s are categorized as small, medium networks with average flows between 25000 l/s and 100000 l/s. Finally, large networks with flows that exceed 100000l/s. The energy consumption assigned for each of the various networks were small agricultural 3 kWh/m³, medium agricultural 2 kWh/m³, large agricultural 1.5 kWh/m³, small domestic 4 kWh/m³, medium domestic 3 kWh/m³, and large domestic 2 kWh/m³.

Table 1. Information of the studies cases

ID	Year	Country	Ref.	ID	Year	Country	Ref.	ID	Year	Country	Ref.
1	2020	Spain	[65]	22	2015	Italy	[66]	42	2011	Uzbekistan	[67]
2	2017	Spain	[50]	23	2015	Italy	[66]	43	2019	UK	[68]
3	2019	Portugal	[69]	24	2015	Italy	[66]	44	2019	UK	[68]
4	2019	Spain	[70]	25	2008	Italy	[71]	45	2019	UK	[68]
5	2016	Spain	[72]	26	2010	Spain	[73]	46	2018	Spain	[2]
6	2018	Portugal	[74]	27	2010	Spain	[73]	47	2012	Italy	[75]
7	2017	Spain	[64]	28	2013	Ireland	[76]	48	2016	Switzerland	[77]
8	2014	UK	[78]	29	2013	Ireland	[76]	49	2012	India	[79]
9	2014	Austria	[80]	30	2013	Ireland	[76]	50	2016	Switzerland	[81]
10	2014	Italy	[82]	31	2014	Italy	[83]	51	2001	Greece	[84]
11	2014	China	[85]	32	2010	Portugal	[86]	52	2001	Greece	[84]
12	2011	Portugal	[87]	32	2010	Portugal	[86]	53	2001	Greece	[84]
13	2012	Iran	[88]	33	2017	Spain	[89]	54	2007	Spain	[90]
14	2015	Colombia	[91]	34	2014	Spain	[92]	55	2014	Norway	[7]
15	2013	Spain	[93]	35	2013	Spain	[94]	56	2014	France	[7]
16	2012	Greece	[95]	36	2019	Spain	[96]	57	2014	Canada	[7]
17	2012	Greece	[95]	37	2019	Spain	[96]	58	2014	Italy	[7]
18	2015	Italy	[97]	38	2019	Peru	[96]	59	2012	Jordan	[98]
19	2000	Australia	[99]	39	2013	Spain	[100]	60	2008	Portugal	[101]
20	2020	Spain	[102]	40	2017	Greece	[103]	61	2015	Italy	[104]
21	2014	UK	[78]	41	2006	Australia	[105]				

2.3.2 Optimization to improve the sustainability

There are studies carried out on the optimization of pressurized water distribution networks, which show that by making modifications to the elements that compose it, the efficiency of the network can be increased, more energy can be recovered, and the cost associated with the distribution of water can be reduced. In economic terms, to optimize a network, it is possible to reduce the project cost or reduce the payback time of the infrastructure investment [65], [66].

To carry out an optimization proposal, water managers should have the general characteristics of the network (e.g., topology, diameters, required flows, working pressures, the elevation of the different points of the network, regulation equipment, among others). The variations in the programming in the pumping stations, the integration of frequency inverters, and the installation of elements for energy recovery are practices that are increasingly important. The networks taken as case studies on sustainability optimization are described below, showing the results obtained in each one.

Increasingly, humanity focuses on ensuring that the resources it uses for the development of socioeconomic activities have greater environmental sustainability, so many authors focus their attention on the development of procedures and technologies that produce the energy they need and be self-sufficient in some way. In water distribution systems, optimization techniques focus on transforming the typology of the different networks, modifying the pumping systems, recovering energy instead of dissipating it or using a renewable energy source. Another great focus that pressurized distribution systems have been their economical design, which is a factor that significantly influences the decisions that humans make. That said, many studies are based on the optimization and/or reduction of costs related to the collection, distribution, and treatment of water.

Each of the methods has a variable or group of variables that are taken as an orientation for the characteristics that each person is looking for. Table 2 shows a collection of data from studies in which different optimization methods have been implemented, accompanied by its objective function, a variable that it takes as a tool to modify the network and finally if it emphasizes its optimization in what is the sustainability. Table indicates improvement of the global sustainability when the optimization procedure considers other indicators (i.e., environmental, economic, social), being different to energy indicators.

Table 2. Optimization of applied techniques in water systems

Optimization Type	Objective Function	Variables	Are recovery systems installed?	Is the concept of global sustainability considered?	Reference
Decrease in consumed energy	Reduction of energy supplied for water supply	Flow Pressure	No	No	[78], [83], [96]
Energy recovery	Decrease in the energy dissipated by the different elements in the network.	Flow Pressure Dissipated energy Recovered energy	Yes	No	[50], [65], [74], [82]
Self-sufficient distribution network.	Use a renewable energy source capable of sustaining the energy requirements related to water.	Required energy, recovered energy, generated energy.	Yes	Yes	[7], [77], [86], [89]
Reduction of costs related to the use of water	Decrease in the operating cost of all processes that have to do with water.	Pressure Flow Produced energy Energy cost	Yes	No	[78], [87], [91]
Control pressure of different points in a network.	Reduce the pressure and consequently control the flow injected into a network to reduce water losses.	Pressure Flow Pipe characteristics Hydraulics accessories	No	No	[66], [78], [80], [85]
Control of water consumption.	Create strategies that reduce the water requirements and / or the flow injected into the network.	Energy used Dissipated energy Flow Pressure	No	No	[73], [88], [99]
Improved sustainability in pressurized networks.	Take measures in different networks to improve the sustainability of pressurized distribution systems.	Energy used related to water GHG emission	No	Yes	[64], [69], [72], [86]

2. Artículo I

Increased energy efficiency supplied to water distribution systems	Create ways to use more efficiently and sustainably the energy supplied to water services.	Energy required in a network Energy supplied in a network Recovered energy Dissipated energy	Yes	No	[64], [86], [98]
--	--	---	-----	----	------------------

2.3.3 Indicators to measure the sustainability in water systems

In order to determine the performance of the water distribution networks, it must be possible to record and process data that serve to qualify all the stages of the service in function; that is why the indicators are taken from service as tools that work to quantify the functionality of the systems. Possible continuous improvement of water and sanitation services is made through rigorous, universal, and systematic evaluation [106]. Indicators force people to think about where development is taking them [107]. For the indicators to be able to cover the essential points, different authors divide their structure into different groups that can be: 1) Quality of service, 2) Efficiency in planning and execution of investments, 3) Operational Efficiency, 4) Efficiency in business management, 5) Financial sustainability, 6) Access to service, 7) Environmental sustainability [67], [68]. Different indicators were defined in Table 3. The analysis of the water networks, including these indicators enable to water managers the sustainable improvement in their systems. Besides, the inclusion of these indicators will enable the measure of the compliance of the different targets in sustainable development goals.

Table 3. Indicators vs measured SDGs.

Indicator	Identification	Reference	SDG	Target
Environmental	Annual supplied energy	[18]	SDG7. Clean Energy	Increase substantially the share of renewable energy in the global energy mix
Environmental	Recovered Energy	[83, 84]	SDG7. Clean Energy	Increase substantially the share of renewable energy in the global energy mix
Environmental	GHG	[107]	SDG7 and SDG 12	Reduce the amount of greenhouse gas emissions to take action in the fight against global warming
Social	Risk infection	[107]	SDG6. Water and Sanitation	Implement integrated water resources management at all levels, including through transboundary cooperation as appropriate
Economic	Total unit cost	[109]	SDG11. Sustainable cities and communities	Enhance inclusive and sustainable urbanization and capacity for participatory, integrated, and sustainable human settlement planning and management

2.5 Results

2.5.1 Worldwide global values

In different countries, the volume of water extraction from the natural environment has different values. Figure 3A shows the volume of water required annually by the other continents, with the Asian continent being the largest consumer, having an average annual volume withdrawn of 2378 km³/year, this

value being 62% of the total volume withdrawn. This is followed by North America with 525 km³/year equivalent to 14%, Europe with 418 km³/year, Latin America 251 km³/year, Africa with 217 km³/year, Oceania with 26 km³/year and finally the countries of the Caribbean with the value of 13 km³/year equivalent to only 0.3% of the total volume extracted [19], [48], [62].

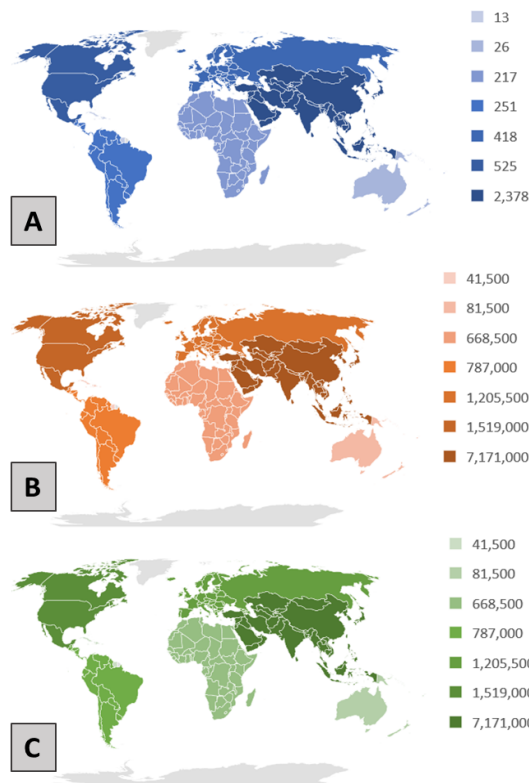


Figure 3. Analysis indicators related to water usage. (A) Total Water Withdrawals (km³/year), (B) Energy Requirements(kW/year), and (C) GHG emission (tCO₂e/year).

The use of water involves significant energy expenditure, which is why the water-energy relationship has been a focus of attention in the scientific community. To determine the energy consumption linked to water, it is necessary to know the characteristics of the fluid, be it its concentration of metals, ease, or difficulty of obtaining it, salinity, pH, among others. There are studies that seek to tabulate the energy requirement of all activities that involve the use of water (e.g., treatment and pump stations). These studies serve as a reference to create an

approximation of the energy footprint that the different pressurized water distribution systems could have. An approximation of energy expenditure of 11,474,000 GWh/year can be assigned worldwide following the studies of [85]–[89].

Figure 3B shows the energy expenditure assigned in various locations in the world because of water activity. Asia is the continent with the highest energy requirement. Its value is 7717103 GWh/year, being 62% of the world energy requirement. It is followed by North America with a value of 1519 103 GWh/year. Europe is in third place; its value is 1205500 GWh/year. After them, Latin America consumes 787103 GWh/year, Africa with 668 GWh/year, Oceania with 8.15 GWh/year and finally the Caribbean with 41 GWh/year equivalent to 0.4% of the total requirement.

The emission of greenhouse gases was placed in the focus of the scientists' study because they have a close relationship with the energy requirements of water distribution systems. The use of commonly functional machinery based on fossil fuels associate energy expenditure with a *GHG* emission value. It is important to consider in new irrigation facilities, since the management change from irrigation traditional (free open channels) to water pressurized systems causes too many advantages relative to hydraulic efficiency and reduction of the water volume use, but the pressurized systems increased the average demanded power in 2 kW/ha, and therefore, the *GHG* emissions if non-renewable energies are used [90].

Figure 3C shows a calculated *GHG* emission value using the Mushtag method [90]. This procedure serves as a reference to determine the different amounts of *GHG* emission. Grouping the values by continents, it can be determined that Asia emits 62% of the *GHG* related to the use of water, having a value of 725 tCO_{2e}/year, followed in turn by North America with an emission of 1.54 tCO_{2e}/year; Europe with 1.22 tCO_{2e}/year; Latin America with 0.8 tCO_{2e}/year; Africa with 0.68 tCO_{2e}/year; Oceania with 0.09 tCO_{2e}/year and the Caribbean with the lowest emission value with 0.042 tCO_{2e}/year.

The different numbers of inhabitants on each continent must be considered; in Asia, there are 4.623 million inhabitants, in North America 369 million; the Caribbean has 44 million, Latin America has 620 million, Africa 1352 million, Oceania 42 million and Europe 743 million [7]. These differences raise the uncertainty of the relationship of the aforementioned factors (volume, Energy, and *GHG*) depending on the in-habitants of each continent, which is why a per capita analysis of them is shown and carried out.

Figure 4A shows the volume of water consumed per capita with respect to the different continents, leaving the North American continent as the largest consumer with consumption of 1423 m³/year, followed by Oceania with a consumption of 619 m³/year, then Europe with 563 m³/year, Asia with 514 m³/year, Latin America with 405 m³/year, and finally the African continent with an annual per capita water consumption of 161 m³/year.

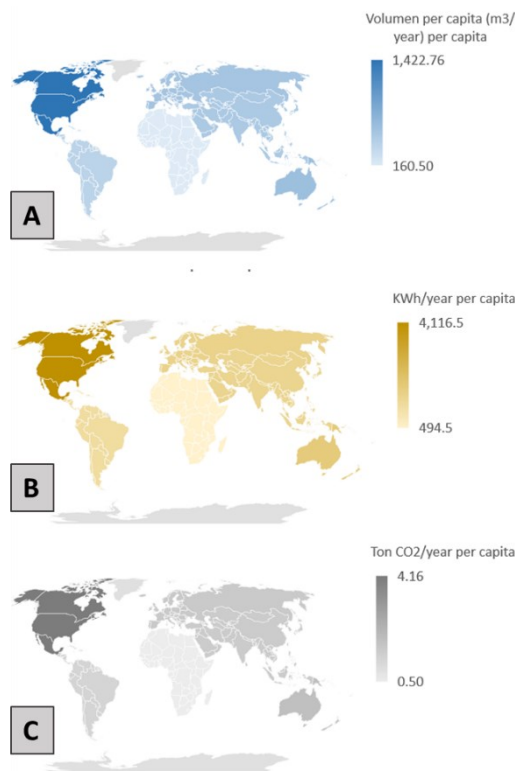


Figure 4. Analysis per capita of indicators related to water usage. (A) Total Water Withdrawals (km³/year), (B) Energy Requirements (kW/year), and (C) GHG emission (tCO₂e/year).

Figure 4B shows the distribution of energy consumption related to water uses according to the population of that continent, with North America as the largest consumer per capita with consumption of 4116.5 kWh/year, followed by Oceania with 1940.5 kWh/year. Europe and Asia have a consumption of 1622.5 kWh/year and 1551.1 kWh/year, respectively. Latin America takes 1269.4 kWh/year,

Caribbean consumes 943 kWh/year and finally, Africa shows a consumption around 484.5 kWh/year.

Figure 4C shows the GHG emission per capita in each continent, leaving the North American continent as the leader in emissions with a value of 4.16 tCO_{2e}/year. It is followed by Oceania, whose value is 1.96 tCO_{2e}/year. Europe is in third place, showing values around 1.64 tCO_{2e}/year; Asia with 1.57 tCO_{2e}/year; Latin America with 1.28 tCO_{2e}/year; the Caribbean with 0.95 tCO_{2e}/year and lastly as the least producer of GHG related to water uses per capita is the African continent with a value of 0.50 tCO_{2e}/year.

2.5.2 Renewable systems to improve the SDGs

Figure 5 shows how the average flow used in the different networks varies before and after the modification. In the initial state of the systems, there are behaviors that reach values that exceed 500 l/s and a maximum value obtained of 1250 l/s, while when making any of the aforementioned modifications, all the average flow values in the different networks are maintained below 490 l/s. This assumes that by installing a device to optimize the system, water consumption is reduced. Comparing the frequency of the MS to OS, it is visible that the values of flow tend to be more concentrated in lower levels of consumption than what is appreciable in the OS values. It indicates that the water networks operate a wide range of time with lower values of their total capacity. Usually, it is because the water systems are sized under hypothesis of the users' demand. This accumulated high frequency of low flows allows water networks to reduce the energy footprint of water distribution systems.

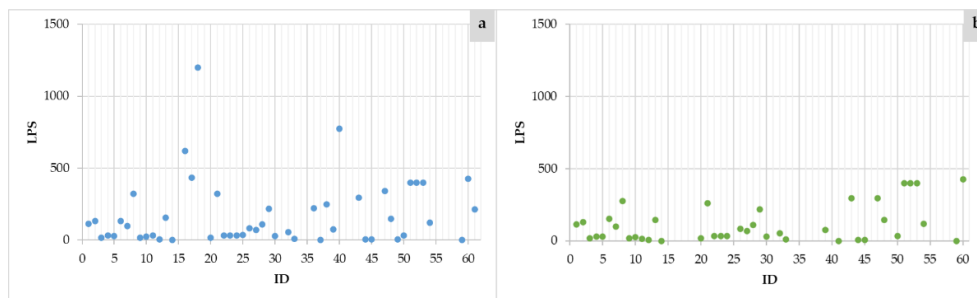


Figure 5. Average Flow (l/s) for OS (a) and MS (b).

The consumption of water-related to the use of water (Figure 6), reaches values that exceed 5 MWh/year, and in the same way, there is a peak consumption value of 20 MWh/year. Unlike the initial behavior, when modifying the

pressurized water supply network's morphology, the energy consumption values remain below 1.5 MWh/year except for the peak consumption value, which is punctual, showing 4 MWh/year. By comparing the peak values, it can be determined that a reduction in energy consumption of up to 80% of the existing value in an analyzed network could be achieved by making any alteration in the network. The recurrence of high values tends to be lower in the analysis, as it is visible. The introduction of the renewable systems caused the reduction of the consumed energy in the water systems using non-renewable resources, which causes direct decrease in the emissions as well as exploitation costs. However, the consumed energy can also be reduced by changing the management of the water systems. An example of this reduction was published by [50] in which the management optimization reduced the energy, cost and energy footprint in 12.26%, 15.54%, and 15.04%, respectively, considering that there was an increase in the distributed volume of 9.07%.

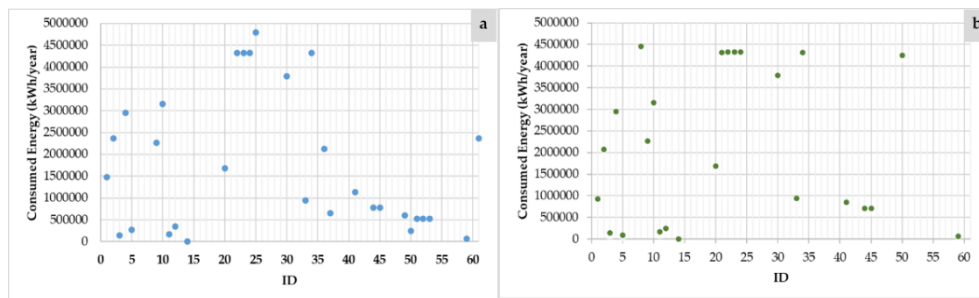


Figure 6. Energy consumed related to water usage for OS (a) and MS (b).

Depending on the reduction in energy consumption and the average flow of water through a network, the emission of greenhouse gases related to the use of water is also modified. This is shown in Figure 7 in which there are different supplies in its original operating station that emit more than 500000 tCO₂/year and an analyzed peak value of 2000000 tCO₂/year. In contrast, by modifying these networks, the GHG emission values remain below 300000 tCO₂/year, assuming a theoretical average reduction of greenhouse gases emission between 582 and 877 gCO₂/kWh [110].

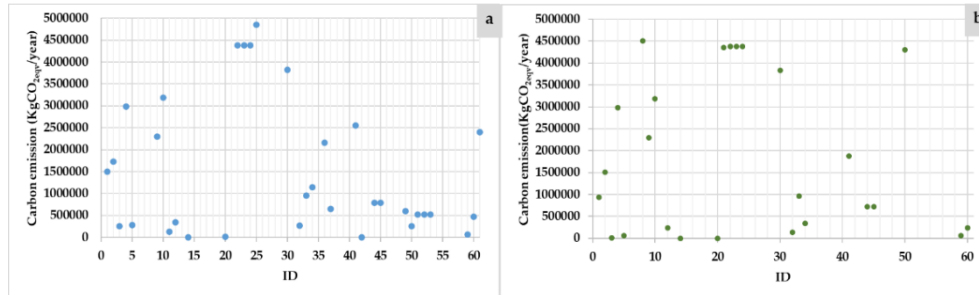


Figure 7. GHG emission related to water usage for OS (a) and MS (b).

However, the development of water pressurized systems supported with the introduction of renewable systems, which reduced the dependency of energy consumption of the other non-renewable resources (i.e., coal or gas), improves others environmental indicators. Renewable systems have a high social impact in the population, and they promote advantages, which are independent of the payback of the facilities. In developing countries, the use of these systems opens the possibility to supply to consumers both water and energy, increasing their quality life. In these countries, the development of water pressurized systems is linked to use renewable facilities (i.e., photovoltaic, pumps working as turbines, wind turbines, among others). Both vital resources (i.e., energy and water) contributes to increase the success and therefore, the feasibility of these facilities cannot measure in the *GHG* reductions and payback and they should show the subjective impact in the populations relative to social aspects, which are linked to some *SDGs* such as: *SDG1* No poverty, *SDG2* Zero Hunger, *SDG6* Clean Water and Sanitation, *SDG7* Affordable and Clean Energy, and *SDG13* Climate Action. The fact of developing water pressurized systems in these areas requests the international and national programs, which help to implement them [111], [112].

One of the main indicators used for decision-making is the monetary factor, which, as shown in Figure 8, when making changes in the operation and element that has a pressurized supply network, the annual energy cost related to the Water use is maintained at values below 1500000 €/year except for a peak value that reaches a cost of almost 40 M€/year and that if the initial operating systems are maintained, the costs exceed 70 M€/year and there is a peak value of almost 300 M€/year. Particularly, [50] reduced the operational costs from decreased from 0.035 to 0.029 €/m³, improving a 15.54%. However, the energy cost is linked to energy price as well as the consumption schedule, which has a great significance when the water pressurized systems is pumped and the network is

used to irrigate. In this case, the schedule is crucial to take advantage of the off-peak hours. In pumped supply networks, the operation time is less significance because the user's demand is continuous, and the water manager cannot schedule the pumped operation range. In this line, many water managers are installing renewable systems to generate green energy and disengage of the connection to the grid. For these infrastructures, which combine consumption on grid and off-grid, the best solution is the proposal a of energy management strategy for pumped hydro storage systems to manage surplus renewable energy, when hybrid systems are installed [113].

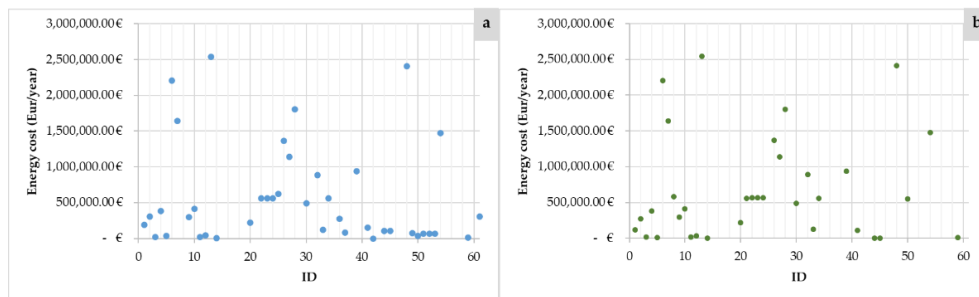


Figure 8. Energy cost related to water usage for OS (a) and MS (b).

The sustainability of water distribution networks is proposed here as a verification of per capita consumption for domestic consumption networks and per hectare for agricultural consumption. That is why the following analysis studies the efficiency and sustainability of the different systems based on the number of units they supply, a value that is used to compare networks of different sizes in the same analysis group. When the energy consumption of the different case studies by units (capita or hectare), different values are observed. In the initial state, it can be observed that energy consumption has values that reach 50000 kWh/year per unit of use and that in one of the cases, the consumption reached 250000 kWh/year per unit of use. When modifying the networks with any of the aforementioned technologies, the consumption income per unit remains below 25000 kWh/year except for a single value that reaches 75000 kWh/year. The analysis of the frequency of the value has shown that the middle energy consumption values tend to disappear taking part of the lower values which indicates that the systems that are medicated tend to need less energy requirements.

When *GHG* emissions are compared, the values obtained have ranges that exceed 50 tCO₂/year with a peak value of 250 tCO₂/year. Unlike the initial state of the networks, when installing an artifact or modifying its operation, the *GHG*

emission remains below 26 tCO₂/year with an exceptional peak value of 77 tCO₂/year.

Figure 9 shows how in the initial operation, the energy cost related to water per consumption unit reaches a peak value of 32000 €/year and other around 10000 €/year values. In contrast to the results obtained, in the modified systems, the exceptional peak value reached 10000 €/year, and all the other networks remain below 3000 €/year.

The modifications to which the exposed networks were subjected in the case studies require a high investment cost for the installation of the element capable of performing energy recovery. On the other hand, the alterations that only have to do with modifying the operating rules dissipate the energy with pressure-reducing valves, so it can be admitted that they lack energy recovery.

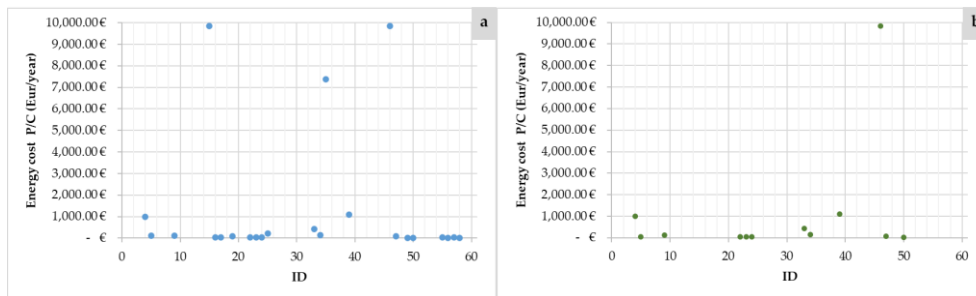


Figure 9. Energy cost related to water usage per capita or per Ha for OS (a) and MS (b).

2.5.3 Improvements of the hybrid systems applied in water systems in the sustainability

Improving hydraulic efficiency in a water distribution network is a necessary alternative capable of increasing the energy efficiency of an entire system [94]. Each stage that water is subjected to involves energy expenditure. That is why it seeks to reduce the amount of energy required by the system. The use of renewable energies (i.e., wind energy, solar energy) has grown in popularity thanks to the fact that they do not emit greenhouse gases and therefore have a lower environmental impact.

There are water distribution systems for irrigation and domestic use that used photovoltaic energy to supply energy to be pumping equipment (PVP). It is recorded that a pumping system powered by solar panel energy can reach

operating flow rates of up to 3.5 l/s and pressures of up to 10 m w.c. [114]. The *PVP* is used to irrigate arid climate zones, and it is also considered a parameter to be taken into consideration for the selection of pumping equipment [115].

Other strategy to improve the efficiency in the water system is to control the pressure throughout the network. The elements commonly used to release energy are the valves, but in recent years the administration of pressure regulating the pumping systems and the use of *PATs* have been booming. The valves are used to reduce the pressure at specific points, which causes the volume of leaked water to decrease, consequently reducing the flow of water injected into the network and the working power of the pumping equipment [116]. In the same way, the programming of the pumping equipment makes it provide the minimum energy required, thus reducing the pressure and power of the station [64]. Like valves, *PATs* reduce pressure at a specific place in the network, but unlike these, *PATs* do not dissipate energy, but rather function as micro-hydroelectric plants to recover it [74].

Pressure reducing valves (*PRVs*) have a simple design and operation, and compared to other control strategies the investment is considered minimal. Their function only works to lose energy through dissipation, and therefore it is not recoverable [83], [85], [86]. Compared to this, the use of velocity control in pumps systems for regulations purposes is much more convenient [117]. In the case of the programming of the pumping station, it is possible to get the equipment to work at its point with better efficiency, which favors the decrease in energy demand. At a disadvantage to this, these strategies require the installation of valves and electronic equipment [64]. In the case of the pumps used as turbines (*PATs*), it is possible to achieve energy recovery and at the same time a better control of the pressure in the different points of the network [50]. *PATs* carry a high value of invention, it is necessary to install valves and their design, both sizing and operational, tend to be very complex [50], [80], [87]. Besides, the use of *PATs* contributes to reduce the leakages, and therefore, this reduction implies an increase of the energy efficiency of the water systems as well as a reduction of the friction losses, since the circulating flow is reduced [88], [89].

Similarly, the water turbines (*WT*) are the most efficient elements with respect to the creation of energy from water refers [90]–[92]. There are also hybrid technologies that emerge after combining the strategies and in this way to increase the production or recovery of energy in a pressurized water network. This is called hydroelectric regulation, which works to control the characteristics of the water (both pressure and flow) based on automated devices to always achieve the most optimal operating point [74].

Table 4 y 5 show the modification in the different sustainability indicators considered in water networks when the operation systems was modified including some renewable hybrid system. The technologies used to carry out the Modified System were Pumps used as turbines (*PATs*), Photovoltaic panels (*PVP*), Water turbines (*WT*), Changes in programming or operating mode (*COM*), installation of pressure-reducing valves (*PRV*), and hydroelectric regulators (*HER*).

The energy production or greenhouse gas emission reduction systems in activities related to the use of agricultural or domestic water are analyzed in this research to determine the sustainability of the systems, the comparison of an original (initial) system (*OS*) is used. versus a Modified System (*MS*), of which the parameters of energy consumption, energy production, emission of gases with greenhouse effects, and energy cost related to water were determined.

It can be seen how energy consumption to a greater extent is modified when performing any of the techniques where, in *COM*, the average energy consumption of the case studies varies from 70 GWh/year to 10 GWh/year. It is also worth mentioning that regarding energy production, the use of *PVP* causes an increase from 0 to 20 MWh/year.

It should be noted that Table 4 y 5 indicates that energy consumption is higher when modifying the system and therefore causes an increase in energy costs related to water. This is a crucial point, because it shows that when implementing a modification in a system, the decrease in energy requirements and/or costs related to water use will not necessarily occur.

Table 4. Values obtained in an analysis of networks in initial operation (*OS*)

ORIGINAL OPERATION SYSTEM				
ID	No. Cases	Consumed energy (kWh/year)	GHG emission (KgCO ₂ /year)	Energy cost (€/year)
1	16	28671483.4	28962473.17	3727292.84
2	3	1828766.7	17148710.09	2376499.67
3	2	2636409	26669919.51	3427332.48
4	2	3672257.7	399954.225	477393.50
5	11	11651079.2	10695633.39	376995.41
6	5	6664036.15	6741338.967	866324.70
7	1	16966368	17163177.87	2205627.84

Table 5. Values obtained in a modified network analysis in operation (MS)

MODIFIED OPERATION SYSTEM							
ID	Modification	Energy Recovered (kWh/m ³)	Energy Produced (kWh/year)	Energy-Water Economical production (€/year)	Consumed energy (kWh/year)	GHG emission (KgCO ₂ /year)	Energy cost (€/year)
1	PAT	0.042	261.5	293.87	28597293.1	28884159.3	3711938.0
2	PVP	0.0	2105529.7	182479.25	1634941.6	577606.86	212542.42
3	WTs	0.028	129210	8398.65	1395358.5	1411544.65	181396.61
4	Wind	0.0	589456.7	76629.38	2864099.5	2559189.9	3723329.3
5	COM	0.0	0	--	2100730.8	2126151	--
6	PRV	0.0	0	--	6651588.9	6728747.3	846434.48
7	HER	0.121	1401.9	182.25 €	16966368	17163177.8	2205627.8

In relation to the emission of greenhouse gases derived from the use of water, the most effective technique to reduce this indicator is the use of PVP since it presents a decrease greater than 95% of the initial emission value, that corresponds to a value of almost 20000 tCO_{2e}/year. Similarly, the systems that use wind turbines for electricity generation as an energy source have a reduction greater than 90%, followed by the *WT* and the *COM* having values that are around 90% reduction in mass of *GHG* to the atmosphere.

In the case of the water-energy economic relationship shown in Table 4 y 5, the technologies capable of producing higher financial income in the companies in charge of supplying water are: firstly, the *PVP*, which is followed by energy production wind. It is also worth mentioning that the technology capable of reducing the energy cost the most is the installation of *WT*, thanks to the fact that these managed to reduce the average annual investment value for water-related energy from 3500000 €/year to a value of 50000 €/year.

When carrying out a study focused on energy production according to the different technologies mentioned above, the technology with the highest energy production capacity is *PVP* installation, reaching values of 2000 MWh/year, followed by wind energy with 600MWh/year.

Regarding the energy recovery, the values are shown in Table 4 y 5. They indicate that only 3 techniques of those analyzed are used to recover energy from the network, with the highest recoverable *HER*, being able to reach values obtained from energy per cubic meter of 0.12 kWh/m³ injected into the network, followed by *PATs* with 0.04 kWh/m³ and lastly the *WT* reaching values of 0.03 kWh/m³.

Table 6 shows a summary of at which point the United Nations sustainable development goals were taken as a reference for the approach to be given in this research to each of the case studies shown and analyzed. Table 6 shows the different published methodology caused improvement in some specific target, but they did not contribute to improve globally the sustainability. The *SDG7* was improved in the 72% of the analyzed case study (44 of 61). In 20 water systems, this improvement was focused on the use of renewable energies to reduce the non-renewable energy, which was consumed in the water systems. The efficiency of the water systems was considered in 12 case studies (20% of the analyzed case studies) and reduction of the *GHG* was estimated in other 12 case studies. *SDG6* was considered in 7 cases, focusing on the implementation of the water resources management. Finally, *SDG11* was analyzed in 10 water systems in which the urban planning integration of the sustainable measures was the main target.

Table 6. Summarize of study cases emphasized on SDGs

SDG	Target	ID
<i>SDG7. Clean Energy</i>	Increase substantially the share of renewable energy in the global energy mix	1,2,3,4, 6, 7, 8, 10, 13, 18, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 36, 37, 38, 51, 52, 53, 60, 61
<i>SDG7. Clean Energy</i>	Double the global rate of improvement in energy efficiency	1, 3, 4, 10, 26, 27, 28, 29, 30, 39, 46, 50
<i>SDG7. Clean Energy</i>	Reduce the amount of greenhouse gas emissions to take action in the fight against global warming	20, 32, 33, 34, 47, 48, 54, 55, 56, 57, 58, 59
<i>SDG6. Water and Sanitation</i>	Implement integrated water resources management at all levels, including through transboundary	9, 11, 15, 16, 17, 41, 49
<i>SDG11. Sustainable cities and communities</i>	Enhance inclusive and sustainable urbanization and capacity for participatory, integrated and sustainable human settlement planning and management	5, 12, 14, 19, 35, 40, 42, 43, 44, 45

2.6 Conclusions

An analysis of the different case studies has been carried out, showing how strategies and technologies focused on increasing the efficiency of pressurized water distribution networks have been implemented, increasing sustainability indicators. There are different ways to improve the sustainability of water networks. It can be high-lighted that several aspects can be followed: the

production of "clean" energy, the recovery of energy in the networks or the reduction of energy required.

The analysis of the case studies showed the needs to join different optimization functions, which could measure different targets of the different *SDGs*. The improvement of the efficiency was present in above 70% of the case studies, but there are other targets, which are important, and they are included on different *SDGs* (different to *SDG7*). Other *SDGs* such as economic growth (*SDG8*), responsible consumption (*SDG12*), no poverty (*SDG1*) and zero hunger (*SDG2*) must be considered in the new approach to improve the sustainability in the water systems globally.

The new challenges in the water management and water development planning should be aligned considering the *SDGs* and the proposal of sustainable tools should be developed. These should consider the different targets of the *SDGs* such as optimization functions, where the constrains weigh the influence of all variables (measurable and non-measurable). The analysis of the different case studies demonstrated that the efficiency improvement is not only the main strategy to reach a sustainable development in the urban and farm water systems. The present research considered 61 different case studies, which enabled to characterize and estimate the trend of the different indicators. The work was limited to the published parameters of each case study, and some of them should be estimated as a function of the network type. The increase of new case studies as well as the measurement of other parameters by water managers could enable to develop new optimized strategies, that define global sustainability linked to *SDGs*.

Taking these indicators into account, this research seeks to show how it has been tried to achieve more sustainable forms of water distribution in pressurized networks and the results obtained. In this sense, the use of technologies to produce clean energy, energy recovery instead of dissipation, reprogramming of pumping stations and hybrid systems has been analyzed.

Author Contributions: Conceptualization, PALJ. and MPS, methodology, AVMG; software, writing—original draft preparation, AVMG, MPS; writing—review and editing, MPS, PALJ; visualization, FJSR. and MPS; supervision, PALJ. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Capítulo 3 - Artículo II

“A new optimization approach for the use of hybrid renewable systems in the search of the zero net energy consumption in water irrigation systems”

3. A new optimization approach for the use of hybrid renewable systems in the search of the zero net energy consumption in water irrigation systems

3.1 Description

Artículo II: A new optimization approach for the use of hybrid renewable systems in the search of the zero net energy consumption in water irrigation systems

a. Autores:

Angel Valentín Mercedes García; Francisco-Javier Sánchez-Romero;
P. Amparo López-Jiménez; Modesto Pérez-Sánchez.

b. Revista:

Renewable Energy ISSN 0960-1481
Factor de impacto 8.634. JCR (Q1). 25/119 Energy&Fuels

c. Estado:

Publicado [Renewable 2022; doi: 10.1016/j.renene.2022.06.060]

3.2 Abstract

The search of the sustainability in the water system and the improvement of the different targets, which are included in the different sustainable development goals. It implies the water managers must define new strategies, which define the establishment of new investment and making-decision in this alignment. The new proposed approach proposes the use of hybrid renewable systems, which are optimized by two simulated annealing procedures included inside of the

methodology. It is applied in a real irrigation network where there are pump stations. The methodology chooses the best location of the microhydropowers systems and the selection of the best machine between a database of 674 pump working as turbines defining the minimum area of photovoltaic systems to be feasible the hybrid renewable system by a techno-economic analysis. The applied optimization procedure reached an annual average self-consumption energy value above 0.9, showing an annual positive energy balance of 283 MWh, using renewable energies and they could be sold to the grid. The environmental analysis shows both an annual reduction of 2838 tons of CO₂ emissions and 553 MWh generated using non-renewable energies.

keywords: Hybrid Renewable Systems (*HRS*); Simulated Annealing; Irrigations Networks; Solar Pumped; Microhydropowers; Sustainable Management

3.3 Introduction

Energy needs water, and water needs energy, this relationship is an interdependence on which the scientific world has been focusing its attention in recent decades [18]. Numerous studies seek to determine the sustainability condition of water distribution networks. One of the most famous of these is the *United Nations* by Sustainable Development Goals (*SDGs*), which aim to achieve optimal goods and services for all human beings [105]. Water service is affected by the demand for this service. The increase in demand due to population growth has created the need to look for new energy sources to supply the equipment in a more sustainable manner [118]. Currently, the improvement of the living standards and the increase of sustainable water management strategies [119]. The search for efficiency improvement caused different international and national programs, which are focusing on developing strategies to enhance the adaptive features of water governance [32].

Water management cannot leave out the irrigation use. Agriculture consumes 70% of the fresh water withdrawn per year approximately. It implies the optimal use of water resources, as well as the improvement of the efficiency in its captation and distribution, will be the main challenges worldwide [120]. This challenge was established by the different countries, developing policies, which searched the improvement of irrigation schemes, the saving water and its adaptability, mainly in developing countries [121]. Europe defined different directive frameworks, which were focused on the improvement of irrigation efficiency since 2000 [122]. In this line, the Spanish government carried out an intense irrigation modernization process between 2002 and 2015. The main aim of this modernization was to achieve significant water savings, increase flexibility and guarantee the supply [123].

These improvements joined to new challenges, which search the use the renewable energies to reduce carbon emissions and to increase the sustainability of the different systems obligate to consider new management analyzing the nexus water-energy. European Union fixed targets on 20% of the consumed energy should be obtained by renewable technologies [124]. It implies the agricultural area, which has high solar radiation values, the photovoltaic technology represents a clean strategy to generate energy to supply the different consumption in the water distribution systems [23].

The use of photovoltaic panels (*PVP*) as a source of energy for pumping stations is one of the alternatives that is gaining more fame because it is one of the most promising applications that can be assigned to this technology [125]. Places that are located in areas remote from the urban center, non-electrified and/or isolated are opting for the installation of this alternative because it facilitates the water supply in these areas, defining the following functions: (i) to integrate the rural communities [126], (ii) to constitute a potential option to draw down water in the remote locations [127], (iii) to improve the sustainable development of these communities towards zero-net energy consumption [128].

The incorporation of a pumping system based on the use of solar energy can generate better control of the system and also minimize the use of water losses in the distribution network [129]. In these lines, different approaches were defined to take advantage of the used surface to install a photovoltaic system both ground (called a ground-mounted photovoltaic panel, *GPV*) and floating in the free surface of the reservoirs (called floating photovoltaic panel, *FPV*) [130]. In any used system, the variation in the intensity of solar radiation causes the energy production does not remain constant throughout the day [131]. Therefore, storage is necessary using a battery bank, especially for pumping systems that aim to meet the demand regularly, guarantee the service at times when the production of electricity is lower or even zero and avoid the lack of power [132]. Studies even indicate the inclusion of energy storage systems [133]. Their oversizing can preserve and reduce the pump engine from energy production reductions due to climatic conditions [134].

These green supplies of energy were considered by different researchers. As an example of some of them, [135] proposed a perturb/observed algorithm, which improved the overall system efficiency. An energy management control strategy was optimized by [136]. The strategy proposed an optimized control to maximize the effectiveness of the pump storage hydroelectric double effect system in the irrigation and electrical power restitution. It operated under the condition of constant flow since it will be focused on storage. The challenge was focused on improving the return rate compared to the traditional *PV* system. [136] increased return rate above 30% compared with the traditional *PV* system. [137] developed a review of the different variables of the objective functions as well as the different optimization techniques used by the different solutions of the problem

by multi-objective optimization approaches as linear programming strategies. The analysis of this research showed there were few researchers, which considered the use of hybrid renewable energies applied to hourly demanded water systems. [138] proposed a stochastic strategy to minimize the operation cost in a daily pumped-storage unit and irrigation system. It was based on forecasted wind power, microgrid load demand and water needed for irrigation in a market environment, decreasing the annual operation cost above 110000 €. [139] proposed a modified isotropic model, which defined the best strategy to pump water to an irrigation pond, minimizing the water consumption. Besides, [139] showed different review values of the literature according to average mitigation cost of reduction of CO₂ (153€/tonneCO₂), the average value of net present values, although the energy return on investment depended on the PV generator dimension. The energy payback time was between 1.94 and 5.25 years while the carbon payback time varied between 4.62 and 9.38 years. [129] established a review of the electric power generation with the help of solar panel/thermoelectric generator/Rankine cycle-based technology applied to irrigation systems. As in previous cases, the irrigation pump operated to the reservoir, and it implied the optimization was established to control the volume of the reservoir. The development of strategies, which were focused on optimized the hybrid renewable systems did not consider the reservoir or controlled demanded is reduced. Therefore, the analysis of optimization strategies is necessary when the free demand of the users, the system is pumped partial or totally and the farmed area can vary over time.

[140] established the analysis of PV systems combined with desalination shown Levelized Cost Of Energy (LCOE) equal to 43 €/MWh. [141] developed a comparison between parabolic trough pump, concentrating dish pump and photovoltaic pump in Sudan. They reached LCOE values of 30, 53.36 and 68.18 €/MWh, respectively. [142] proposed a genetic algorithm model to find the optimal photovoltaic panel water system size, considering the maximum profit as an objective function, showing an improvement in the annual profit of 18%. A multiobjective optimization procedure was established by [143]. The research defined the most efficient combination of hydrants and subunits to be opened simultaneously in an irrigation pumped network. The objective function was to minimize the number of solar photovoltaic panels and the energy consumption required to drive pumping devices directly connected to solar panels, reaching a minimum daily energy consumption of 429 kWh without showing the economic values. [141] proposed a two-stage optimization strategy, which was carried out in an intelligent microgrid system considering the load management and the energy storage enhancement. The proposal increased the irrigation efficiency above 10%. [144] developed a hybrid optimized system using HOMER, which considered photovoltaic/diesel system simulated to change the diesel generators required for water pumping systems. The optimization was focused on minimizing the LCOE value, reaching operation management of 60% using

renewable energies. A hybrid optimization by genetic algorithms software was proposed by [145], which showed *LCOE* values, which oscillated between 13 and 108 €/MWh as a function of the hybrid scenario.

In these conditions, the support of the system can also be carried out using variable frequency drivers, which achieves higher efficiency points in the work of the pumping equipment and, at the same time, increases the useful life of the pumping equipment [146]. The design of the *PV* for pumping systems must be able to guarantee the optimum operating point to improve the efficiency of the system [147]. Studies indicate that the use of photovoltaic panels for pumping systems can reduce greenhouse gas emissions by an important proportion [148]. In this line, the improvement of water management is introducing the use of a micro-hydropower system to increase the energy efficiency and reduce the energy, which is dissipated in pressure reduction valves [77]. The installations of these systems enable energy generation, which can be used for self-consumption if the recovery systems are near the consumption points [149]. These hydraulic recovery systems were studied for different researchers who established the best operation mode [82], regulation strategies [150], optimization strategies for the locations in water supply networks [151] and used hybrid with *PV* systems [152].

Mixing *PV* systems and microhydropower systems, [153] developed a comparative analysis between a hybrid pump-as-turbine/solar pilot system (*PAT-PV*) and a traditional diesel generator. The research analyzed the economic and environmental evaluation, but it did not show any optimization procedure. The payback period of the analyses was eight years, and the energy demand was only 2% of the potential generation of the hybrid system. The CO₂ emission was 2.6 gCO_{2eq}/kWh, which was 30 times lower than the traditional non-renewable system. When the hybrid system (*PAT-PV* system) was compared with *PV* system only, the carbon emission varied from 57.6 to 92 gCO_{2eq}/kWh, respectively.

The alignment of these technologies in water management is necessary because the energy use in the water sector is growing, and all the quality requirements need to adapt to climate change while the reduction of greenhouse gases emissions [8]. The reach of the different targets of the sustainable development goals (*SDG*), which improve the quality of the environment is crucial, including the reduction of carbon dioxide and other gases that promote climate change, which generates the implementation of proposals to control emissions [154]. In the water sector, the cost of water is largely due to the operation and efficiency of distribution systems [155]. Several analyses show how implementing system operation policies can result in improved sustainability of water distribution networks, as well as improvement in the management of the energy required [8]. In this line, the proposed sustainable indicators are necessary to evaluate the water systems and the water management have tools

for evaluating their making decisions as well as knowing their evolution over time.

This research proposes a methodology to integrate the use of hybrid systems, particularly *GPV*, *FPV* and micro hydropower systems in irrigation water systems, which have pumped areas in their irrigation area. The research proposes an optimization strategy, which evaluates the energy needs and it establishes the best location of the micro hydropower system, defining the minimum feasible area of *GPV* and *FPV* for reaching the zero-net consumption of non-renewable energies. The strategy considers economic indexes for the optimization procedure, and it develops the evaluation of the sustainable indicators to evaluate the water operation. The optimization procedure is applied to irrigation systems, which operate considering flow on demand. It is a real novelty since the analysis of energy needs and analysis of the possibility to generate renewable energy to be self-consumption is not already developed. The operation scheme is defined in Figure 10.

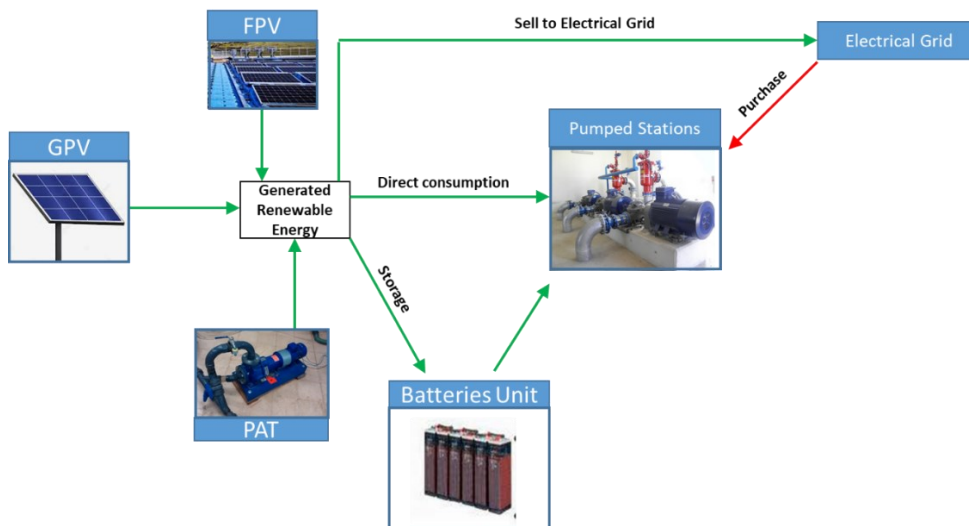


Figure 10. Overall efficiency Scheme

The research proposes the optimization of the *FPV* and *GPV* as a function of the farmed area, the recovered energy using microhydropower system integrated into a gravity system and a flow on-demand in the water system. This generated energy will be consumed at the consumption point, particularly, at different pumping stations. The energy excess could be stored using batteries or they would be sold to the grid. The methodology minimizes the need to purchase energy for the grid when the hybrid system is not able to supply the energy demand. The novel is focused on the capacity to work with irrigation system,

which operates on-demand both gravity and pumped systems and this management is discretized hourly. The manuscript is organized in a literature background, which is described in this section. The second section develops the proposed methodology. The third section is divided into five sections in which (i) the case study is described; (ii) the results of the optimization procedure of the hydraulic recovery system are shown; (iii) the analysis of the influence of farmed area is exposed according to hybrid system optimization; (iv) the energy balance and renewable analysis is exposed; and (v) a discussion of the optimum solutions. The fourth section contains the conclusions of the research.

3.4 Material and Methods

The proposed methodology is divided into five different blocks (Figure 11), which consider the hydraulic operation of the system (Block A), the photovoltaic generation (Block B), Economic Analysis (Block C), Environmental analysis (Block D) and the Techno-Feasibility model (Block E). The last block integrated all previous block systems optimized the making-decision considering the previous blocks according to Figure 2, which shows the relationship between blocks. Block A contains two simulated annealing procedures to develop the optimization procedure related to the hydraulic network while Block B establishes the photovoltaic analysis to be implemented in Block E, which analysis the different renewable systems as a function of the flow on-demand, farmed area as well as economic conditions.

This first block is defined by four different steps: network model (A.1), energy balance (A.2), pumped analysis (A.3) and recovery analysis (A.4). The first step has the main goal to define the flow and pressure in each point over time. In this case, a model is developed using *EPANET* [37]. The patterns are defined in each irrigation point considering the irrigation needs. The network considers the different reservoirs, which supply different irrigation areas. These reservoirs can supply the demand at each moment, considering the variable irrigation area as a function of the scenario as well as the evapotranspiration.

The developed model is used in the second step (A.2) to develop the energy balance. This has the goal to define minimum hydraulic requirements to guarantee the quality of the irrigation service. It enables the definition of theoretical energy balance as well as the operation points (flow and injected head) for the pumped area of the systems. The energy balance in the irrigation points is defined by the following expression, which was summarized by [72]. The model considers the annual balance of energy in each moment defined by Equation (1):

$$\sum_{b=1}^n E_{T_b} = \sum_{b=1}^n (E_{FR_b} + E_{RI_b} + E_{TR_b}) \quad (1)$$

where E_{T_b} is the total energy, which is supplied in the system in kWh considering the n irrigation points. This energy considers both supplied energy by gravity as well as the needed energy supplied by pump stations; E_{FR_b} is the friction energy dissipated by losses in kWh; E_{RI_b} is the required irrigation energy in kWh. It enables the knowledge of the minimum energy to satisfy the irrigation demand at a satisfactory level for the user; E_{TR_b} is the theoretical recoverable energy in kWh in this irrigation point. If the analysis point is a line, the water manager should consider also the theoretical non-recoverable energy (E_{NTR}) due to the topology of the network [72].

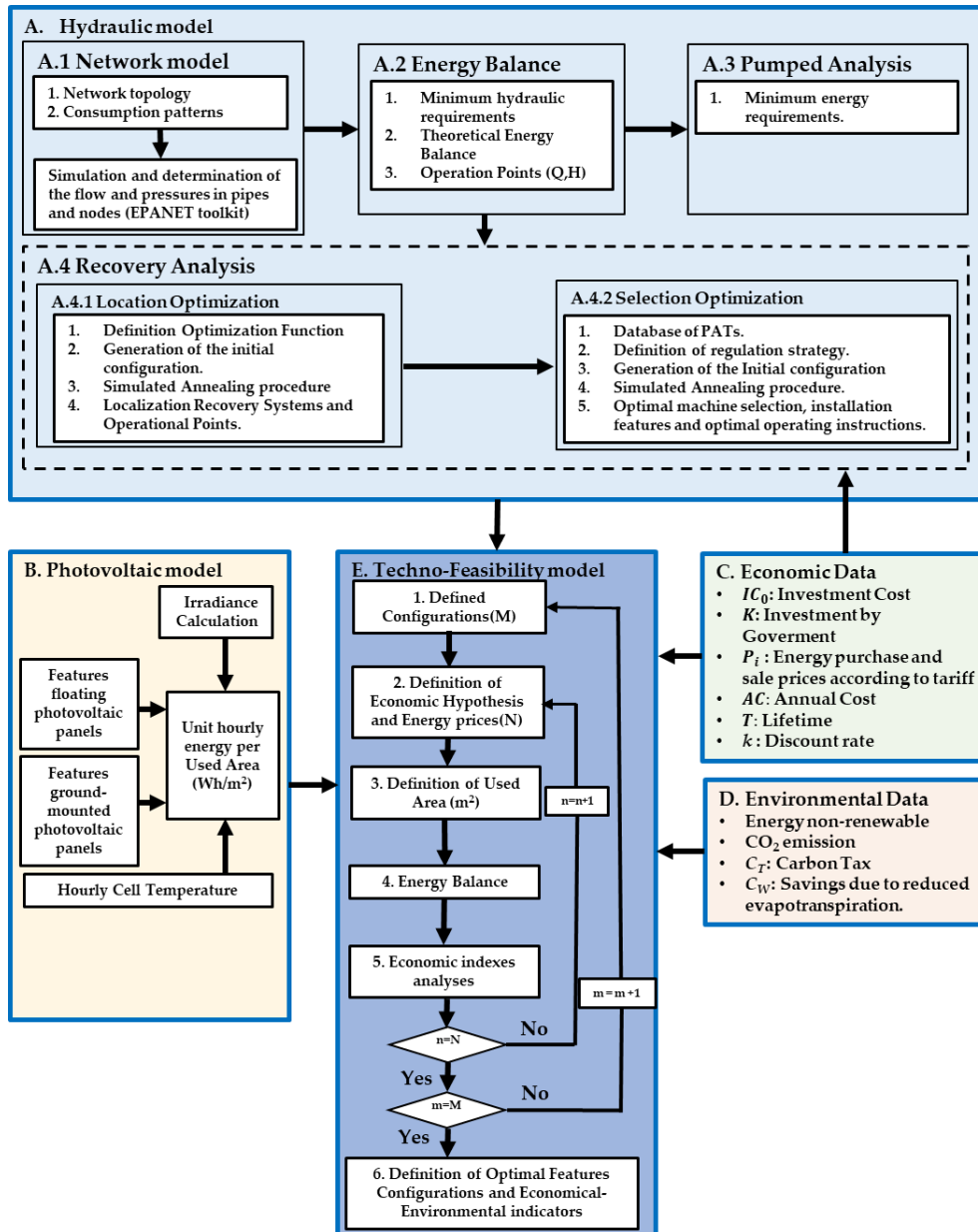


Figure 11. Proposed methodology

The knowledge of the operation flows enables the definition of the operation of the pumped systems (A.3). It allows water managers to define the regulation

strategy of the pumps, and therefore, it establishes the energy needs of the system. Otherwise, the knowledge of the operation flows in the gravity system as well as the values of the theoretically available energy enable the recovery analysis using microhydropower systems. This analysis is considered in step A.4. This stage is focused on the recovery analysis, and it is defined by two different stages. The first stage, called A.4.1 Location optimization, is established by five different stages: (i) Definition Optimization Function; (ii) Generation of the initial configuration; (iii) Simulated Annealing procedure; (iv) Localization Recovery Systems; and (v) Operational Points.

The optimization procedure was developed using *WaterPAT* software, which was programmed by the authors. The schematic procedure of the simulated annealing is defined in the following figure.

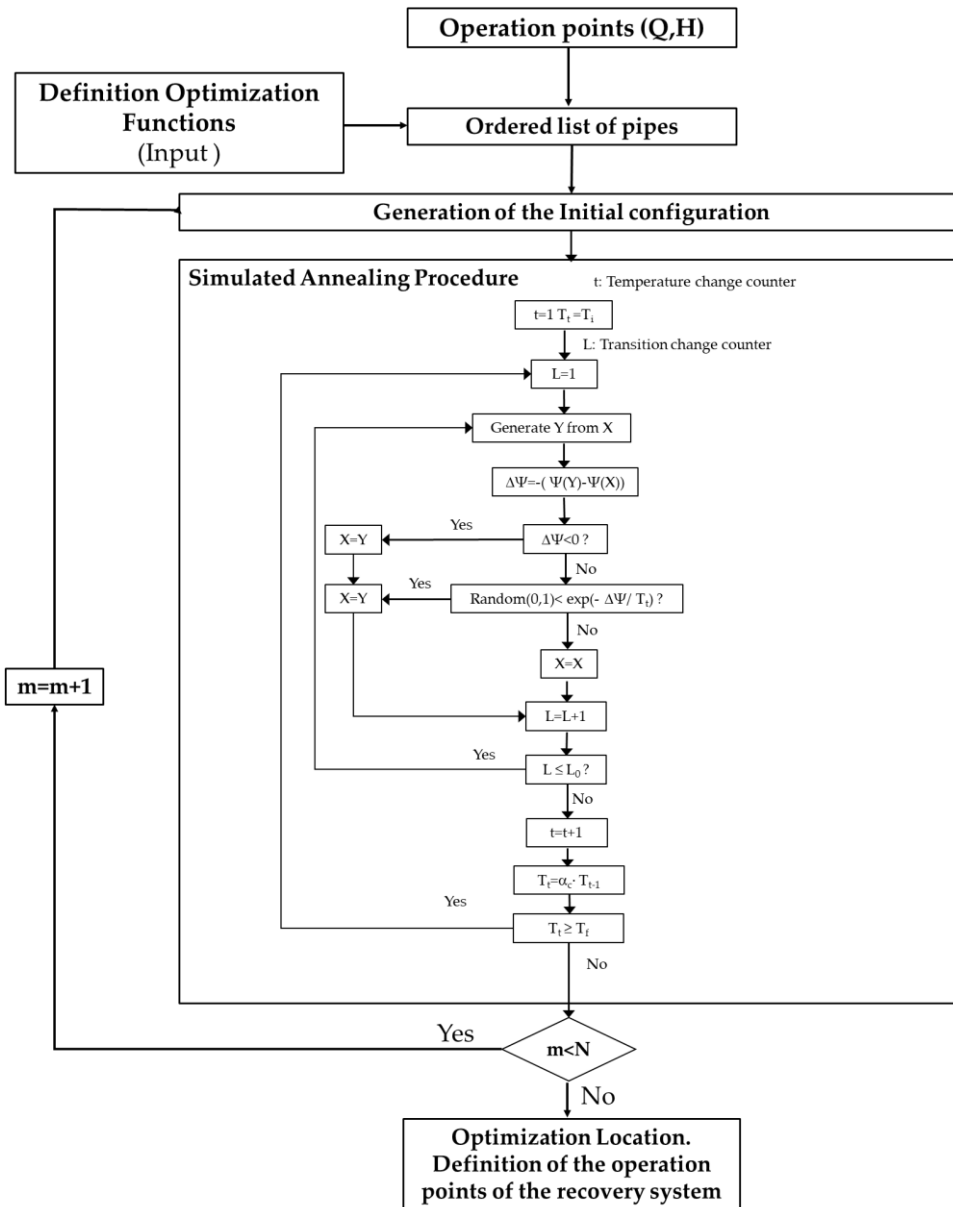


Figure 12. Example of one of the simulated procedures applied to the methodology

Figure 12 shows the different steps. An ordered list of the elements, which want to be optimized is generated. The order is established according to the energy balance defined by the objective function. The algorithm uses different

parameters as initial temperature (T_i), the final temperature (T_f), cooling ratio (α) and number of transitions for each temperature step (L_0). A sensitivity analysis is developed previously to improve the optimization. The transition temperature (T_t) is calculated according to a geometrical relation, which is defined by a α coefficient. The range of the parameters is defined between 2 and the maximum number of lines in the supply system. The simulated procedure defines new combinations between different m elements. It stops when it reaches the optimum configuration for the N system. The procedure is completely defined and evaluated by [151].

The simulated annealing is developed using the Levelized Cost of Energy ($LCOE$) [156]. It is used as the optimization function to be minimized. This function only takes into account expenses (initial investment and annual costs) and it does not depend on energy prizes.

$$LCOE^R = \frac{IC_0^R + \sum_{i=1}^{i=T} \frac{AC_i^R}{(1+k)^i}}{\sum_{i=1}^{i=T} \frac{RE_i^R}{(1+k)^i}} \quad (2)$$

where IC_0^R is the initial investment in € in the year 0, considering the electric line to reach the supply points; AC_i^R is the operation and maintenance costs in € for the year i ; RE_i^R is the annual recovered energy in kWh for the year i ; T is the lifetime in years, considering 25 years since it coincides with the photovoltaic panels; k is the real discount rate using a sensitivity analysis between 0.01 and 0.1. The real discount rate included both nominal discount rate and expected inflation rate, similar to other software (e.g., *HOMER*) [157].

When the optimization function is defined, the simulated annealing is applied. It establishes the initial configuration and runs the optimization procedure. This procedure was defined and applied by [151]. The solution of the simulated annealing determines the best locations of the recovery systems, considering the different pipes and the different optimization functions. When the location is finished, the methodology continues to choose the best machine (A.4.2). The selection of the machines contains the second optimization procedure. This optimizes by simulated annealing and the model searches for the best machine to be installed in the previous optimized location, which defines the available operation points.

This step is defined by five different steps, which are focused on: (i) establishing the database machine, (ii) Definition of the regulation strategy. This sub-step defines the operation mode of the machine. It can choose between non-variation rotational speed or variable rotational speed. When the variation rotational speed is considered, different strategies are analyzed: best power head (*BPH*), best efficiency head (*BEH*) and best power flow (*BPF*) [158]; (iii) the initial configuration is defined according to (i) and (ii); (iv) the simulating procedure is

developed; (v) the best solution is established in terms of the optimization function and the different variables to choose the number of machines, flow regulation per machine and recovered head depending on the selected optimal strategy.

When block (A), which performs on the hydraulic system, establishes the real recovered energy using hydropower, the second block starts if the consumed energy is higher than generated energy. The second block (B) is focused on the get the maximum energy by solar irradiance by square meter. The block is defined by four different sub-blocks. The first sub-block establishes the calculus of the hourly irradiance along the year. It improves the analytical model proposed by [143]. From the angle of latitude, day of the year, angle of declination, and angle of sunset time, the extra-terrestrial irradiation incident on a horizontal plane is calculated. With this value, the ratios for diffuse radiation and direct radiation are obtained. From the sunrise and sunset times, assuming an isotropic sky, it is possible to calculate the diffuse, direct and global hourly irradiance components as a function of the tilt angle of the panel. It is necessary to know the geometrical characteristics of the panels and floating systems, to determine the installed power, performance decay, minimum distance between panels and ratio between the installed area and the used area. Finally, it calculates the performance from the hourly average temperature.

The equation modelling for the *GPV* system, which is integrated into the proposed methodology is described and developed by [143]. The methodology used the equations modelling developed by [159] when the *FPV* systems are integrated with the optimization procedure. The *PV* analysis used a performance ratio equal to 0.7 to include the different efficiencies of the panels.

The optimization procedure considers the installation of both *GPV* and *FPV* systems. *FPV* systems are installed on the free water surface of the different reservoirs to use this area. This solution was proposed by [130]. The optimization module considers: the characteristics of the photovoltaic panel using a database, the same for both fixed and floating; floating system characteristics using the patented inclination equal to 5° [160]; the tilt angle is left variable for the ground-mounted system and it is 5° for the floating system, cost and energy production are simplified as a function of the used area. The analysis of output power of *FPV* and *GPV* is different since the installation of the *PV* panels is different. The analysis of the *PV* areas is a function of the available surface both reservoir and ground. The use of the water surface of the reservoir is to take advantage of these areas as well as to decrease the water losses by evaporation, which can be reduced by between 33 and 50%. Although the *FPV* power is higher due to lower cell temperature, The research does not consider this phenomenon, being on the side of safety in the estimation of the generated powers [106].

3. Artículo II

The third block (C) is the economic analysis. This block has implications for both blocks A and E (Figure 11) to develop the selection of the machines as well as the final feasible optimization analysis. This block defines the feasibility of the system. The economic analysis considers different ratios and prizes used by others published research. The goal of this section is the establishment of the economic ratio to use in the optimization procedures and making decision tools. Table 7 shows the different used values as well as the references.

Table 7. Economic costs used in the optimization procedure

Investment Cost				
$IC = \sum IC_j$				
Injected and Recovery Systems	IC_{CD}	Control Device. Electric and Electronic devices for the control of the system	$0.24 \cdot IC$	[68]
	IC_{OPC}	Other Project Cost including Engineering, Taxes	$0.19 \cdot IC$	
	IC_{Civil}	Civil works	$1020 \left(\frac{\text{€}}{kW}\right)$	[161]
	IC_{PATs}	Hydraulic and motor/generator Cost	$350 \left(\frac{\text{€}}{kW}\right)$	[162]
	IC_{CV}	Control Valves	$C(\text{€}) = AD(\text{mm})^a$	A=0.028 a=1.86
	IC_{PRV}	Pressure Reducing Valve		A=1.34 a=1.32
	IC_{Pipe}	Pipe Cost		A=0.218 a=1.053
	IC_{FM}	Flowmeters		A=0.195 a=1.59
Ground-mounted Photovoltaic	IC_{GPV}	Solar Panels and installation	$700 \text{ €}/kW$	[164]
	IC_{Sail}	Purchase of rural land	$10000 \text{ €}/Ha$	
Floating Photovoltaic	IC_{FPV}	The floating structure, not including Solar Panels and installation	$54.69 \frac{\text{€}}{m^2} (b = 5^{\circ})$	[160]
Joint investment	$IC_{Connection}$	Electrical connection	$25500 (\text{€}) + 77 \left(\frac{\text{€}}{m}\right) \cdot L(m)$	[161]
	$IC_{Battery}$	Batteries. Replacement for half of the study years, for 60% of the current price.	$518.8 \text{ €}/(kWh)$	[165]
Investment Government				
Investment Government	K	The ratio of the investment supported by Government	Hypothesis 1: $K=0$ Hypothesis 2: $K=0.5$	[166]
Annual Income				
Joint annual income	IC_{Sales}	Energy sales	For all tariff periods: Current Energy prices: Power installed: 0 €/kW	[167]

			Energy prices: 0.05 €/kWh Future Energy prices: Power installed: 0 €/kW Energy prices: 0.10 €/kWh Production Tax: 7% Access Tax: 0.0005 €/kWh	
Annual Cost				
$AC = \sum AC_j$				
Injected and Recovery Systems and Joint Investment	AC_{OMEX}	Operational and maintenance cost	$0.1 \cdot IC$	[168]
Ground Mounted and Floating Photovoltaic	AC_{OMEX}		$15 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{year}}$	[169]
Joint annual Cost	$AC_{Purchase}$	Energy purchase	Depending on the tariff period: Current Energy prices: P1-0.106938 €/kW 0.1295 €/kWh P2-0.053515 €/kW 0.1195 €/kWh P3-0.039164 €/kW 0.1124 €/kWh P4-0.039164 €/kW 0.1069 €/kWh P5-0.039164 €/kW 0.1031 €/kWh P6-0.017869 €/kW 0.0996 €/kWh Future Energy prices: Double the current prices Purchase Tax: 5.11269632 % Renting the electricity meters: 50 €/month	[167]
Environmental Data				
Carbon emissions	C_T	Carbon Tax. A growth rate of 3% per year is assumed	$116.2 \text{ €}/TnCO_2$	[170] [171]
Floating Photovoltaic	C_W	Savings due to reduced evapotranspiration	$1 \frac{\text{€}}{m^3}$	[172]

The fourth block (*D*) is focused on the analysis of the environmental impact of the solution in the system. This block analyses the non-renewable energy resource according to [173], the greenhouse emissions for this resource as well as the economic impact of these CO₂ emissions. The analysis of the non-renewable energy (E_{NRE}) use is defined energy coefficient (*EC*), which is defined by the follow expression proposed by [173].

$$E_{NRE} = EC \cdot E_c \quad (3)$$

where EC is the coefficient, which relates between energy generated by non-renewable resources and consumed energy in the system. It is equal to 1.954; E_{NRE} is the non-renewable energy resource in kWh, E_c is the consumed electrical energy in the system by the grid in kWh.

The CO_2 emissions value (CO_2E) caused by this generation could be estimated according to the following expression [174]:

$$CO_2E = CO_2C \cdot E_c \quad (4)$$

where CO_2C is equal to $0.331 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$ [175], CO_2E is the CO_2 emissions in kgCO_2

These emissions are punished by a tax, which is established considering a value proposed by [170]. This carbon tax (C_T) enables the definition of the profit for the use of renewable energies or the punish for the consumption non-renewable energies. The economic value can be defined by the following expression:

$$CO_2C = C_T \cdot CO_2E \quad (5)$$

Where CO_2C is the cost/profit in € for the environmental profit; C_T is the carbon tax. It is equal to 0.1162 €/kg CO_2 . This C_T considers an annual increase equal to 3% according to [176].

Finally, block E defines the making decision stage, which develops the techno-feasibility model. This block develops the study of the different approaches and possible configurations (M), which could be defined in the management system. The different configurations are defined in Table 8 y 9.

Table 8. Definition of the different configurations (I)

Element	Configuration		
	A	B	C
Pumped	Analyzed	Analyzed	Analyzed
Recovery System	Analyzed	Analyzed	Analyzed
FPV	Not Analyzed	Not Analyzed	Analyzed
GPV	Not Analyzed	Not Analyzed	Not Analyzed
Batteries	Analyzed	Not Analyzed	Analyzed
Connected to grid	Not Analyzed	Analyzed	Not Analyzed

Table 9. Definition of the different configurations (II)

Element	Configuration		
	D	E	F
Pumped	Analyzed	Analyzed	Analyzed
Recovery System	Analyzed	Analyzed	Analyzed
FPV	Analyzed	Not Analyzed	Not Analyzed
GPV	Not Analyzed	Analyzed	Analyzed
Batteries	Not Analyzed	Analyzed	Not Analyzed
Connected to grid	Analyzed	Not Analyzed	Analyzed

The six configurations included in the methodology are: (A) Pumped system; the methodology can consider there are pump stations in the water system, and therefore, it considers the energy need to supply the different pumped areas; (B) Recovery system; the methodology studies the possibility to install the different recovery systems according to block A, which was defined previously; (C) FPV, the methodology considers the possibility to install floating photovoltaic systems in the reservoirs of the system; (D) GPV, the methodology considers the possibility to install a ground-mounted photovoltaic system, (E) Batteries (off-grid); the methodology defines the connection to the grid, which enables the energy sales or (F) it does not consider the batteries use and the system is connected to the grid.

The feasible model establishes for each configuration different analyses included six different steps. The definition of the configuration continues, considering the different economic hypotheses, including the energy price of both purchase and sale. The model considers three discount rates (0.01, 0.04, 0.07), two different energy block prices as a function of the time (i.e, current and future prices). Besides, the procedure should carry out the following constraints when the configuration considers the use of a storage system. The model considers a lifetime of twenty-five years, which is coincided with the lifetime of the PV systems. The model considers that in the optimization the properties of the battery remain constant throughout its lifetime and are not affected by external factors such as temperature, similar to other optimization software [157]. However, when there are charge/discharge cycles, the capacity decrease of these elements. To consider this factor, the model defined an increased coefficient of 1.25 to take into account the loss of battery capacity and therefore indirectly include it in the feasible analysis.

The model considers the different used areas to optimize the photovoltaic area both *FPV* and *GPV*. Different combinations can be chosen considering the area and the inclination angle when the photovoltaic system is on the ground and the different areas when the photovoltaic system is floating. The analytical model enables the definition of the best solution by comparing the Net Present Value (*NPV*) between the situation without recovery and photovoltaic installation with the situation defined by the configuration and hypotheses. The procedure calculates the economic savings according to the following expressions [177]:

$$NPV_0^I = \sum_{i=1}^{i=T} \frac{-AC_i^I}{(1+k)^i} \quad (6)$$

$$NPV_m = -IC_0 + \sum_{i=1}^{i=T} \frac{(AI_i - AC_i)}{(1+k)^i} \quad (7)$$

$$\Delta NPV = NPV_m - NPV_0^I \quad (8)$$

$$S = \frac{\Delta NPV}{NPV_0^I} \cdot 100 \quad (9)$$

Where NPV_0^I is the Net Present Value without recovery and photovoltaic installation in €, AC_i^I is the annual cost, including operating and energy costs in €, NPV_m is the Net Present Value for the defined configurations and assumptions in €, according to IC_0 investment cost in €, IC_i annual cost including operation and energy purchase (depending on the configuration) in € and AI_i annual revenue from energy sales in €, ΔNPV is the difference of Net Present Values in €; S is the percentage of economic savings; if $NPV_m > NPV_0^I$ then $S > 0\%$, if $NPV_m < NPV_0^I$ then $S < 0\%$, if $NPV_m = NPV_0^I$ then $S = 0\%$, and if $NPV_m = 0$ then $S = 100\%$.

The procedure defines two minimum areas. The first area defines the minimum value for getting $S = 0\%$ and the second area defines $S = 100\%$. For *GPV*, the minimum areas are defined as a function of tilt angle. The techno-feasible model studies the different feasible analyses including the energy balance by an iterative procedure. It considers different values of the farmed areas in the irrigation system since the facilities cannot define an optimized farmed area because the farmed area depends on other social and economic factors linked to agriculture. It causes the water management can know the minimum areas to reach hybrid systems, which will feasible the self-consumption in energy terms.

The techno-feasible analysis includes the temporal analysis of the different environmental ratios, which show the support of each renewable system for the necessary energy. The following ratios are analyzed in the final balance:

- Self-Consumption Index (*SCI*) is the ratio between renewable energy, which is consumed in the pump station and the needed energy.
- Recovered Ratio (*RR*) is defined as the ratio between recovered energy by microhydropower system and the necessary energy by the pump stations
- Photovoltaic Ratio (*PVR*) is defined as the ratio between generated energy by the photovoltaic systems (*GPV* or *FPV*) and the necessary energy by the pump stations.
- Recovered Energy Sales Ratio (*RESR*) is the ratio between recovered energy, which is sold to the grid and the total recovered energy by the microhydropower system.
- Photovoltaic Sales Ratio (*PVSR*) is the ratio between generated photovoltaic energy, which is sold to the grid and the total generated energy by the photovoltaic systems.
- Purchased Energy Ratio (*PER*) is the ratio between purchased energy to the grid and the necessary energy for the pump station
- Recovery Energy Ratio (*RER*) is the ratio between microhydropower energy used for the pump station and the necessary energy for the pump station.
- Photovoltaic Energy Ratio (*PVER*) is the ratio between photovoltaic energy used for the pump station and the necessary energy for the pump station.
- Reduction of the CO₂ emissions (*RCO₂*) is the estimation of the decrease of CO₂ emissions, considering the renewable energy generated by the hybrid renewable system.

3.5 Results

3.4.1 Case Study

The water system is located in Aspe (Alicante, Spain). The water system supplies 3708 ha in which the main crop is the table grapes. The irrigation system is pressurized, and the level of the crops was located between 395 m and 211 m. There were four reservoirs, which supply the different sectors of the pressurized system. The main reservoir (*R-1*), which is located at level 384.5 m. receives the irrigation water, which comes from different sources (well and Jucar-

Vinalopó transfer mainly) [178]. *R-1* distributes the water between different reservoirs by gravity. There are two high zones, which should be pumped to guarantee the minimum pressure and therefore the demanded flow in the system. It implies the need to operate with two pump stations (*P-1* and *P-2* respectively). The irrigation network was simulated using *EPANET*, which was calibrated according to the proposed methodology by [179].

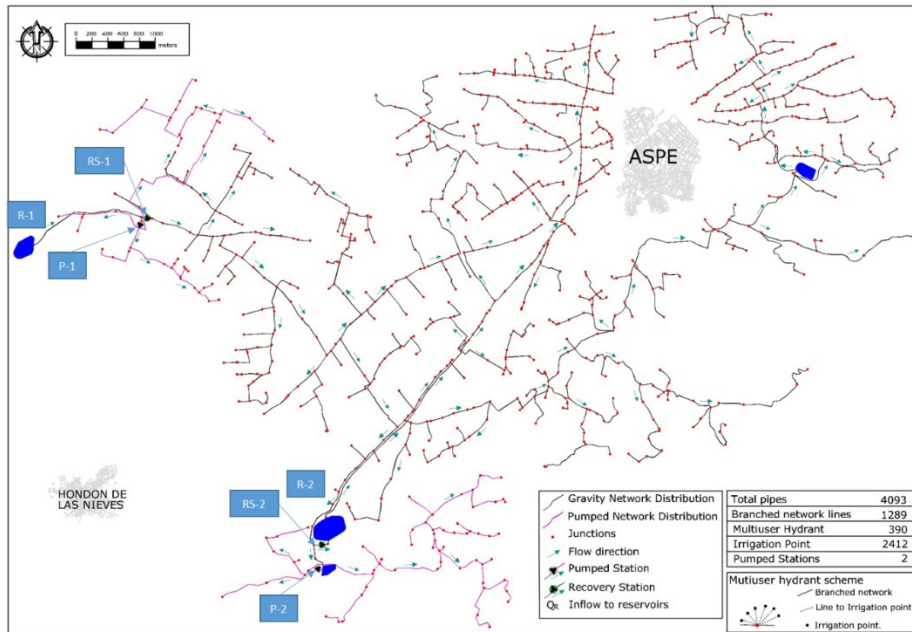


Figure 13. Case Study (ETRS89 UTM 30S 694899E 4246291N)

The high difference levels between irrigation points enable the possibility to install recovery systems in the irrigation network. Besides, the high surface of the reservoir enables the possibility to install a floating photovoltaic system to generate green energy, reducing the water losses in the reservoir as a consequence of water evaporation. Both pumped stations are near the reservoirs, which are called *R-1* and *R-2* respectively. The water network is built on ductile iron, although there are short branches, which are built using high ductile polyethene (*HDPE*). The total pipe length is 274 km, and the diameters are between 31 mm and 1200 mm. The installation has 390 multiuser hydrants in which the pipes are connected by a manifold to supply the irrigation points using polyethene pipes. *P-1* station is defined by three pumps in parallel. The best efficiency point of these machines is 111 l/s and 50 m w.c., being the

efficiency equal to 0.83 and its nominal rotation speed 1760 *rpm*. In contrast, the *P-2* station is defined by three pumps in parallel. The best efficiency point of these machines is 120 l/s and 53 m w.c., being an efficiency equal to 0.79 and its rotational speed 1760 *rpm*.

The analysis includes different scenarios, which considered different values of the farmed area since the analysis cannot consider an optimum farmed value. It is because the farmed area does not depend on the feasibility of the energy system but on other constraints, which are linked to the agricultural production system such as prices, water availability, and social and environmental conditions. The farmed area depended on the other conditions linked to economic and social. Particularly, the methodology considered five hypotheses: 50%, 60%, 75%, 90% and 100% of the farmed area compared to the available irrigation area. The analysis of the pump systems establishes the need to develop the energy balance and the knowledge of the operation points of the systems. Besides, block A enables the optimization of the recovery system as well as the calculus of the energy balance when the recovery systems are located, and the machines are selected. The following values were obtained in both pumped stations according to pumped and recovered values of energy, considering the irrigation needs between 2001 and 2020 [180][180][180][180][180][180][180][180][180][180][180][180][180] and analyzing the average temperature in the case study between 2007 and 2016.

Finally, to describe the data of the case study, Figure 14 shows the average value of the solar irradiation for both systems (*FPV* and *GPV*) as well as the average temperature value.

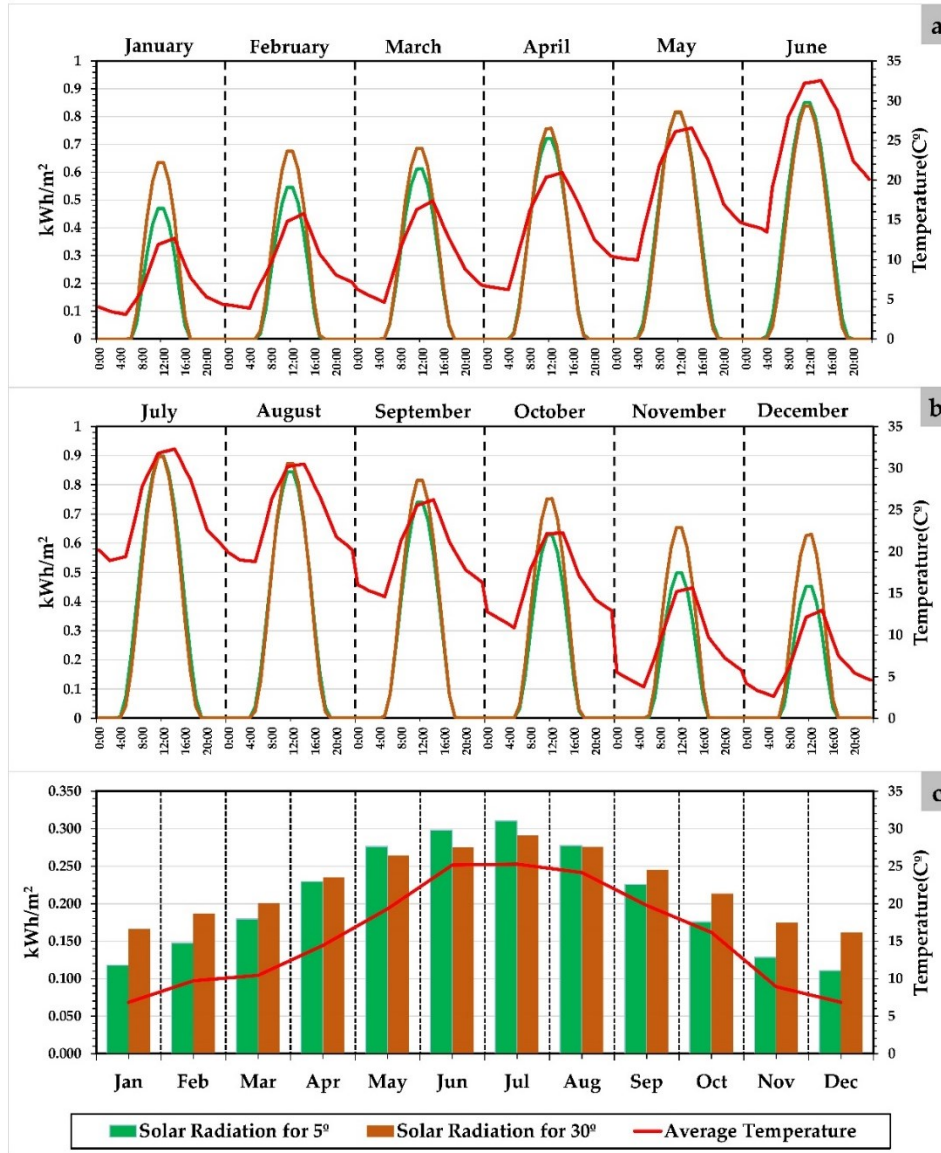


Figure 14. Average solar radiation and temperature each month (a) Hourly between January and June; (b) Hourly between July and December; (c) Average each month

The solar radiation varied between 0.12 kWh/m² (January) and 0.32 kWh/m² (July) when the GPV was analyzed. The analysis of the solar radiation oscillated between 0.160 kWh/m² (January) and 0.280 kWh/m² (July) when FPV was

studied. The average values of temperature oscillated between 6°C and 25°C from December and July respectively.

3.4.2 Selection machine optimization

If *P-1* is analyzed, the recovered energy using hydropower systems is greater than the consumed energy by the pump station between 50 and 75% of the farmed used. In this *P-1* station, the annual excess of generated energy is around 24000 kWh. When the farmed area increases above 75% the energy needs are higher in the *P-1* station, and the increase of the recovered energy by the circulating flows in the water network cannot compensate for it. In this assumption, the lack of energy to reach the zero-net consumption of non-renewable energy is around 26800 kWh each year. When *P-2* is analyzed in similar terms, comparing energy needs in the *P-2* station and the recovered energy, all assumptions showed a lack of green energy to reach the zero-net energy consumption. In this case, the lack of annual energy oscillates between 50400 and 101525 kWh from 50 to 100% farmed area, respectively. The lack of energy in the different assumptions establishes the need to complement using other renewable systems, particularly, *PV* panels both *GPV* and *FPV*.

Figure 15 shows the different *LCOE* values when the optimization procedure was applied, considering different farmed areas between 10 and 100%, four different discount rates (*k*) and a different number of installed recovery systems (*NRS*) from 1 to 10. When different rates are analyzed, considering $k=0.01$ (Figure 15a), $k=0.04$ (Figure 15b), $k=0.07$ (Figure 15c) y $k=0.1$ (Figure 15d), the trend of all figures is similar, the *LCOE* decreased between 70 and 80% as a function of the increase of the farmed area. If the *NRS* increased, the *LCOE* increased between 340 and 520%. Currently, the farmed area is around 75%. In this case, the *LCOE* value is between 0.38 and 0.58 €/kWh when two recovery systems are considered. These values are lower than published values, which were between 0.63 and 1.17 €/kWh by [181], using pump working as turbine. The optimized *LCOE* values decreased 50% compared with the published values. However, the *LCOE* reached uniform values when the farmed area was above 60%, showing variation lower than 0.05€/kWh.

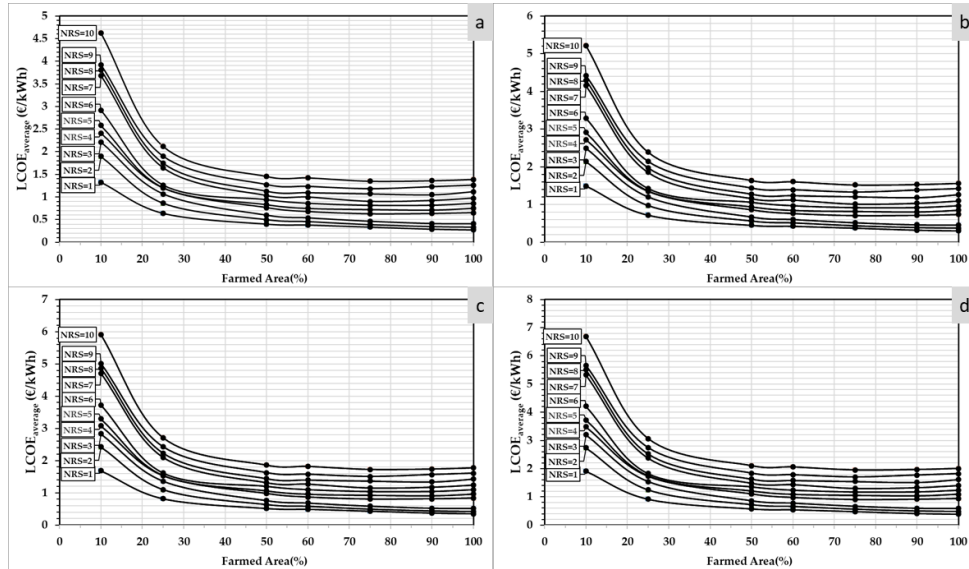


Figure 15. LCOE values for different discount rates (k) (a) $k=0.01$, (b) $k=0.04$, (c) $k=0.07$, (d) $k=0.1$

Finally, two *NRS* were chosen according to the number of pump stations since the optimization procedure enables the installation of these recovery systems near pump stations. Figure 16a shows the optimization carried out by the simulated annealing to choose the machines, which operate in each recovery system. For each recovery system, the simulated annealing procedure optimizes the number of installed machines in parallel. Particularly, two machines were the best solution for recovery system 1 (*RS-1*) and one machine for the recovery system (*RS-2*). Figure 16a shows the *LCOE* value as a function of the specific speed (*nst*) for *RS-1* and *RS-2* when the farmed area was 50%. In this case, the *LCOE* value for this machine was 0.53 once the characteristic curves of both group machines are considered (Figure 16d). The specific speed was 130 and 48 *rpm* (m, kW) for the machines *RS-1* and *RS-2*. *LCOE* value was around 0.44 when the farmed area was 75% (Figure 16b). In this case, the specific speeds of the optimized selection were 129 and 44 *rpm* for *RS-1* and *RS-2*, respectively. Figure 16c shows the values for 100% farmed area, reaching *LCOE* values near 0.33 and specific speeds of 136 and 38 *rpm* for *RS-1* and *RS-2*, respectively. The optimization analysis showed that the typology of the machines did not change significantly when the farmed area varies. It implies the need to use axial machines for *RS-1* and radial machines for *RS-2*.

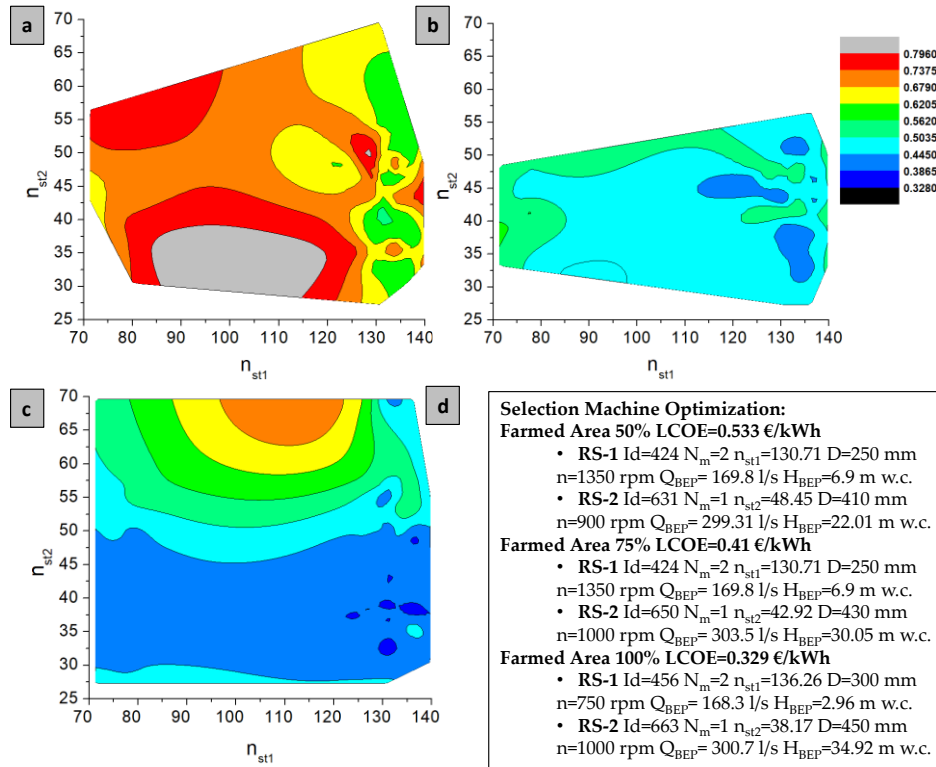


Figure 16. LCOE average values ($k=0.04$) for different farmed Areas (a) 50%, (b) 75%, (c) 100%, (d) Characteristics parameters of the chosen machines in the optimization procedure (Id .- Identification of the machine in the database; N_m .-number of installed m number of installed machines; D .- Diameter of impeller; n .- rotational speed; n_{st1} .- specific speed of the R-S1; n_{st2} .- specific speed of the R-S2; Q_{BEP} .- Flow for the best efficiency point; H_{BEP} .- Recovered head for the best efficiency point of the machine)

3.4.3 Farmed Area Analysis

The consideration of the values for economic and environmental costs, which were defined in Table 7 enables the development of the feasibility analysis using the proposed methodology and the different configurations. Besides, the results show the feasibility values considering the current energy prices and estimating the future energy prices according to [167]. Each feasibility analysis shows results considering Figure 17a shows the results when the $P-1$ and $RS-1$ are considered without the use of GPV and FPV (Configuration B according to Table

8 and Table 9). The results show the self-consumption is unfeasible for any discount rates, using microhydropower system in which the energy generation is higher than the energy necessary for the pumping. In contrast, if the future energy price is considered, self-consumption is feasible when the farmed area is higher than 70%. If the same analysis is developed in P-2 (Figure 17c), when the RS-2 is analyzed according to configuration B (i.e, without GPV and FPV), the green generation is feasible when the farmed area is higher than 80% for any discount rate and considering the current energy prices. When the feasible analysis considered the future energy prices, the self-consumption is feasible when the farmed area is greater than 50%.

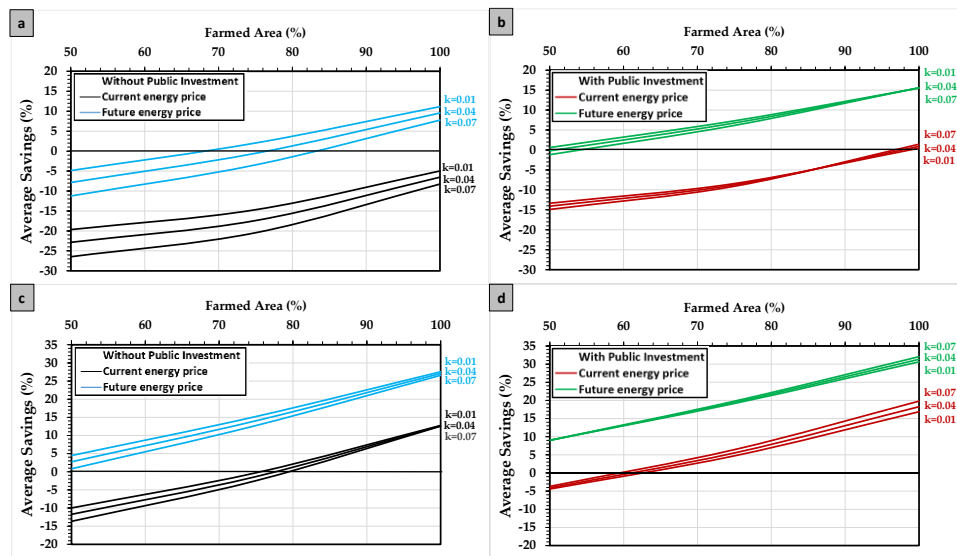


Figure 17. Average savings according to the farmed area and discount rates for configuration B (a) P-1 no considering public investment, (b) P-1 considering public investment; (c) P-2 no considering public investment, (d) P-2 considering public investment.

If the study considers a public investment equal to $K=0.5$, the self-consumption is feasible in P-1 when the farmed area is higher than 50% for any discount rates, considering the future prices (Figure 17b), and the facilities are feasible when the farmed area is higher than 80%, considering the current energy prices. If P-2 is analyzed (Figure 17d) the savings are present in all ranges of the farmed area when it is higher than 60%, considering current and future energy prices. The figure shows the feasibility of the system according to techno-feasible analysis and therefore, it shows the possibility to reach a zero-net energy balance in the annual operation system.

Figure 18 shows different configurations when the *GPV* and *FPV* are considered in *P-1*. Figure 18a shows the area necessary for *FPV* panels when configuration C is analyzed. This configuration (Table 8) supposes the use of *RS-1* supported with *FPV* panels in which the energy excess is stored using batteries. The advantage of *FPV* systems is the use of the water surface of the reservoir and therefore, the water management does not have to buy farmed area for the installation of the *FPV* system. Besides, the installation of the *FPV* causes the evaporation decrease of the water in the reservoir. It causes the reduction of leakages costs, which were considered in the feasible analysis according to Table 8.

Figure 18a shows the minimum area to reach an *NPV* equal to 0, considering future energy prices without public investment. When the farmed area is analyzed, the *FPV* area is between 28000 and 30000 m² when the farmed area oscillates between 50 and 100% respectively, considering discount rates equal to 0.01. If the results for $k=0.01$ and $k=0.04$, Figure 18a shows the minimum *FPV* area to get savings considering the current energy prices and the public investment ($K=0.5$). If these results are observed in Figure 18a, the variation of the *FPV* area is non-linear as a function of the farmed area. If the discount rate is 0.01, the *FPV* area varies from 10000 to 7000 m², while the farmed area changes between 50 and 100%. If the discount rate is 0.04, this *FPV* area oscillates between 25000 and 12000 m² for the farmed area of 50 and 100% respectively. The trend is similar when the configuration D is analyzed (Figure 18b), the used area for the installation of *FPV* is reduced between 7.8% and 28% as a function of the minimum area for *NPV*=0 considering future prices, or the minimum area to create savings considering the current energy prices and different discount rates (Figure 18b).

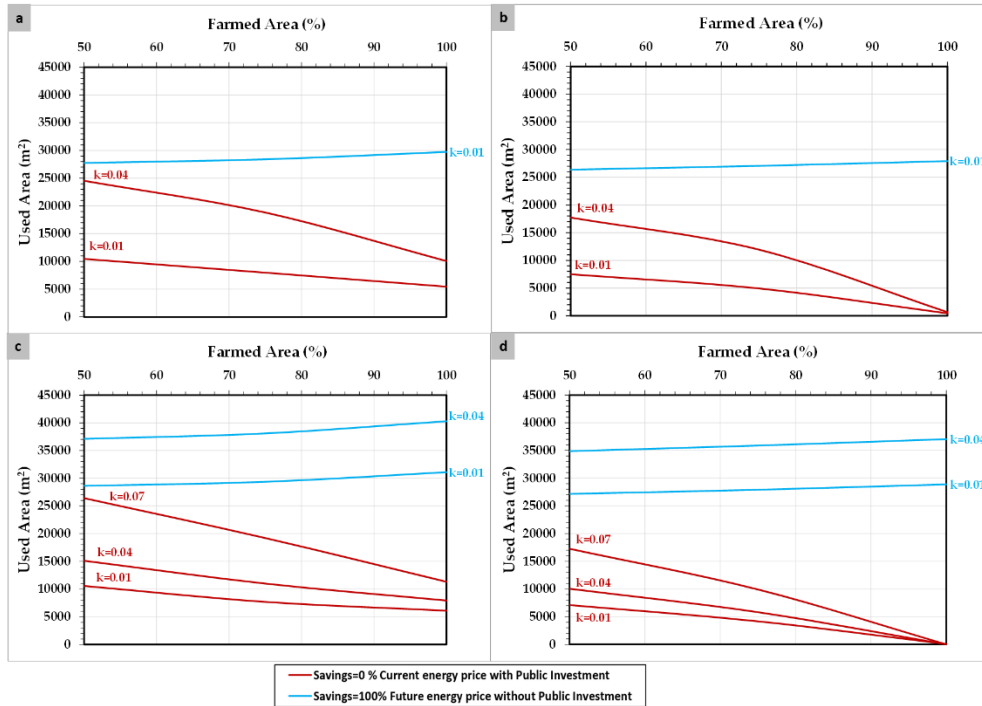


Figure 18. Used area of photovoltaic systems for different discount rates and energy prices in P-1 (a) Configuration C, (b) Configuration D, (c) Configuration E, (d) Configuration F

The configurations E and F analyzed the use of *GPV* instead of *FPV*. The trend of these configurations is similar for configurations C and D, although the used areas change for the installation of the *GPV* when different energy prices and different discount rates. In general terms, the *GPV* areas and *FPV* areas are similar when the current prices are used, and the discount rate is 0.01. Similar values and trends were obtained when the *P-2* system was analyzed considering the different configurations and economical hypotheses.

3.4.4 Energy balance and renewable share analysis

Once the best solution is chosen by the optimization procedure, the annual energy balance can be estimated each hour considering: (i) the consumed energy by pump station discretizing the tariff period, which changes between six different prices from *P1* to *P6* as a function of the day and month of the year (Table 7); (ii) the recovered energy by the excess of the hydraulic pressure in

the system using microhydropower system; (iii) the generated energy by *FPV/GPV* panels installed in the system. Figure 19a shows the annual energy balance in the *P-1* system when the farmed area was 75%. In this case, the annual consumed energy by the pump station (injected into the network) was 103387 kWh, the annual generated by *PAT* was 131572 kWh, and the annual generated by the *GPV* panels was 243844 kWh. These values showed an annual positive balance equal to 283125 kWh (connected to the grid or stored in batteries when the system is off grid) and an annual negative balance equal to 10187 kWh (the energy should be bought in the grid or supplied using batteries).

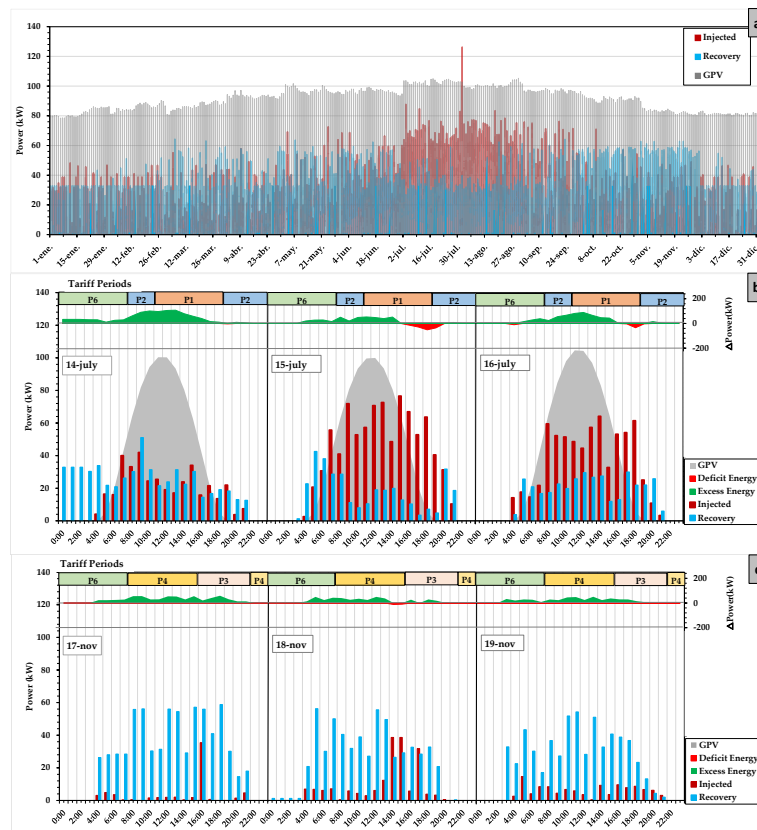


Figure 19. Annual Energy balance considering *GPV*, microhydropower system and injected energy by the pump when *P-1* system is analyzed, and the farmed area is 75%. (a) Annual (b) Hourly example between 14th and 16th July for configuration E or F; (c) Hourly example between 17th and 19th November for configuration A or B.

Figure 19b shows the discretized hourly values for injected, recovered and generated energies on some days of July, as well as the hourly balance defining if there is excess or deficit of energy to supply the pump station. Besides, this figure indicates the tariff period in which the pump station is operating to define the saving of the energy consumption. Except in singular hours, there is an excess of the generated energy by the renewable system, showing the capacity of the system to sell or store energy. Particularly, the maximum excess was 1989 kWh, and the maximum deficit was 186 kWh in this date window (14-17 July). Figure 19c shows the hourly energy values, considering the *GPV* is disconnected to the *P-1* because the generated energy using *PAT* is enough to satisfy the injected energy demand. In this case, the results show the lack of generated energy by *GPV*, and all green energy is generated by the recovered systems. The injected values are lower than in July (Figure 19b) due to irrigation needs decreasing for the grapes in November. In this stage, the excess energy was 1534 kWh, and the maximum deficit was 29 kWh.

Figure 20a shows the *SCI* and *PVR* values for three different scenarios of farmed areas as a function of the used area when there were installed *GPV* systems in the *P-1* system. It shows the minimum *SCI* value is 0.35, without *GPV* and considering 50% of the farmed area. The self-consumption increases 71% and 85% when the farmed area was 75 and 100%, respectively. It indicates the high recovery potential when there are microhydropower systems, which take advantage of the excess pressure in the network, contributing to a decrease of leakages in the network. The inclusion of the *GPV* showed capacities to generate the necessary energy, which increased linearly from 0 until 60 when the farmed used area was 45000 m², The *RR* oscillated between 1.47 and 0.82 for 50% and 100% farmed area. Both high values *PVR* and *RR* showed enough capacity to generate by green renewable energies the necessary energy, but the *SCI* cannot be 1 because the generation is dislocated of the demanded energy. The annual decrease of CO₂ emissions reached above 1400 Tones, which varied linearly according to the *GPV* area (Figure 20b).

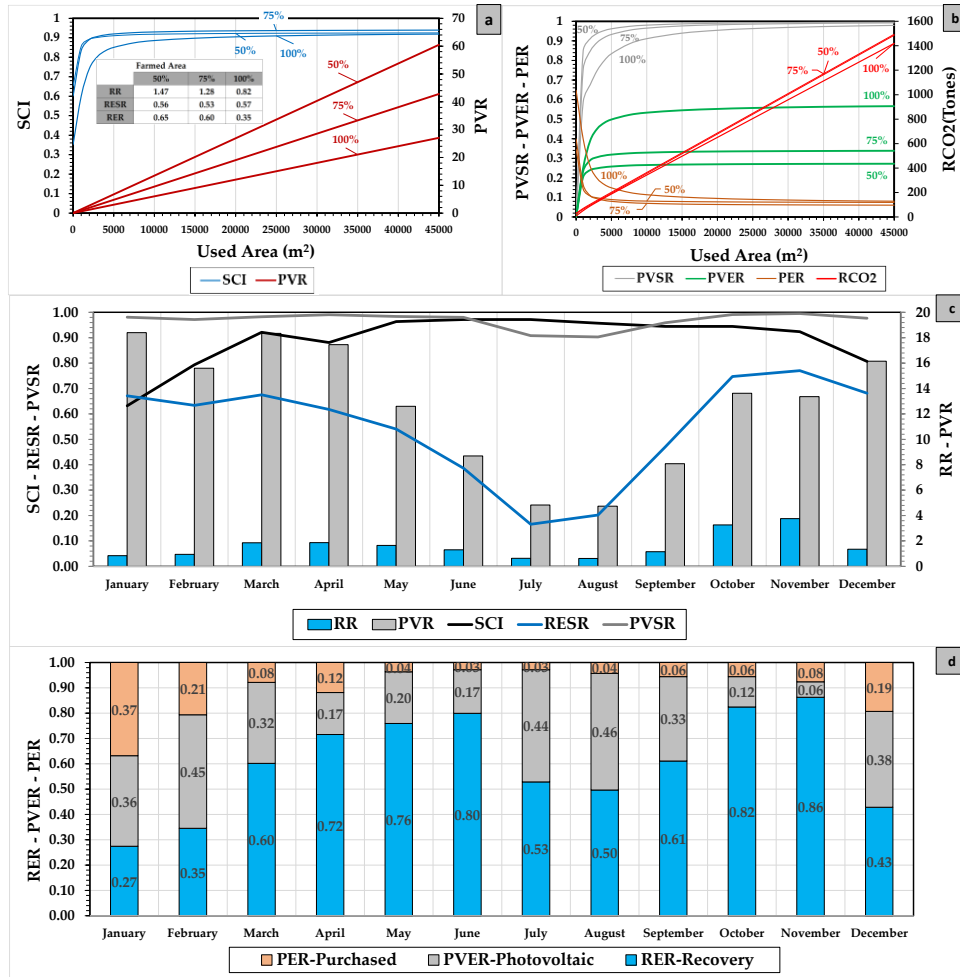


Figure 20. Indicator values as a function of the farmed area when P-1 system is analyzed for configuration F (a) SCI-PVR values (b) Annual Energy balance considering GPV, microhydropower system and injected energy (c) Monthly environmental indicators (d) Sales and Purchases ratios for each month.

When the P-2 system was analyzed the annual average SCI value was 0.83, the RR value was around 0.65 for any farmed area above 50%. In this case, PVR linearly increased between 15 and 32 as a function of the farmed area, considering a similar trend of the P-1 system. RESR oscillated between 0.69 and 0.49 for the P-2 system when the farmed area was analyzed between 50% and 100%, respectively. Finally, the RER value varied between 0.20 and 0.33 for the

P-2 system when the farmed area was analyzed between 50% and 100%, respectively.

Figure 20b shows the *PVSR*, *PVR*, *PER* and RCO_2 values of the *P-1* system. *PVSR* and *PVER* values increased exponentially reaching values around 0.98, 0.94 and 0.83 for *PVSR* when the *GPV* area was 5000 m² and the farmed area were 50%, 75% and 100% respectively. *PVER* showed values of 0.23, 0.31 and 0.48 when the farmed area was 50%, 75% and 100% respectively, considering a *GPV* area of 5000 m². The *PER* values were 0.16, 0.1 and 0.09 when the farmed area was 100%, 75% and 50% respectively. All values were asymptotic when the area increased for these values. If *P-2* system was analyzed, *PVSR* and *PVER* values increased exponentially reaching values around 0.88, 0.86 and 0.78 for *PVSR* when the *GPV* area was 5000 m² and the farmed area were 50%, 75% and 100% respectively. *PVER* showed values of 0.41, 0.43 and 0.53 when the farmed area was 50%, 75% and 100% respectively, considering a *GPV* area of 5000 m². The *PER* values were 0.25 approximately for any farmed area value.

Figure 20c shows the values discretized by months, considering 10000 m² of *GPV* system. The annual balance showed the *SCI* oscillated between 0.61 and 0.97 in January and July respectively, showing an annual average of 0.93. The total self-consumption was not possible, although the system showed the capacity to generate more energy of the necessary showing average values of *PVR* and *RR* of 1.28 and 9.52, respectively. It implied the sales could do in all months. *PVSR* varies between 0.90 and 1 in July and November, being the annual average 0.97. *RESR* showed high variability caused by the irrigation needs of the crops. These values were between 0.17 and 0.77 for July and November respectively, being the annual average of 0.53.

Figure 20d shows the ratios of *RER*, *PVER* and *PER*, which define the origin of the necessary energy for the *P-1* system each month. The minimum *RER* value was 0.27 in January, being a maximum of 0.86 in November. It shows the high potential of the recovery system to supply the pump station. The *PVER* oscillates between 0.06 and 0.45 for November and February, respectively. The annual average value was 0.33. Finally, the energy purchase (*PER*) oscillated between 0.03 and 0.37 for May and January, respectively. The annual value was 0.07 when the *P-1* system was analyzed.

3.4.5 Discussion on the optimum solutions

The analysis shows different obtained *LCOE* values when different configurations, different real discount rates, the energy prices (current and future) and the consideration of the possible public investments in both pumped systems (*P-1* and *P-2*). The table shows the combinations in the different configurations in which the use of hybrid systems is not feasible (it is defined by (a) in the different cells of the table). Table shows *LCOE* values, which are inside of the obtained values in other published researchers [77] and European reports [78]. These *LCOE* values considered the maximum area of the reservoir both *R-1* and *R-2*, 45000 and 80000 m², respectively. These areas are considered by the different scenarios to get the *LCOE* values. These values are marked using (b) and (c), respectively. The analysis showed the increase of energy in the future, will be these hybrid systems could be feasible without considering public investments, and the use of different discount rates did not cause significant differences between *LCOE* values. The increasing trend of the energy prices could think the feasibility of renewable systems connected to grid or off-grid are similar when the economic parameters are analyzed. However, the use of *FPV* (Configuration D or F) is more interesting from a sustainability point of view, since they showed other sustainable advantages in terms of use of water surface and reduction of the evaporation.

The analysis of *LCOE* values of the hybrid systems showed the results are aligned with other published proposals, improving in many cases. The *LCOE* values above 0.08 €/kWh when the maximum reached *LCOE* value was 0.04 €/kWh in the irrigation system located in Villena, which is around 30 km from this case study, and they have similar characteristics [79]. Configuration A showed is not feasible in any case. The consideration of the *PAT* systems according to flow over time and the demand value caused this unfeasibility. The rest of the configuration showed feasibility in all hypotheses when the public investment is considered and all hypotheses when the energy price is increased. Configuration B showed *LCOE* values, which oscillated between 0.472 and 0.846 €/kWh. The lowest value was reached in the *P-2* system when the discount rate was 0.04, there was no public investment, and the analysis considered the current price of the energy. The highest value was reached at the value of 0.07, current price, no public investment and it was in the *P-1* system.

Some of the situations analyzed were chosen to develop a sensitivity analysis when economical parameters change. Figure 21 shows this analysis when it was applied in five scenarios. Seven economic parameters were analyzed as a function of the configuration analyzed. When Configuration B has analyzed its

sensitivity considering the lifetime, Investment Cost of Recovery System and Annual Cost of Injected and Recovery Systems. When these parameters decreased a 25%, the *LCOE* value varied 1.91%, -6.55% and -14.5% respectively. If the parameter economic increased a 25%, The *LCOE* value changed -1.43%, 8.18% and 18.13% respectively. When Savings were analyzed, this value changed -29.98%, 65.15%, and 55.08% when the economic parameters (i.e., Lifetime, Annual Cost of Injected and Recovery systems) decreased by a value of 25%. If they increased 25%, the saving value oscillated 29.03%, -81.36% and -55.08%. This variation is aligned with the variation shown by [49].

This analysis was analyzed in Configuration C for the scenario, which considers a discount rate of 0.07, *K* equal to 0.5 and future energy prices. This configuration showed a value of 0.089€/kWh and Savings equal to 100%. The *LCOE* and Saving variation can be observed in Figure 22b for the following parameters: lifetime, Investment Cost of the recovery system, Annual Cost injected and recovery systems, investment cost and the annual cost of the photovoltaic system, investment cost and annual cost of the battery. The maximum variation of the *LCOE* was 11.46% when the investment cost of the photovoltaic system increased a 25%. A similar trend can be observed in Figure 21c in Configuration E.

Figure 21c shows variations of the *LCOE*, which oscillated between -7.64% and 6.97% when the economic parameters increased by 25%. When these parameters decreased 25%, the *LCOE* values varied between -5.28% and 4.16%. Saving values changed between -13.14% and 14.09% when the parameters increased 25%, while the values oscillated between -17.61% and 9.59% when the parameters decreased 25%.

Figure 21d shows the sensitivity analysis of configuration D, analyzing the variation of the different economic parameters as lifetime, the investment cost of recovery systems, annual costs of injected and recovery systems, investment cost and the annual cost of photovoltaic systems. *LCOE* value varied between -9.18% and 5.25% for the different parameters increasing a 25%. *LCOE* vale oscillated between -3.65% and 11.44% when the parameters decreased by 25%. Saving values varied between -9% and 15.44% when the parameters increased a 25% while the saving values oscillated between -19.29% and 6.03% when the parameters decreased a 25%. A similar trend showed the Figure 21e.

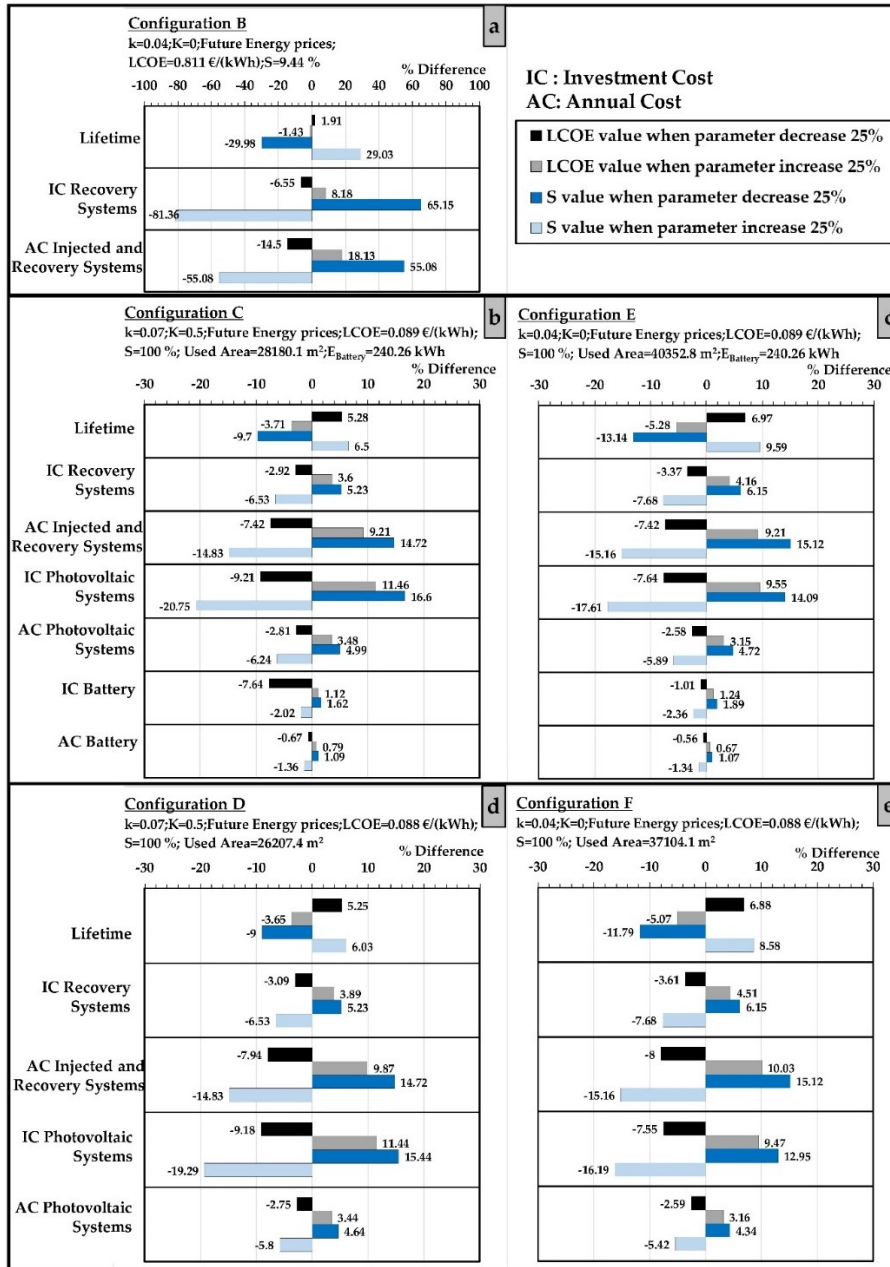


Figure 21. Sensitivity analysis of the LCOE and Saving value for the different configurations (a) Configuration B; (b) Configuration C; (c) Configuration E; (d) Configuration D; (e) Configuration F.

3.6 Conclusions

The sustainability improvement of the different targets included in the different sustainable development goals implies the water managers must define new strategies, which define the establishment of new investments and making-decision in this alignment. In this line, this research proposes a new optimization procedure, which enables the making-decision by water managers to consider the use of photovoltaic systems and microhydropowers when their facilities have energy consumption points (e.g., pump stations).

The research proposes a global optimization of the system, on the one hand, it considers hydraulic optimization and on the other hand, it develops the photovoltaic optimization in which the optimum capacity is related to the surface area to be occupied, considering the optimum tilt angle. The capacity of the batteries is optimized according to the existing hourly energy balances for each day of the year. The discretization was considered based on another published research [80,81]. It enables the getting of the maximum capacity necessary to deal with the potentially accumulable excess energy and periods of energy shortage.

The new proposed approach is optimized by two simulated annealing procedures, which choose the best location of the microhydropowes system and the selection of the best machine between a database of 674 pumps working as turbines. These recovery systems were defined by estimating the characteristic curves using adimensional numbers and the database of tested machines. The used objective function was the *LCOE*, and the location definition and machine selection were developed considering the criteria of minimum service pressure to guarantee the demanded flow in each irrigation point. As a novel, the proposed methodology considered the use of the *FPV* or *GPV* analyzing different configurations to develop a deep techno-feasible analysis by an iterative procedure. It considered different farmed area scenarios, different *GPV* and *FPV* areas as well as the connection on the grid of the system or storage in batteries. This procedure considered both economic and environmental indexes to develop a feasible analysis. This proposal is a new challenge in the improvement of the self-consumption in irrigation systems since there were others published researchers, which analyzed the use of *PV* panels in pumped stations between source and deposit or in discretized pumped irrigation systems. As a new ahead step, this research proposes the optimization using renewable energies considering both green energy systems (i.e., hydraulic and solar), which were applied in an irrigation pressurized system with both pumped and gravity distributed system considering the on-demand operation flow.

The definition of the feasible analysis showed the feasibility of the proposals for both *GPV* and *FPV* as a function of the area and discount rates, determining savings above 15% compared to current systems, which are connected to the grid to supply the pump stations. The strength of the methodology abides in its powerful to solve the different configurations using different hybrid renewable systems, which depends on the specific variables discretized and defined by the proposed optimization procedure, considering the variation of the farmed area, which influences the making-decision. *LCOE* values oscillated between 0.04 and 0.10 €/kWh both connected off-grid and on-grid when different configurations and scenarios such as discount rate, energy price and public investment, considering both photovoltaic and microhydropower systems. The increase in the energy price showed a decrease in the *LCOE* value in both operation systems, although the use of *FPV* systems (Configuration D) could be more interesting if the sustainable value of the decrease of the evaporation and use of the water surface are considered. The evolution of the different investments and annual costs will help to decide the selection of the best configuration. The use of hydropowers systems demonstrated it is not feasible if the *PV* systems are not considered (Configuration A and B), a consequence of the topology of the water system and the variability of the circulating flows in the recovery systems and the pumped station, which could not be coincided.

A robust sensitivity analysis was developed, and it showed the influence of the different parameters in the variation of the *LCOE* and Saving values, showing a *SCI* above 0.93. The optimization procedure improved the different indicators values. This methodology improves the achievement of the targets included in the sustainable development goals, particularly, the *SDG11*, which is focused on sustainable cities and communities and its application, analysis and studies should be targeted by the different managers of the communities.

Author Contributions: Conceptualization, methodology and software: MPS and FJSR; validation and formal analysis: *AVMG*, *MPS*, *FJSR*; writing—original draft preparation, writing—review and editing, *PALJ*, *MPS*, *AVMG*; supervision, *PALJ*; final review *MPS*, *PALJ* All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Fundings: Grant PID2020-114781RA-I00 funded by *MCIN/AEI* 10.13039/501100011033

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Capítulo 4 – Artículo III

“Is possible the development of a green management strategy applied to water system in isolated cities? Optimized case study in Bahamas Islands”

4. Is possible the development of a green management strategy applied to water system in isolated cities? Optimized case study in Bahamas Islands

4.1 Description

Artículo III: Is possible the development of a green management strategy applied to water system in isolated cities? An optimized case study in Bahamas

a. Autores:

Angel Valentín Mercedes García; Francisco-Javier Sánchez-Romero;
P. Amparo López-Jiménez; Modesto Pérez-Sánchez.

b. Revista:

Sustainable cities and society ISSN 2210-6707
Factor de impacto 10.696. JCR (Q1). 2/68 Construction&Building
technology; 16/119 Energy&Fuels

c. Estado:

Publicado [SCS 2022, 85; doi: 10.1016/j.scs.2022.104093]

4.2 Abstract

Climate change is present in the different stages of the ecosystem. The sustainability implications are taking off in the different management of the industry, society, and ecosystems. The cities develop sustainable plans to improve the use of their natural resources and their distribution to the population. The self-consumption is increasing the number of proposals and strategies, which are defined by managers to improve the sustainability indicators. The research proposes a decarbonization strategy to define the best making decision

to reach any city and could apply it to analyze if the self-consumption of energy is possible. In this case, the optimized strategy was applied on Bahamas Island. The self-consumption was reached improved the annual consumption of energy, decreasing a 32%. The making decision to define the best operation strategy, establishing a levelized cost of energy around 0.12 €/kWh when the feasibility of using photovoltaic systems combined with micro hydropower was done. It implies the reduction of 40% of the tCO₂ emission, getting a cost of carbon abatement values between 0 and 400 €/tCO₂ for different discount rates and scenarios.

Keywords: leakages; sustainable water supply system; green water management; renewable energy systems

4.3 Introduction

The different stages, in which water is subjected for human consumption: collection, purification, and distribution, it is the necessary equipment that requires electrical energy [1]. Water service is affected by the demand for this service. The increase in demand consumption has created the need to look for new energy sources to supply equipment more sustainably [2]–[5]. In a system such as the one analyzed, the variation in the population is irregularly and abruptly changing, so that the consumption pattern is maintained in a transitory regiment [6].

The consequences caused by climate are generating the policies of the managers are focused on improving the sustainability since the climate change presents one of the main threats to the environment, clean power production and reduction of energy consumption are among the primary guidelines used to face this current reality [7]. Water supply systems consume considerable energy [7]. One of the most critical approaches to improved energy use and production management focuses on water utilities [8].

The most common sources in the world to produce electric energy are electric generators using fossil fuels, which have high emissions of greenhouse gases into the atmosphere [117][60]. In recent years, the scientific community has focused its attention on the study of obtaining clean energy or recovered energy in distribution systems. On the other hand, implementing policies that regulate energy consumption for water utilities can reduce energy use by up to 30% compared to unregulated utilities [8]. An ideal development pathway and, to

derive an appropriate balance between environmental, economic, and societal interests, a multi-stakeholder approach that involves all interest groups in the decision-making process is required [11].

Different sources indicate that due to the large number of greenhouse gases emitted as a result of socio-economic development activities (anthropogenic), variations in the environment have been generated, as well as the degradation of the ozone layer, which as a consequence, has generated a variation in all-natural processes [12], [13], [61]. Some studies show that in regions where per capita water consumption values are higher, CO₂ emissions also increase. Likewise, these localities have a higher technological, social, and economic level [15]. On the other hand, some authors indicate that the water world will be pressured with stricter water-quality standards, increasing the demand for water and the requirement to adapt to climate change while reducing GHG emissions [16].

Increased efficiency in the production, transformation and utilization of energy requires improvements in the operation and design of current technologies that perform this task. The increase in energy demand, water demand, variations in fuel costs, and constant concerns about climate change have caused the different regulatory entities to focus their attention on increasingly efficient sources of energy production [17]. In the last few decades, the aim has been to have the capacity to make energy systems more efficient, which is recognized as a win-win relationship [18] [19]. The resolution of critical environmental problems can be achieved by using hybrid power generation systems, as well as the use of renewable sources of energy [20]. These sources allow the systems to work at an efficient operating point, as well as allow for flexibility in system expansion.

In isolated cases where most of the water is used to give a service, the quality of it depends on a considerable degree of water, which is a resource needed to provide services related to basic human needs, such as public health, food, and recreational, among others. Furthermore, water is a central element of landscapes in various forms, from irrigated gardens to white winter panoramas, to lakes and streams embedded in park views [21]. Over the past few decades, the facilities that offer tourist services have grown, equal to higher consumption of resources such as water and energy [183]. In these isolated systems, developed mainly on islands, the use of renewable energy technologies is crucial and the improvement of their management is being developed continuously because they generate additional economic income for those who have them installed while reducing the environmental problems of the environment [184].

Places located in remote areas, non-electrified and/or isolated, are opting for the installation of the alternative mentioned above because it facilitates the water supply in these areas [22]–[24], [185]. [25] electrification of agriculture and irrigation area in Dongola, Sudan, reaching Levelized Cost of Energy (*LCOE*) around 0.35 €/kWh. [26] developed a deep review and analysis of the *LCOE* values when Indonesian villages are implemented with hybrid systems (photovoltaic, microhydropower and/or other green energies), being compared with conventional diesel solution. These *LCOE* values were between 0.2 and 0.8 €/kWh depending on localization and the adopted solution. Similar analyses were done in the Amazonian region, in which the *LCOE* values oscillated between 0.25 and 1 €/kWh depending of the green energy system proposed by the managers [186]. [187] calculated more than 4000 *LCOE* values for 11 different technologies around the world, showing the *LCOE* values in Table 10

Table 10. Range of the *LCOE* values

Energy System	<i>LCOE</i> Values (€/kWh)		
	Minimum	Median	Maximum
<i>PV</i>	0.024	0.046	0.115
Concentrated solar	0.103	0.117	0.145
Wind Onshore	0.034	0.047	0.108
Wind Offshore	0.065	0.118	0.161
Gas Combine cycle	0.053	0.061	0.066
Gas turbine	0.074	0.085	0.088
Geothermal	0.025	0.051	0.105
Hydro	0.015	0.044	0.115
Coal	0.041	0.068	0.087
Nuclear	0.041	0.075	0.125
Biomass	0.020	0.074	0.174

The practical implication of synergies is improved financial and environmental outcomes of resource efficiency investments [28]. In the different studies, it can be seen that for isolated areas, the installation of photovoltaic panels with battery or wind-battery plants tends to be the best option for clean energy production

[29], [184]. The use of solar batteries, wind batteries, or another hybrid clean energy source for pumping stations is the alternative that is gaining more fame. They are the most promising applications that can be assigned to this technology. These alternatives guarantee the amount of energy needed for water distribution systems and have significantly lower water volume requirements than other emerging technologies [30].

Studies show that after installing photovoltaic panels in isolated communities in different parts of the world, there is a reduction in the use of fossil fuels by up to 67% [31], showing new sustainable alternatives to provide energy for pumping systems can reduce greenhouse gas emissions by a critical proportion [32]. The electrification and coupling of transport and residential heating could reduce CO₂ emissions by around 25% [33].

The water systems are not far away from these new trends. The water managers need to incorporate the use of hybrid systems to reduce the non-renewable energy consumption as well as their carbon footprint [34]. The different approaches were published by water research groups to improve these parameters. [35] analyzed the use of hybrid storage also reduces the curtailment of renewable generation by multiobjective programming, reaching *LCOE* values around 1.462 €/kWh. A novel meta-heuristic algorithm called the artificial sheep algorithm was applied in pumped water system optimization [36]. In these systems, [34] proposed an operating strategy to integrate pumps as turbines in water supply systems, improving the use of the regulation by around 20%.

The reviewed research is focused on the use of green renewable systems applied in storage systems and/or known demand. This research present a novel operation strategy, which optimized the use of hybrid systems, particularly solar and microhydropower as a function of the demand over time. The strategy enables the incorporation of the different renewable energies if the managers would consider them in future scenarios. The strategy incorporates a previews calibration procedure according to recorded flow and it integrates two simulated annealing procedures to choose the best recovery systems, a *Newton-Raphson* optimization method, which enables the minimization of pumped energy in the system and a making decision procedure to choose the best management option to improve the sustainable indicators.

4.4 Materials and methods

The proposal of the optimized strategy to develop green hydraulic management is divided into five different steps (Figure 22): (I) Hydraulic model and leakages calibration, (II) Pumped optimization, (III) Supply Energy Balance, (IV) Hydraulic

Recovery Analysis, and (V) Techno-Feasibility hybrid model. Each step defines different sub-steps or optimization procedures, which allow managers to get output results. These values are used as inputs in other following steps.

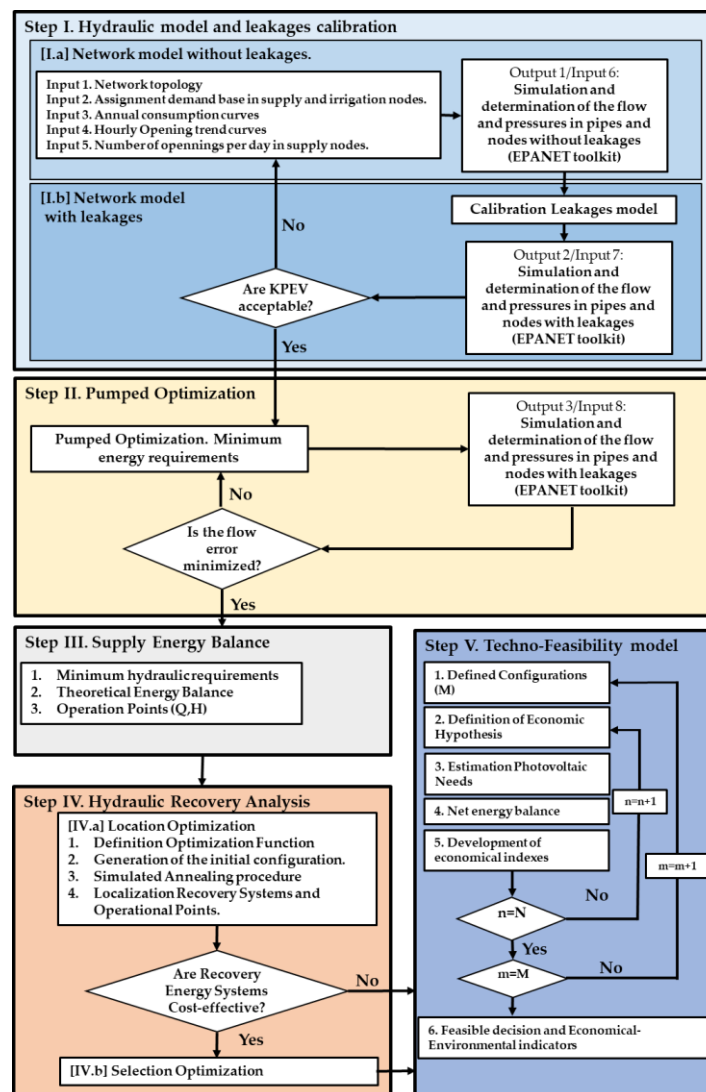


Figure 22. Proposal of the optimization strategy

4.3.1 Hydraulic model and leakages calibration

This step is based on developing a calibrated hydraulic model of the system to develop the different following steps. It is composed of two sub-stages. The first sub-step (I.a) is focused on developing the digitalization of the model. This first model is focused on different inputs. Input 1 develops the network topology, considering the *GIS* information of the system in terms of pipes, joints, length, heights, roughness and materials. Input 2 is focused on the assignment of the demand base in the supply and irrigation nodes. This second input used the recording of the different counter of the consumption points both irrigation and supply. Input 3 defines the annual consumption curves, which are established using the different flowmeters of the network compared with the main flowmeter of the system. Input 4 is focused on developing the hourly opening trend curves. These curves are based on historic recordings, which allow managers to develop them. Finally, Input 5 establishes the number of openings in consumption nodes. This parameter is established by the strategy to adjust the recorded and simulated model.

The development of this step I.a enables the getting of the simulation and determination of the flow and pressures in pipes and nodes without leakages. It is developed using *EPANET* toolkit [37]. Once, the model is developed, the strategy includes a calibration procedure, which enables the estimation of the leakages in the model and their simulation to know the real values of flow and pressure in the system (Output 2). This output value is the input, which enables the pumped optimization in step II.

The calibration stage is included on substep I.b. The leakages calibration is using the proposed strategy defined by [188]. The calibration procedure is iterative comparing the simulated and recorded values and calculating the key performance error values (*KPEVs*).

These *KPEVs* are *Nash-Sutcliffe* coefficient (*E*), which can oscillate between 0 and 1; Root Relative Squared Error (*RRSE*), which shows values greater or equal to zero and *PBIAS* value, which can take values greater than zero. Also, the calibration method analyzed the *BIAS* applied to circulation flow between simulated and observed values. The expressions for the different *KPVEs* are defined in Table 11.

Table 11. Definition of the KPVE expression

KPEV	Expression	Variable
E	$1 - \frac{\sum_{i=1}^N [O_i - S_i]^2}{\sum_{i=1}^N [O_i - \bar{O}_i]^2}$ (10)	O_i is the observed value in each interval \bar{O}_i is the average of the observed values S_i is the simulated value in each interval
RRSE	$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N [O_i - S_i]^2}{\sum_{i=1}^N [O_i - \bar{O}_i]^2}}$ (11)	
PBIAS (%)	$\frac{\sum_{i=1}^N (O_i - S_i)}{\sum_{i=1}^N O_i} \cdot 100$ (12)	
BIAS (l/s)	$\frac{\sum_{i=1}^N (O_i - S_i)}{N}$ (13)	

Figure 23 shows the satisfactory scale degree of these KPEVs according to [189] and [190].

E	RRSE	PBIAS % +/-
0	1	30
0.1	0.9	27
0.2	0.8	24
0.3	0.7	21
0.4	0.6	18
0.5	0.5	15
0.6	0.4	12
0.7	0.3	9
0.8	0.2	6
0.9	0.1	3
1	0	0
	Very Good	
	Good	
	Satisfactory	
	Unsatisfactory	

Figure 23. Color calibration scale as a function of the KPEVs

When the KPEVs are acceptable and stable according to Figure 23, the strategy continues to Step II. This step is applied when the water distribution network contains a pumped system. The strategy enables the optimization of the pump operation points. The step shown in Figure 24 develops an iterative regulation strategy based on the *Newton-Raphson* optimization method [191], which defines the rotation speed of the pump station according to the minimum requirements of flow and pressure. This step allows managers to elaborate a

technical audit of their management in the pumped station, establishing the best operation points of the pump station (i.e, flow, head, efficiency, and rotational variable speed, α), establishing a Q_c value, which is the flow rate between pumps.

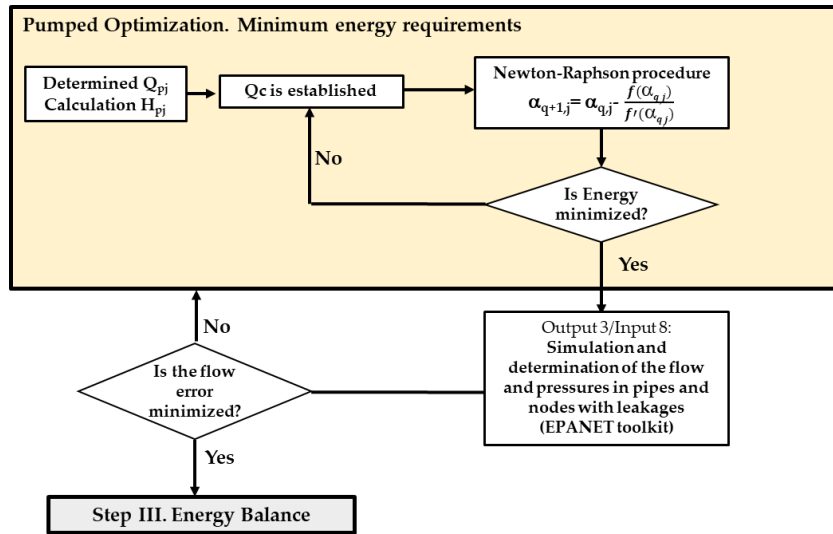


Figure 24. Optimization procedure inside of Step II

The optimization procedure reaches the best operational points of the machine in terms of energy requirements. Each optimization procedure established the error between simulated flow values between iterations, minimizing it as a function of each scenario. Once the error is minimized, the strategy established this regulation and it continues forward in step III, getting a new *EPANET* model, which includes the pump station as well as the rule controls to define the regulation and operation of them (Output 3/Input 8). The model considers Q_{pj} is the pumped flow for interval j (m^3/s), H_{pj} is the required pumped head for interval j (m w.c.). It is defined according to the following expression:

$$H_{pj} = \max(P_{ij,min} - P_{ij}) \quad (14)$$

where $P_{ij,min}$ is the minimum pressure of service required for interval j (m w.c.), P_{ij} is the pressure in the node for interval j (m w.c.)

The third step is focused on developing the energy balance of the system, considering the minimum energy requirements to satisfy the demand. It enables the estimation of the available energy to be recovered, discretizing the operation points of the potential recovery system. This energy balance is developed using the calibrated pumped model, which is obtained in step II. This audit of the energy in the system is developed by the following expressions, which are summarized in Table 12:

Table 12. Definition of the energy expressions in a water distribution system

Energy	Calculation expression
Total Energy (E_T)	$E_T(kWh) = \gamma Q_i (z_0 - z_i) \Delta t$ (15)
Friction Energy (E_{FR})	$E_{FRi}(kWh) = \gamma Q_i (z_0 - (z_i + P_i)) \Delta t$ (16)
Pumped Energy (E_p)	$E_T(kWh) = \gamma Q_{i_t} H_{p_{i_t}} \Delta t / \eta_{i_t}$ (17)
Theoretical Energy Necessary (E_{TN})	$E_{TNi}(kWh) = \gamma Q_i P_{\min i} \Delta t$ (18)
Energy required for consumption (E_{RI})	$E_{RIi}(kWh) = \gamma Q_i P_{\min C} \Delta t$ (19)
Theoretical Available Energy (E_{TA})	$E_{TAi}(kWh) = \gamma Q_i (P_i - P_{\min C}) \Delta t$ (20)
Theoretical Recoverable Energy (E_{TR})	$E_{TRi}(kWh) = \gamma Q_i H_i \Delta t$ (21)
Theoretical Unrecoverable Energy (E_{NTR})	$E_{NTRi}(kWh) = E_{TAi} - E_{TRi}$ (22)

where the subscript “ i ” defines the studied joint; Q_i is the flow over time in the line (m^3/s); z_i is the head level of the analyzed point (m); z_0 is the level of the free water surface of the reservoir (m); Δt is the time interval; P_i is the service pressure in the node when there is consumption (m w.c.); $P_{\min i}$ is the minimum pressure to guarantee the most unfavorable node (m w.c.); $P_{\min C}$ is the minimum pressure of service; H_i is the head in the studied point (m w.c.), obtained as: $H_i = P_i - \max(P_{\min i}; P_{\min C})$, Q_{i_t} is the pumped flow in for each time (m^3/s);

The development of energy balance enables to the definition of the theoretical recoverable energy as well as the operational points in each line or joint. These operation points are used in the fourth step of the strategy. Step IV is focused on the development of optimization of both location and selection recovery systems in the water system.

The location optimization, called IV.a in Figure 22, is defined by five different substeps: (i) Definition Optimization Function; (ii) Generation of the initial configuration; (iii) Simulated Annealing procedure; (iv) Localization Recovery Systems; and (v) Operational Points.

The definition of the objective functions is based on: recovered energy, leakages reduction, Levelized cost of energy (LCOE) and net present value (NPV).

The LCOE function only considers the initial investment and annual costs. Therefore, it does not depend on the energy price, when the LCOE value is applied in recovery systems. When the LCOE is estimated for pump stations, the use of external energy implies the need to consider the energy price. The LCOE function is defined by the following expression [181]:

$$LCOE = \frac{IC_0 + \sum_{i=1}^{i=T} \frac{AC_i + F_i}{(1+k)^i}}{\sum_{i=1}^{i=T} \frac{E_i}{(1+k)^i}} \quad (23)$$

where IC_0 is the initial investment in € in the year 0. It studies the investment of the grid facilities to reach the supply points; AC_i is the operation and maintenance costs in € for the year i ; F_i is the fuel expenditures in €. The consumption is defined as function of the power according to [192]. F_i is only considered in pumped situations, when the LCOE is determined for recovery systems, F_i is equal to zero.; E_i is the annual recovered energy in kWh for the year i ; T is the lifetime in years, considering 25 years since it coincides with the photovoltaic panels; k is the real discount rate using a sensitivity analysis between 0.01 and 0.1.

The Net Present Value (NPV) is defined by the following expression [193]:

$$NPV = -IC_0 + \sum_{i=1}^{i=T} \frac{AI_i - AC_i}{(1+k)^i} + RI_T \quad (24)$$

where: AI_i is the annual income in the year i ; k is the real discount rate; IC_o includes the initial investment for the implementation, installation and operation of the recovery systems [68], [194]. AC_i consider the annual maintenance costs of the recovery systems according to [168]. AI_i contemplate the annual incomes generated when the self-consumption benefits are considered, mainly the reduction of fuel consumption in diesel generator both water system and other uses, which require diesel generator [195]. To analyze the NPV value, the optimization model considers the water savings relative to leakages decrease. The residual income (RI_T) establishes the the sale of the different elements when they reach their ended lifetime.

Each objective function is analyzed in the water system by the application of the simulated annealing. It defines the first configuration and the procedure is applied according to [89]. The procedure gives as a solution the best location of the PAT systems. This step IV.a enables the feasibility of the use of PAT recovery systems in the analyzed network. If there is no feasibility, the model continues to Step V, analyzing the photovoltaic generation. If the feasibility is possible, the strategy should choose the best machine to define the recovery system as well as the regulation rules. These actions are developed in step IV.b. It uses a database machine incorporated into the programming software. The second sub-step establish the different regulation strategy to be incorporated into the optimization strategy. The manager can define different variable operation strategies (VOS) as nominal rotational speed (NR) and other configurations, which considered the variation of the rotational speed. The manager can select the best power head (BPH), best efficiency head (BEH) and best power flow (BPF) [158]. The definition of both chosen machine and its regulation strategy establishes the first configuration. This is introduced in the other simulated annealing, which defines the best number of machines, flow regulation per machine and recovered head depending on the selected optimal strategy. The result of step IV.b enables the definition of the recovery system to be included in Step V, which develops the final decision support to establish the green hybrid renewable system.

Step V defines the optimization of the hybrid model when the use of a hydraulic recovery system is evaluated their feasibility. This step introduces the photovoltaic analysis to be introduced in the system management to reach zero energy consumption. Previously, the different configurations are established according to possibilities. These configurations are configurations A and B. Both configurations considered the pumped system, and analyzed the feasibility of the recovery systems, using photovoltaic systems.

The second substep of this feasible optimization establishes for each configuration different economic hypotheses. The economic analysis defines two possible prices, although the methodology could include more values. The strategy defines four different real discount rates (0.01, 0.04, 0.07 and 0.1). The analyzed model is twenty-five years because it is the PV system. The optimization considers the properties of the battery do not change over time and are not affected by external factors such as temperature [157]. The lost capacity is considered by a greater factor equal to 1.25 inside of the feasible analysis. The batteries are changed in the half of the lifetime of the PV system.

The third link of the stage is focused on the estimation of the photovoltaic needs as well as the estimation of its generation, according to the calculus of the hourly irradiance along the year. The strategy develops an improvement of the analytical model proposed by [143]. The model defines the latitude and declination angles, day of the year and the rest of the solar parameters over time. The strategy incorporates the different equations, which were defined by [143]. The knowledge of features of the photovoltaic system, the hourly irradiance and cell temperature joined to geographic parameters enable the definition of the unit hourly used by area. This parameter establishes the unit value to develop the techno-feasible model as a function of the used area including other renewable systems. This energy analysis is developed in the fourth sub-step. Once, the energy analysis is developed the economic balance considers different investment costs. These are grouped into different groups: (i) Investment costs, (ii) Photovoltaic systems, and (iii) Joint investment.

The Investment Cost is defined by the following expression:

$$\begin{aligned}
 IC = & IC_{CD} + IC_{OPC} + IC_{civil} + IC_{PATs} + IC_{CV} + IC_{PRV} + IC_{pipe} + IC_{FM} \\
 & + IC_{PV} + IC_{Soil} + IC_{Battery}
 \end{aligned} \tag{25}$$

where IC_{CD} is the investment cost relative to the control device. Electric and Electronic devices for the control of the system. It is defined by $0.24 \cdot IC$ according to [68]; IC_{OPC} the investment cost relative to Other Project Cost including Engineering Taxes. It is equal to $0.19 \cdot IC$ [68]; IC_{civil} is the civil works, defined as 1020 €/kW [161]; IC_{PATs} the investment cost relative to hydraulic motor/generator cost, defined as 350 €/kW [162]; IC_{CV} the investment cost relative to control valves in €. It is estimated as $0.028D^{1.86}$ (D is the diameter in mm); IC_{PRV} the investment cost relative to pressure reduction valves. It is estimated as $1.34D^{1.32}$ (D is the diameter in mm); IC_{pipe} the investment cost relative to pipes in €. It is estimated as $0.218D^{1.053}$ (D is the diameter in mm);

IC_{FM} the investment cost relative to flowmeter. It is estimated as $0.195D^{1.59}$ (D is the diameter in mm); IC_{CV} , IC_{PRV} , IC_{pipe} , IC_{FM} are valued considered by [163]; IC_{PV} is the investment cost of the solar panels and installation. It is estimated as 700 €/kW [164]; IC_{Soil} is the investment cost relative to purchase of land in €. It is estimated in 5000 €/ha according to the sell of the island; $IC_{Battery}$ is the investment cost of the batteries. It is considered as 518.8 €/kWh according to [165].

The annual cost (AC) is defined by the following expression:

$$AC = AC_{OMEX} + AC_{Purchase} + CO_2C \quad (26)$$

where AC_{OMEX} is the operational and maintenance cost in €. It is considered 0.11C for injected and recovery systems according to [168] and 15€/kWyear for photovoltaic system [169]; CO_2C is the cost/profit in € for the environmental profit; C_T is the carbon tax. It is equal to 0.1162 €/kg CO_2 according to [65] [66]. This C_T considers an annual increase equal to 3% according to [176]. The considered current price is 0.33 €/kWh and the future price is 0.66 €/kWh. These price are defined based on [196].

The last substep of stage V is the analysis of the sustainability impact of the best solution, defining the making decision procedure. The strategy establishes different configurations (M), which could define defines the making decision stage, which develops the techno-feasibility model. This block develops the study of the different approaches and possible configurations (M), which could be defined in the management system.

The techno-feasibility model includes the analysis of the Cost of Carbon Abatement (CCA). It is the ratio between the difference of $LCOE$ values between future situation and current situation (pump station with diesel generator) and the difference in CO_2 emissions between the current case and the proposed strategy. CCA is defined by the following expression [197].

$$CCA(\text{€/t } CO_2) = \frac{LCOE_M - LCOE_C}{CO_{2C} - CO_{2M}} \quad (27)$$

where $LCOE_M$ is the $LCOE$ value for configuration M in €/kWh, including the cost related to fuel; $LCOE_C$ is the current $LCOE$ value for the pump station €/kWh; CO_{2C} is the CO_2 emissions in $\frac{tCO_2}{kWh}$ for the pump station for current situation; CO_{2M} the CO_2 emission for the configuration M in $\frac{tCO_2}{kWh}$.

4.5 Results

4.4.1 Case Study

The data used for the analysis of this case study comes from an island called *Great Stirrup Cay* (GSC), located in the Berry Islands archipelago, The Bahamas. GSC is mainly used for tourism, where cruise ships disembark. Visitors are distributed in 58 villas and different areas of the island where there are attractions for the visitors. On this island, it is estimated that on average the quantity of visitors reaches a population of 5000 people and a stable population of 200 people. Likewise, the vegetation on the island is completely landscaped, is constantly irrigated and covers an area of approximately 2 hectares.

This case study will analyze the flow distribution according to the operating conditions of the island, as well as the current management standards of the distribution system. The entire distribution network is pressure supported by the pumping equipment, i.e., there are no elevations and/or structures that could cause the system to operate as a gravity system. The analysis elevations vary throughout the island from 7 m (as a minimum elevation) to a maximum elevation of 15 m.

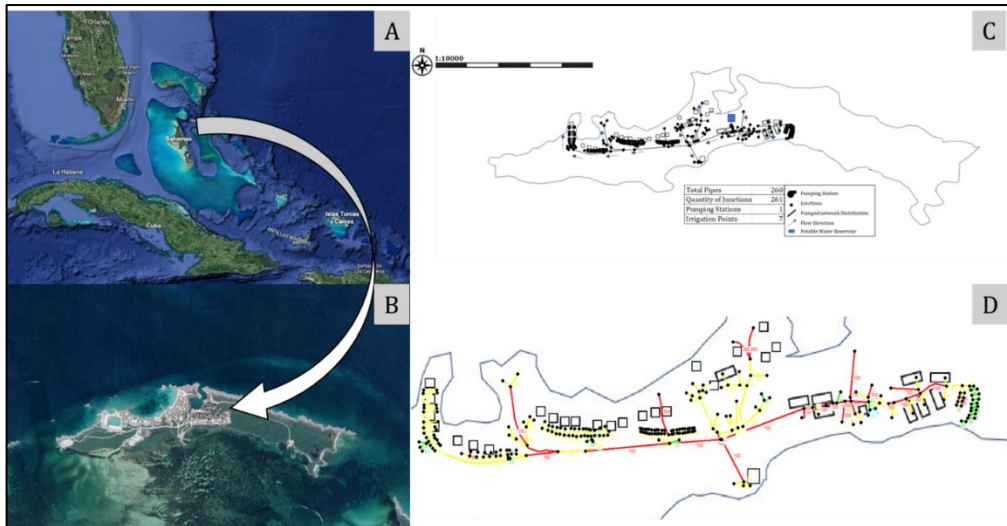


Figure 25. Case study and hydraulic characteristics. (a) Global reference; (b) Satellite View; (c) Scheme of the Hydraulic Network; (d) Hydraulic Network.

This network is in the Bahamas and has pumping equipment that maintains a constant pressure in the pipes. It consists of 2 pumps working parallel with different powers, one with 5.15kW (*P-1*) and the other with 11kW (*P-2*). The highest efficiency point of the *P-1* is found when it is working with 5.33l/s and 67.4 m w.c., obtaining an efficiency point equivalent to 0.75 with a speed of 3500 *rpm*. In contrast, the *P-2*, can obtain a maximum efficiency value at 3500 *rpm* of 0.78 when it is working with 12 l/s and 60 m w.c., Each of the pumps has a variable frequency driver (*VFD*) that is used to maintain the operating point of the equipment at 45 m w.c.

The supply pipelines are 4.5 km long and range from a maximum diameter of 100 mm to a minimum of 25 mm. All the pipes in the macro network are made of ductile polyethylene (*HDPE*). The 100mm diameter mainline is equivalent to 1740 m, while the 50mm and 25mm pipes have 3309 m and 449 m, respectively. According to the records analyzed in the database, water consumption on the island will depend directly on whether there are visitors. The average daily consumption is 250m³/day.

Figure 26 shows the solar database estimated for the Bahamas Islands, showing the hourly data (Figure 26a). The maximum irradiation varied between 0.67 and 0.86 kWh/m² in December and April, respectively. Figure 26b shows the considered average temperature in the different months as well the average solar radiation each month. It varied between 0.186 and 0.273 kWh/m² in December and March, respectively.

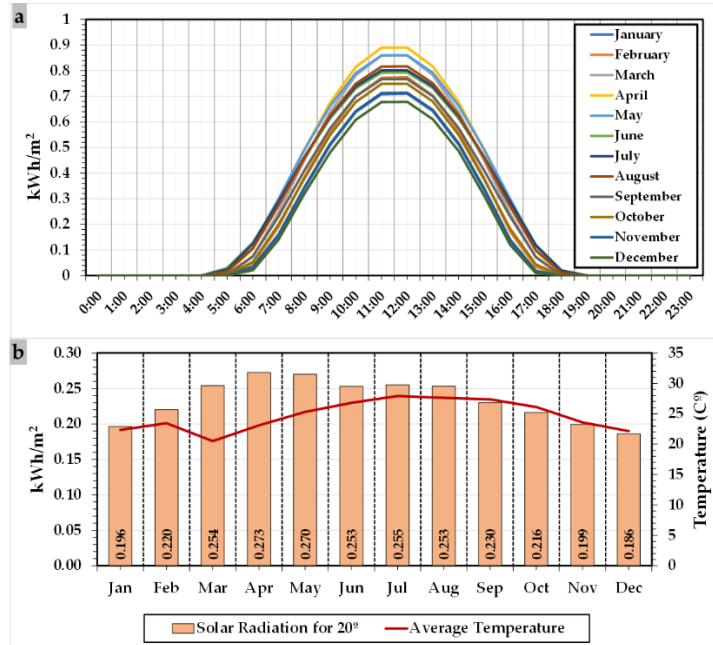


Figure 26. Average solar radiation and temperature each month (a) Hourly (b) Daily

4.4.2 Results

The strategy established a leakage calibration according to the recording database both counters and flowmeters. It enabled to discretize the best opening consumption point over time to discretize the consumed and leakage volumes. Figures 27a and 27b show the chosen calibrated model, which was analyzed according to *KPEV*, which is defined in Table 13.

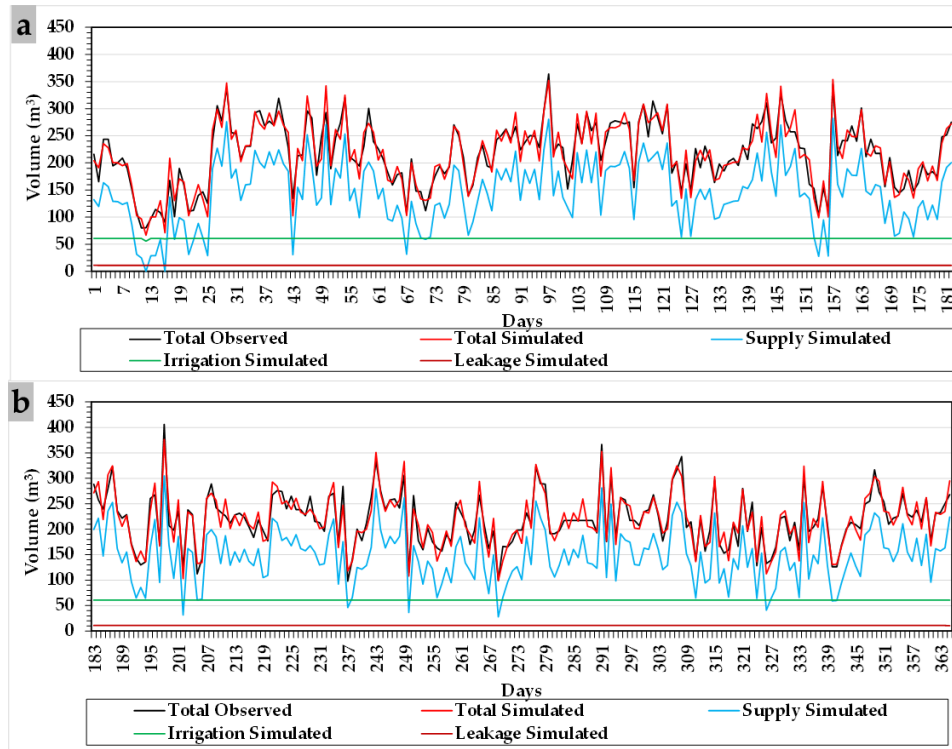


Figure 27. Calibrated model compared with recorded values (observed), simulated and distribution between supply, irrigation and leakages. (a) From January to June; (b) From July to December

Table 13 shows the consideration greater than four openings to simulate the supply system in the model, established *KPEVs*, which were satisfactory. When the openings were lower than four openings the satisfaction degree was good or very good, getting the best calibration values for two openings. To define the leakage in the system, the emitter coefficient is 0.5 according to [198], considering the leakages equal to 5% [199].

Table 13. KPEV values for calibration

Number of openings	<i>E</i>	<i>RRSE</i>	<i> PBIAS </i> (%)	<i> BIAS </i> (l/s)
1	0.95	0.23	0.10	0.21
2	0.90	0.32	0.01	0.02
3	0.81	0.44	0.01	0.01
4	0.67	0.57	0.10	0.21
6	0.37	0.79	0.15	0.33
8	0.20	0.89	0.10	0.23
12	-1.03	1.42	0.27	0.59
24	-7.94	2.99	0.74	1.61

Figure 28 shows the *Newton-Raphson* optimization procedure applied to pump systems for *KPVE* values, volume and annual injected energy. Figure 28a shows the variation of *Nash-Sutcliffe* value as a function of the iteration. These values oscillated between 0.92 and 1, being 0.97 as the median value in the first iteration. This range decreased quickly in the sixth iteration when it oscillated between 0.98 and 1, being the median value equal to 0.994. A similar trend reached the *RRSE* value in Figure 28b. The median value decreased from 0.16 to 0.08 in the last iteration, being more or less constant in the following iterations above the sixth. The *PBIAS* value was analyzed in Figure 28c. The *PBIAS* % started the first iterations showing average values equal to 3.64% and it finished showing average values equal to 0.02. When flow was analyzed (Figure 28d) the *BIAS* reached was 0.0007 in the final iteration when it started with average values equal to 0.087.

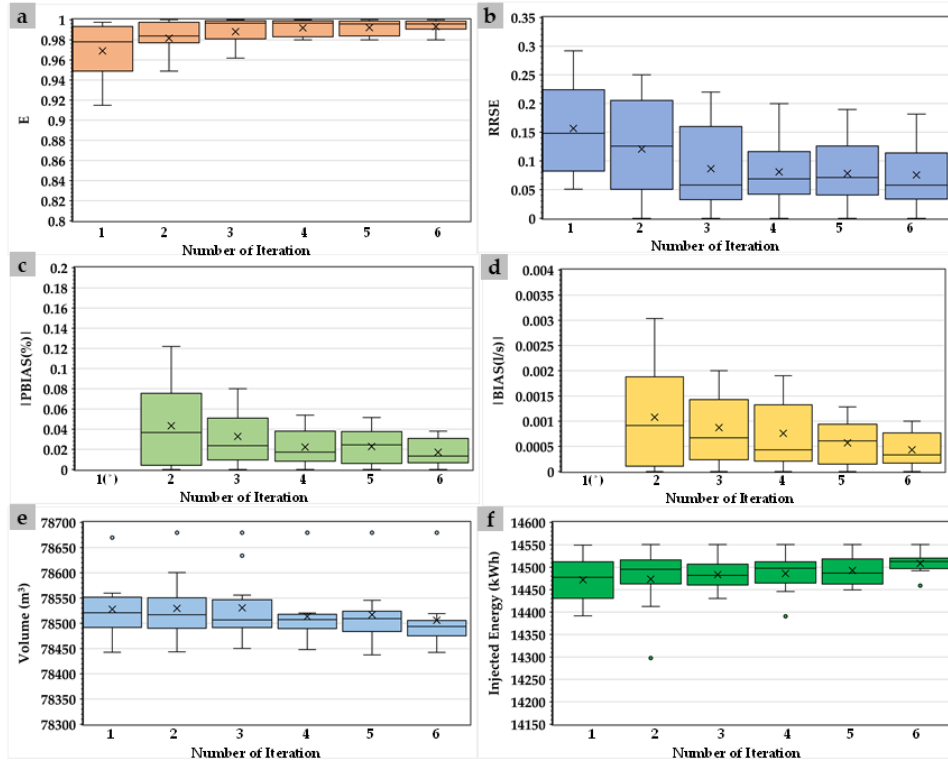


Figure 28. Quartile evolution of the pumped optimization (a) E (b) $RRSE$ (c) $PBIAS$ percentage (d) $BIAS$ flow in l/s (e) $Injected$ volume in m^3 (f) $Injected$ energy in kWh * Out of range

Figure 29e shows the variation in the pumped volume in the system. The optimization procedure improved the injected volume since the initial volume (recorded) was 79541 m^3 . This value was coincident with the simulated value without an optimization procedure. When the model was optimized, the injected volume was 78520.7 m^3 , decreasing 1020.3 m^3 the leakage volume by adjusting the injected head. It implies the reduction of the used energy by pumps (Figure 29f). The injected energy without optimization was 21404 kWh . The optimization procedure inside of the proposed strategy decreased the use of injected energy. This annual reduction was 6918 kWh , which represented above 32% of the current consumed energy and the CO_2 emission were reduced 13.51%. The change in the regulation can see in the Figure 29a, which shows the variation of

the rotational speed (the figure shows α coefficient, which is the ratio between rotational speed and the nominal rotational speed) for both pump stations as well as the variation of the hydraulic efficiency for the different operational points (Figure 29b).

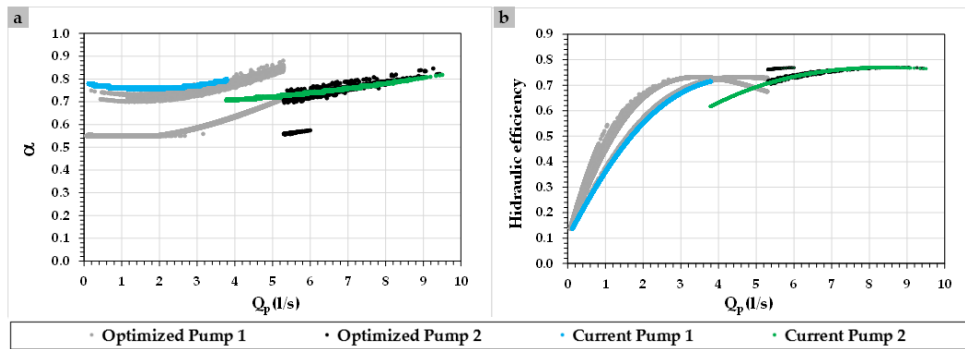


Figure 29. (a) α coefficient as a function of pumped flow, (b) Efficiency as a function of flow and analyzed scenario

The knowledge of the optimized regulation of the pump systems enables the development of the optimized recovery locations (Step IV.a). This step includes the procedure of simulated annealing to locate different recovery systems in the water supply network considering four objective functions (theoretical recovered energy, leakage reduction, $LCOE$ and NPV). Figure 30 shows the results when the simulated annealing procedure was applied considering from 1 to 10 recovery systems in the water network.

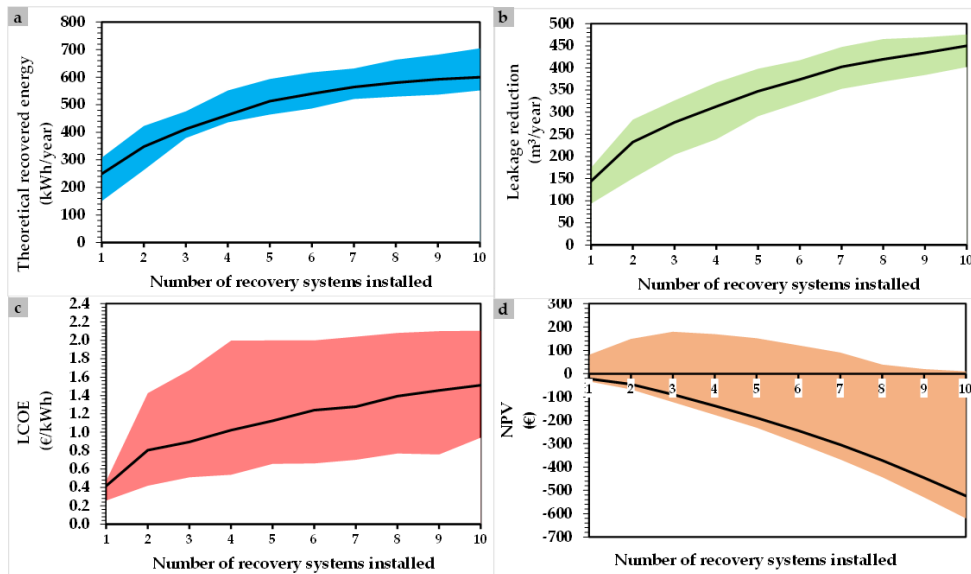


Figure 30. Influence area between maximum and minimum as well as the optimum value (black line). (a) Theoretical recovered energy (b) Leakage reduction (c) LCOE and (d) NPV

The annual theoretical recovered energy oscillated between 249.3 to 599.6 kWh from 1 to 10 recovery systems (Figure 30a). The maximum value of energy was 704.8 kWh and the minimum 150.8 kWh. The maximum average value (599.6 kWh) represented 82% of the theoretical recovered energy compared with all lines that have installed recovery systems. When leakage reduction was optimized (Figure 30b), the average value oscillated between 144.3 m³ (one recovery system) and 449.9 m³ (ten recovery systems). The minimum value was 93.2 and the maximum value was 475.9 m³. Figure 30c shows the *LCOE* values for a different number of recovery systems. The average *LCOE* varied between 0.42 and 1.51 €/kWh. These values were above the developed studies by [187]. It shows the low feasibility to install recovery systems in this case study, explained the topography of the water system is plain and the pumped system was optimized previously. Finally, Figure 30d shows the *NPV* values for different recovery systems. The average values were negative in all scenarios (from 1 to 10 recovery systems). These *NPV* values varied from -21.8 to -523.5 €, respectively.

Figure 31a shows the annual generated energy by *PV* systems as well as the injected energy over time. The figure shows both excess and deficit of energy

throughout the day each hour. It shows the need to use batteries to supply the continuity of the demand. The maximum injected daily was 58.35 kWh, being the average energy equal to 39.86 kWh. The maximum instant power is around 7 kW. The PV systems supported 57.01 kWh as the maximum value while the average value was 48.38 kWh, being the maximum and average power equal 7.65 kW and 3.69 kW, respectively.

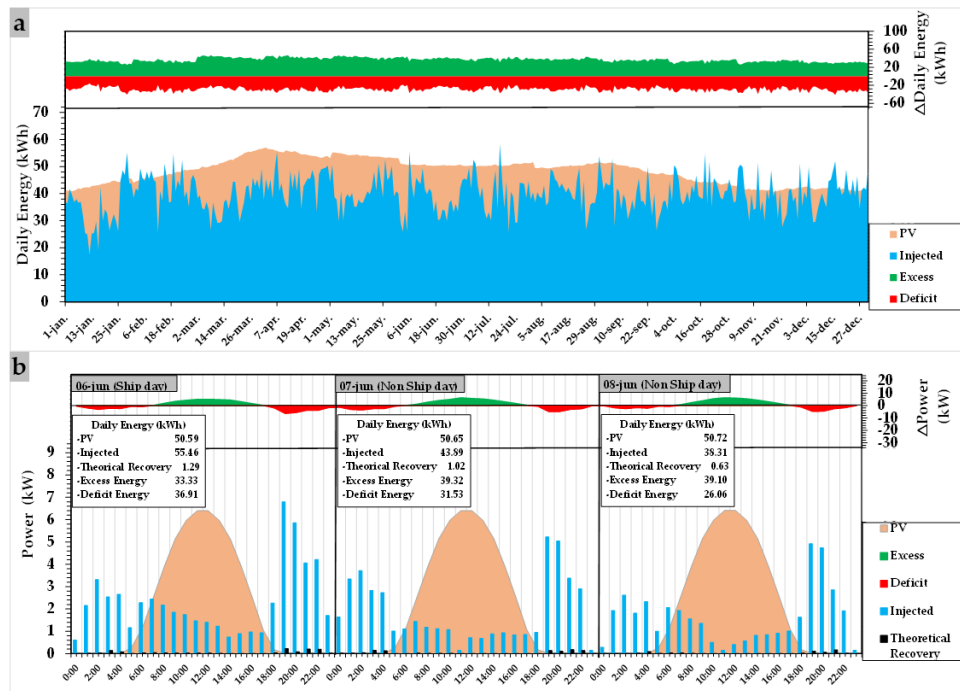


Figure 31. Analysis demanded and generated power for used area equal to 150 m2. (a) Daily annual values (b) Detail of three days

Figure 31b shows the hourly analysis for three days, particularly between 6th and 8th June. In this detail, the model considers the possibility of the cruise ships are present in the island, increasing the energy demand. The figure shows the theoretical recovered energy by microhydropowers. It shows this case study the hydraulic energy is residual, and it is clearly unfeasible, showing daily values around 1 kWh.

The techno-feasibility procedure developed a deep analysis of the feasibility considering both configurations (A without batteries and B considering batteries).

Figure 32a shows the influence of the used area and discount rate when the current price of the energy was considered. The trend was inverse in Figure 32b when future prices were considered, considering an increase of them. This hypothesis showed a decrease in the *LCOE* values when batteries are considered. Both figures show the different *LCOE* values, which were defined in the techno-feasibility procedure for different values of used areas and different values of real discount rates (k). When k was above 0.04 and the used area was above 1000 m², both configurations are similar but when used area was lower than 500 m², Configuration A (without batteries) showed best *LCOE* values than Configuration B. This trend changed when the increasement of prices were considered. In this case, the *LCOE* was better when batteries were considered (configuration B) when the *LCOE* values oscillated 0.06 and 0.12 €/kWh for used areas between 300 and 500 m². The consideration of high values of discount rates ($k=0.1$) showed the independency of the price in the best solution.

Figure 32c shows a comparison between variation of prices when Configuration A was analyzed as a function of the used area for the different iterations of the techno-feasibility model. The increase of the energy fuel caused the increase of the *LCOE* values, being their values greater when the used area is smaller.

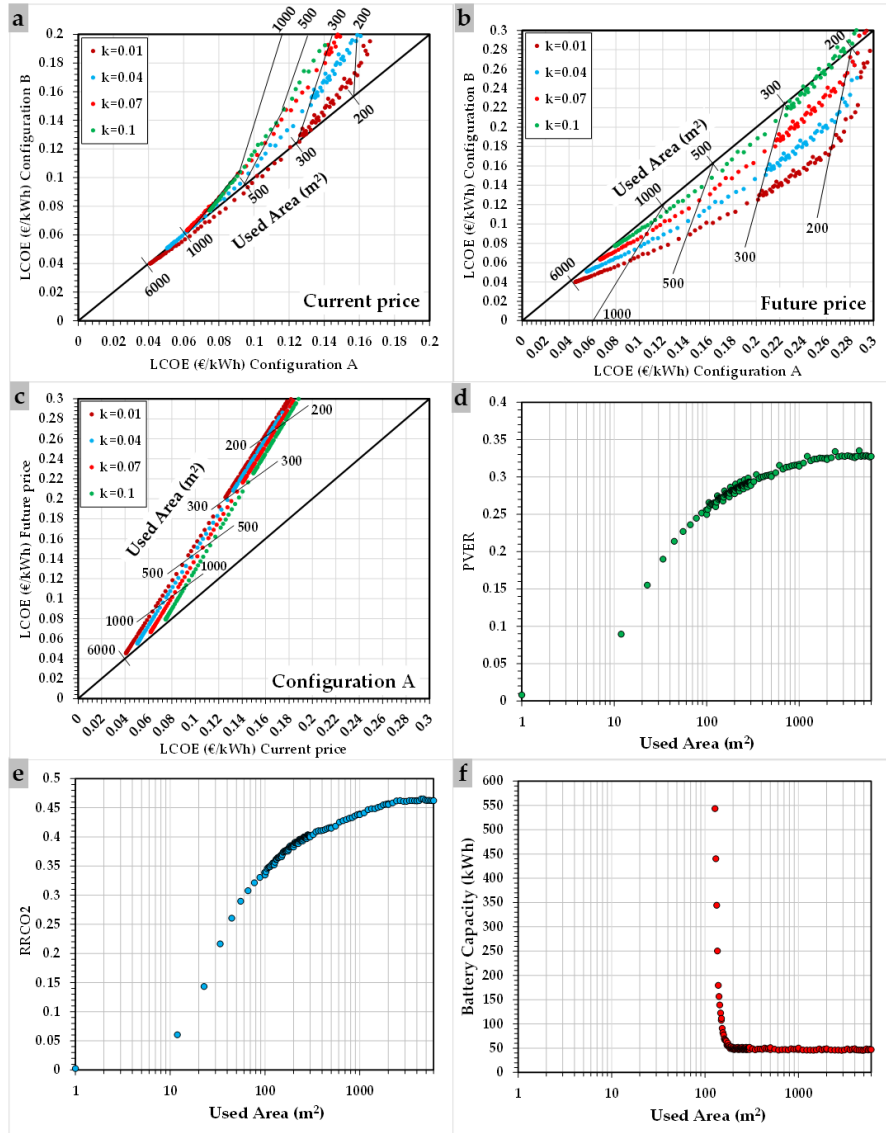


Figure 32. (a) LCOE values when current prices are considered (b) LCOE values when future prices are considered (c) LCOE values for current and future prices when Configuration A is chosen (d) PVER for configuration A; (e) RRCO₂ for configuration A; (f) Variation

Figure 32d shows the variation of the photovoltaic energy ratio (*PVER*). This index shows the ratio between photovoltaic energy used for the pump station

and the necessary energy for the pump station. In this case, *PVER* oscillated between 0.08 and 0.33 when the used area was 11.8 and 6000 m² respectively. Therefore, the increase of the used area for PV systems does not guarantee the self-consumption in this case of the pump stations although the system can generate an excess of energy higher than consumed (Figure 10). This shows the need to complement other renewable systems different to solar and hydro, such as wind or tide.

Figure 32e shows the ratio of the reduction of CO₂ emissions (*RRCO₂*). This ratio is the estimation of the decrease of CO₂ emissions, considering the renewable energy generated by the hybrid renewable system. The values oscillated between 0.06 and 0.46 when the used area was 11.8 and 6000 m² respectively. This reduction could be around 40% for a used area of around 500 m². This value could be a solution for this case study applied. Finally, Figure 11f shows the need for battery capacity, which is minimized in values of 50 kWh for a used area greater than 200 m².

Figure 33a shows the variation of the cost of carbon abatement (*CCA*) values when configuration A was analyzed for the different used areas, considering different discount rates as well as two scenarios, current future prices. When the current price of diesel was considered the maximum *CCA* was between 1800 and 2200 €/tCO₂ for $k=0.01$ and $k=0.1$, respectively. The maximum values were stable for a used area greater than 2000 m². These values are high if they are compared with the review analysis developed by [26]. High values indicate there is a high increase in renewable power cost to reduce the CO₂ emissions in modest values. In this case, the *CCA* indicates the most sustainable used area should show *CCA* values under 400 €/tCO₂ according to [26]. This *CCA* is higher because there is solar energy, which is not considered by the pump station. This energy should incorporate into other consumption roles, which increase the CO₂ emissions as well as the *LCOEc*.

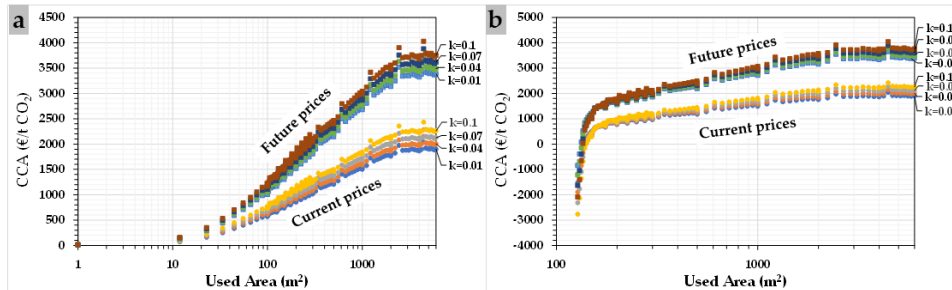


Figure 33. (a) CCA values for configuration A (b) CCA values for configuration B

The CCA values were greater than current prices when the future prices were considered for different discount rates. When configuration B was analyzed (Figure 33b), CCA values oscillated between -2900 and 4000 €/tCO₂ as a function of the discount rate as well as the price scenario (i.e., current or future). When current prices were analyzed, the maximum CCA oscillated between 1600 and 2000 €/tCO₂, showing uniform values for the used area above 1000 m². This configuration showed the need to introduce more energy consumption to maximize the use of the renewable systems, decreasing the CCA value and increasing the impact of the reduction of CO₂ emissions when renewable systems are used.

4.6 Conclusions

The need to keep the supply guarantee in the different cities and decrease the consumption of non-renewable resources implies that water management integrates renewable systems in their facilities. The inclusion of new strategies is crucial to reaching the different targets of the sustainable development goals. The research proposes a novel optimized strategy, which integrates the calibration model of the water system using a random opening of consumption nodes to adjust the consumption pattern of the model to the recorded volume over time and the partial flowmeters of the network. The inclusion of the *Newton-Raphson* optimization enables the minimizing of the consumption of energy as well as the definition of the best regulation rules to be applied by the water managers. The definition of the strategy enables the inclusion of a double simulated annealing procedure to develop an integration of renewable energy systems (i.e., solar, hydro, among others) inside of water distribution systems in

cities. The optimization analysis enables the chosen techno-feasibility options to be implemented in real case studies.

The research demonstrated the high powerful to be used in real case studies. It was applied in a real case in the Bahamas Islands. The optimization reached the reduction of energy consumption above 30%, improving the regulation rules. Besides, the analysis of renewable energy systems showed the no feasibility to install microhydropower systems, but it could support 2% of the consumed energy. In contrast, the use of PV panels could guarantee 32% of the self-consumption and the green management could reduce 40% the tonnes of CO₂ compared with the use of the diesel generator. The strategy is open to including other renewable systems such as tide or wind turbines to increase the self-consumption in all activities of the Bahamas Islands. The strategy helps to mitigate the energy impact of the cruise ships, contributing to the development of *SDG11*, called sustainable cities and communities.

Capítulo 5

Resultados y Discusión

5. Resultados y Discusión

En este capítulo se muestran de manera individual, los resultados obtenidos tras el desarrollo e implementación de la metodología propuesta en esta tesis doctoral. Se comparan los resultados alcanzados de cada uno de los capítulos 2, 3 y 4 de este trabajo, creando de esta manera una discusión donde se compara su relación con los objetivos de este proyecto.

Como ya se ha indicado, la presente investigación permite describir una metodología como herramienta aplicable para el desarrollo sostenible de las redes de distribución de agua presurizadas, mejorando los indicadores de sostenibilidad utilizando sistemas híbridos (mediante la combinación de microgeneración hidráulica y uso de sistemas fotovoltaicos, tanto fijos como flotantes, aunque pueden incluirse otros sistemas de renovables).

El planteamiento de resultados y discusión en esta tesis, se dividen en dos grandes divisiones mencionadas a continuación y, a su vez, siguen una estructura mostrada en el diagrama de flujo expuesto a continuación (*Figura 34*):

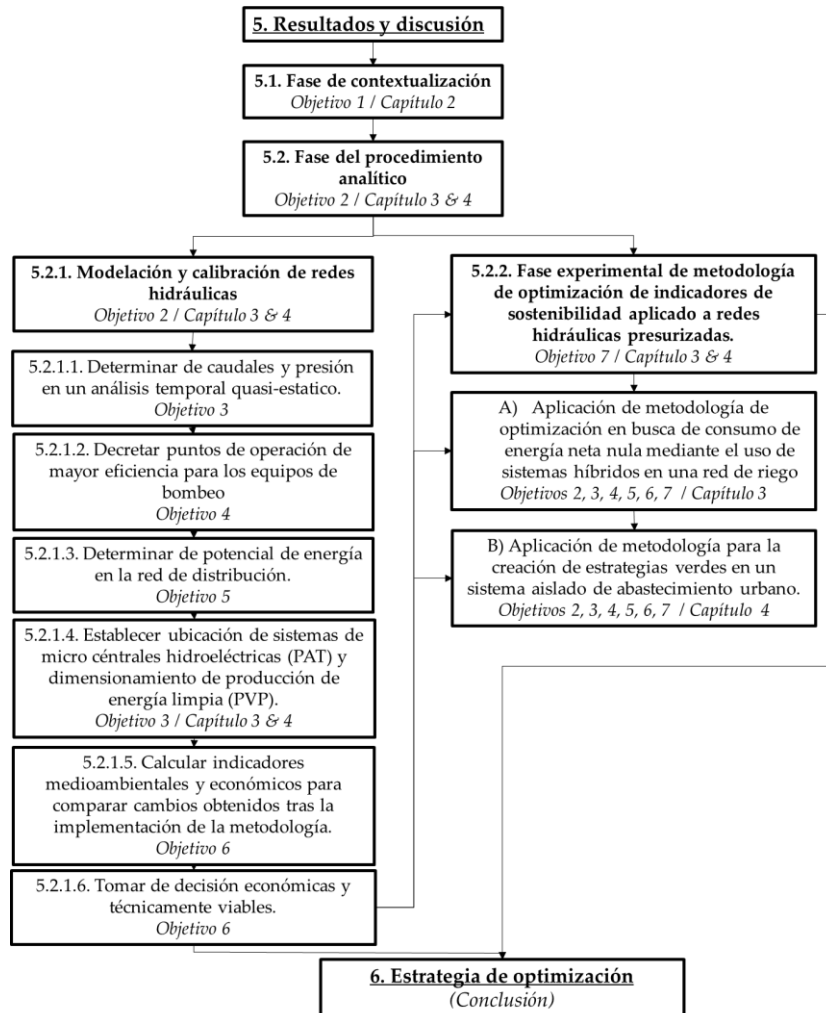


Figura 34. Diagrama de flujo del desarrollo de objetivos específicos.

5.1. Fase de contextualización (**Objetivo 1 / Capítulo 2**)

5.2. Fase del procedimiento analítico y experimental.

5.2.1. Modelación y calibración de redes hidráulicas

5.2.1.1. Determinación de caudales y presión en un análisis temporal cuasiestático.

5.2.1.2. Decretar puntos de operación de mayor eficiencia para los equipos de bombeo **(Objetivo 2 / Capítulo 3 y 4)**.

5.2.1.3. Determinar potencial de energía en la red de distribución **(Objetivo 3 / Capítulo 3 y 4)**.

5.2.1.4. Establecer ubicación de sistemas de micro centrales hidroeléctricas (PAT) y dimensionamiento de producción de energía limpia (PVP). **(Objetivos 4 y 5 / Capítulo 3 y 4)**.

5.2.1.5. Calcular indicadores medioambientales y económicos para comparar cambios obtenidos tras la implementación de la metodología **(Objetivo 6 / Capítulo 3 y 4)**.

5.2.1.6. Toma de decisión económicamente viable **(Objetivo 6 / Capítulos 3 y 4)**.

5.2.2. Fase experimental de metodología de optimización de indicadores de sostenibilidad aplicado a redes hidráulicas presurizadas. **(Objetivo 7 / Capítulos 3 y 4)**

A. Aplicación de metodología de optimización en busca de consumo de energía neta nula mediante el uso de sistemas híbridos en una red de riego. **(Objetivo 2, 3, 4, 5, 6 y 7 / Capítulo 3)**.

B. Aplicación de metodología para la creación de estrategias verdes en un sistema aislado de abastecimiento urbano. **(Objetivo 2, 3, 4, 5, 6 y 7 / Capítulo 4)**.

La primera fase, nombrada en el ítem 5.1 de la Figura 34, se enfoca en la revisión del estado de arte. Este trabajo sirvió como contexto en el desarrollo sostenible presentado en esta investigación. Este apartado analiza la importancia de la implementación de modificaciones en las redes de distribución de agua, en busca de minimizar el coste e impacto ambiental, relacionados a los requerimientos energéticos por los elementos que conforman su distribución. Se toma como referencia 61 casos de estudio de redes reales en distintas partes del mundo, de donde se obtiene la información con la que se pueden determinar distintos indicadores para su comparación. La información utilizada para el cálculo de los indicadores se encontraba publicada en las diferentes referencias indicadas en el capítulo 2.

Los datos obtenidos fueron: volumen inyectado, presión promedio en la red, presión de sistema de bombeo, presión mínima requerida, energía consumida en la red, emisión de CO₂, entre otros. Las redes de referencia en esta fase son tanto de riego, como sistemas de abastecimiento urbano y redes combinadas. De igual forma, se puede determinar la variación de los indicadores mencionados tras la implementación de sistemas para mejorar la sostenibilidad. En los diferentes casos, se enfocan en: (a) la producción de energía limpia, (b) el aumento en la recuperación energética, (c) la reducción de los requerimientos energéticos de la red y (d) la combinación de alguna de estas técnicas.

Estos datos permitieron calcular y comparar sistemas entre un estado inicial de operación (OS) y un estado modificado (MS), de tal forma que se puedan calcular los parámetros de: (i) consumo anual de energía, (ii) emisión anual de GEI, (iii) coste energético anual, (iv) energía recuperada por volumen de agua, (v) energía anual producida y (vi) producción económica anual de energía relacionada con la recuperación energética. Por otra parte, en la contextualización se relacionaron los resultados obtenidos con las metas de desarrollo sostenible (ODS) publicados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), donde se denotan mejoras relacionadas con los objetivos: (ODS6) Agua y salubridad (ODS7) energía limpia y (ODS11) Ciudades y comunidades sostenibles.

5.1. Fase de contextualización

La contextualización de esta tesis se fundamenta en el artículo publicado, y que se recoge en el capítulo 2:

Objectives, Keys and Results in the Water Networks to Reach the Sustainable Development Goals.

Coautores: Angel Valentín Mercedes García; P. Amparo López-Jiménez; Francisco-Javier Sánchez-Romero; Modesto Pérez-Sánchez.

Revista: Water ISSN 2073-4441

Factor de impacto: 3.103. JCR (Q2). 36/100 Water Resources

Estado: Publicado [Water 2021, 13, 1268; doi:10.3390/w13091268]

El soporte y la razón de cambio de todas las formas de vida es la energía. La variabilidad del consumo energético presentó cambios significativos en los últimos años debido al crecimiento de la humanidad [38]. Uno de los recursos más afectados es el agua, cuya disponibilidad ha disminuido y su extracción es

cada vez más compleja. Como resultado, se ha forzado la búsqueda de fuentes alternativas para obtener agua de forma más energética y consuntiva [200]. En consecuencia, el impacto medioambiental de los sistemas de distribución de agua se está intensificando.

La emisión de gases de efecto invernadero, resultante de las actividades antropogénicas provocó variaciones en los procesos climáticos y, en consecuencia, modificaciones en los métodos totalmente naturales [12], [13], [61]. Los sistemas convencionales de obtención de energía (por ejemplo, el carbón, los productos petrolíferos, entre otros) emiten *GEI* en mayor proporción, al tiempo que aumentan la demanda a la que están sometidos [60].

Aunque en las últimas décadas las ingenieras e ingenieros hidráulicos y medioambientales han centrado su atención en la sostenibilidad de las redes presurizadas, todavía existen en el mundo redes de abastecimiento y de riego, cuya necesidad energética tiene valores anuales que superan los 1000 GWh y con emisiones de CO₂ es superior a 30106 t CO₂/año [14].

Debido al actual periodo de crisis medioambiental, es necesario reducir la emisión de gases de efecto invernadero mediante la recuperación de energía con sistemas de distribución de agua sostenibles [63]. En este sentido la instalación de *PAT* como pequeñas centrales hidroeléctricas puede suponer una mejora en la eficiencia de las redes. De igual forma, también se tiende a optar por fuentes de producción de energía limpia como es el caso de energía eólica y fotovoltaica.

El consumo de agua en el mundo demuestra que la demanda se ve afectada por condiciones regionales como: la demografía, el clima, la facilidad para obtener agua, entre otras. Diferentes investigaciones publicaron estudios de sistemas de agua relacionados con términos de energía, diseño y/o sostenibilidad [19].

La investigación presentada en [62] mostró que el consumo de energía en el transporte y el tratamiento del agua es específico de cada lugar y estos factores específicos son de gran importancia a la hora de determinar los procesos utilizados y por tanto el consumo de energía de los sistemas hidráulicos difiere según el lugar, sin embargo, esta investigación contextualiza su desarrollo con un análisis en profundidad de más de sesenta casos de estudio (Ver Tabla 14) en los que se han tenido en cuenta los usos del agua, las técnicas de optimización y los indicadores ambientales y económicos.

Tabla 14. Casos de estudio como parte de la contextualización

ID	Año	País	ID	Año	País	ID	Año	País
1	2020	España	22	2015	Italia	42	2011	Uzbekistán
2	2017	España	23	2015	Italia	43	2019	Reino Unido
3	2019	Portugal	24	2015	Italia	44	2019	Reino Unido
4	2019	España	25	2008	Italia	45	2019	Reino Unido
5	2016	España	26	2010	España	46	2018	España
6	2018	Portugal	27	2010	España	47	2012	Italia
7	2017	España	28	2013	Irlanda	48	2016	Suiza
8	2014	Reino Unido	29	2013	Irlanda	49	2012	India
9	2014	Austria	30	2013	Irlanda	50	2016	Suiza
10	2014	Italia	31	2014	Italia	51	2001	Grecia
11	2014	China	32	2010	Portugal	52	2001	Grecia
12	2011	Portugal	32	2010	Portugal	53	2001	Grecia
13	2012	Irán	33	2017	España	54	2007	España
14	2015	Colombia	34	2014	España	55	2014	Noruega
15	2013	España	35	2013	España	56	2014	Francia
16	2012	Grecia	36	2019	España	57	2014	Canadá
17	2012	Grecia	37	2019	España	58	2014	Italia
18	2015	Italia	38	2019	Perú	59	2012	Jordania
19	2000	Australia	39	2013	España	60	2008	Portugal
20	2020	España	40	2017	Grecia	61	2015	Italia
21	2014	Reino Unido	41	2006	Australia			

Existen distintos métodos de mejora de las redes de distribución y estos dependen de la orientación de cada organismo gestor. La tabla 15 muestra una recopilación de datos de estudios en los que se han implementado diferentes métodos de optimización, acompañados de su función objetivo. La tabla indica la mejora de la sostenibilidad global cuando el procedimiento de optimización considera otros indicadores (principalmente, ambientales, económicos, sociales), siendo diferentes a los indicadores energéticos.

5. Resultados y Discusión

Tabla 15. Técnicas de optimización aplicadas a los sistemas de distribución de agua

Tipo de optimización	Función objetivo	Variables	¿Sistemas de recuperación instalados?	¿Se considera el concepto de sostenibilidad global?	Ref.
Disminución de consumo energético	Reducción de la energía suministrada para el abastecimiento de agua	Caudal Presión	No	No	[78], [83], [96]
Recuperador de energía	Disminución de la energía disipada por los diferentes elementos de la red.	Caudal Presión Energía disipada Energía recuperada	Si	No	[41], [50], [65], [74], [162]
Red de distribución autosuficiente.	Utilizar una fuente de energía renovable capaz de sostener las necesidades energéticas relacionadas con el agua.	Energía requerida, energía recuperada, energía generada	Si	Si	[7], [86], [89]
Reducción de costes relacionado con el agua	Disminución del coste de funcionamiento de todos los procesos que tienen que ver con el agua.	Presión Caudal Energía producida Coste de energía	Si	No	[87], [91]
Control de presión en los diferentes puntos de la red.	Reducir la presión y, en consecuencia, controlar el caudal inyectado en una red para reducir las pérdidas de agua.	Presión Caudal Tipo de tuberías Accesorios	No	No	[66], [79], [85]
Control de consumo de agua.	Crear estrategias que reduzcan las necesidades de agua y/o el caudal inyectado en la red.	Energía usada Energía Disipada Caudal Presión	No	No	[73], [88], [99]
Mejora de la sostenibilidad en las redes presurizadas.	Adoptar medidas en diferentes redes para mejorar la sostenibilidad de los sistemas de distribución a presión.	Energía utilizada relacionada con el agua Emisión de GEI	No	Si	[64], [69], [72]
Aumento de la eficiencia energética suministrada a las redes de agua	Crear formas de utilizar de forma más eficiente y sostenible la energía suministrada a los servicios de agua.	Energía requerida Energía suministrada Energía Recuperada Energía Disipada	Si	No	[72], [98]

Para que los indicadores puedan cubrir los puntos esenciales, su estructura se divide en diferentes grupos que son: 1) Calidad del servicio, 2) Eficiencia en la planificación y ejecución de las inversiones, 3) Eficiencia operativa, 4) Eficiencia en la gestión empresarial, 5) Sostenibilidad financiera, 6) Acceso al servicio, 7) Sostenibilidad ambiental [69]. Los diferentes indicadores se definieron en el análisis de las redes de agua, la consideración de estos indicadores permite a los gestores del agua la mejora sostenible de sus sistemas. Además, la inclusión de estos indicadores permitirá medir el cumplimiento de las diferentes metas de los objetivos de desarrollo sostenible.

A continuación, se creó una síntesis de la relación de los ODS relacionados con la cobertura de cada uno, donde se puede ver que: *ODS6* – Agua y saneamiento, está relacionado con la calidad del servicio y acceso al servicio, *ODS7* – energía limpia, va a la par con la sostenibilidad ambiental, *ODS11* – ciudades y comunidades sostenibles tiene que ver con la calidad del servicio y por último el *ODS12* – producción y consumo responsable, conlleva una combinación de acceso al servicio, calidad del servicio y eficiencia en la gestión del recurso.

Tabla 16. Indicadores de ODS.

Indicador	Identificación	ODS	Objetivo
Medioambiental	Energía suministrada anualmente	<i>ODS7</i> . Energía limpia	Aumentar sustancialmente la energía renovable compartida en la combinación de energía global.
Medioambiental	Energía recuperada	<i>ODS7</i> . Energía limpia	Aumentar sustancialmente la energía renovable compartida en la combinación de energía global
Medioambiental	<i>GEI</i>	<i>ODS7</i> . Energía limpia <i>ODS12</i> . Producción y consumo responsable	Reducir la emisión de gases de efecto invernadero para tomar acción en la lucha contra el calentamiento global
Social	Riesgo de infección	<i>ODS6</i> . Agua y saneamiento	Implementar gestión integrada de recursos hídricos a todos los niveles, incluyendo mediante la corporación transfronteriza según proceda
Económico	Coste total de la unidad	<i>ODS11</i> . Ciudades y comunidades sostenibles	Mejorar la urbanización inclusiva y sostenible y la capacidad para la planificación y gestión participativa, integrada y sostenible de los asentamientos/establecimientos humanos

5. Resultados y Discusión

Existen técnicas híbridas que surgen tras combinar las diferentes estrategias y así aumentar la producción o recuperación de energía en una red de agua a presión. En las tablas 17 y 18 se muestran los valores obtenidos de los indicadores analizados en un sistema de operación inicial y un sistema modificado. Las tecnologías utilizadas para llevar a cabo el sistema modificado fueron Bombas utilizadas como turbinas (*PAT*), sistemas fotovoltaicos (*PVP*), turbinas de agua (*WT*), cambios en la programación o modo de operación (*COM*), instalación de válvulas reductoras de presión (*PRV*), y reguladores hidroeléctricos (*HER*).

Tabla 17. Valores obtenidos en un análisis de redes en operación inicial (*OS*)

SISTEMA ORIGINAL DE OPERACIÓN				
ID	No. casos	energía Consumida (kWh/año)	Emisiones GEI (KgCO ₂ /año)	Coste de energía (€/año)
1	16	28671483.4	28962473.17	3727292.84
2	3	1828766.7	17148710.09	2376499.67
3	2	2636409	26669919.51	3427332.48
4	2	3672257.7	399954.225	477393.50
5	11	11651079.2	10695633.39	376995.41
6	5	6664036.15	6741338.967	866324.70
7	1	16966368	17163177.87	2205627.84

Tabla 18. Valores obtenidos en un análisis de redes en operación modificado (*MS*)

SISTEMA MODIFICADO DE OPERACIÓN							
ID	Modificación	Energía recuperada (kWh/m ³)	Energía producida (kWh/año)	Producción económica agua-energía (€/año)	Consumo de energía (kWh/año)	Emisiones GEI (KgCO ₂ /año)	Coste energético (€/año)
1	PAT	0.042	261.5	293.87	28597293.1	28884159.3	3711938.0
2	PVP	0.0	2105529.7	182479.25	1634941.6	577606.86	212542.42
3	WTs	0.028	129210	8398.65	1395358.5	1411544.65	181396.61
4	eólica	0.0	589456.7	76629.38	2864099.5	2559189.9	3723329.3
5	COM	0.0	0	--	2100730.8	2126151	--
6	PRV	0.0	0	--	6651588.9	6728747.3	846434.48
7	HER	0.121	1401.9	182.25	16966368	17163177.8	2205627.8

En esta investigación se analizan los sistemas de producción de energía o de reducción de la emisión de gases de efecto invernadero en actividades relacionadas con el uso del agua agrícola y/o doméstica para determinar la sostenibilidad de los sistemas, se utiliza la comparación de un sistema original (inicial) (*OS*) frente a un Sistema Modificado (*MS*), del que se determinaron los

parámetros de consumo energético, producción de energía, emisión de gases con efecto invernadero y coste energético relacionado con el agua.

Se pudo observar en los datos descritos en los distintos casos de estudio utilizados para contextualizar la tesis. El consumo de energía en mayor medida se modifica al realizar cualquiera de las técnicas donde modificación la regulación de los equipos de bombeo. El consumo energético anual medio de los casos de estudio varía de 10 a 70 GWh. La técnica más eficaz para reducir este indicador es el uso de *PVP*, ya que presenta una disminución superior al 95% del valor de emisión inicial, lo que corresponde a un valor de casi 20000 tCO₂ e/año. Asimismo, los sistemas que utilizan aerogeneradores para la generación de electricidad como fuente de energía tienen una reducción superior al 90%, seguidos por el *WT* y el *COM* con valores que rondan el 90% de reducción de *GEI* a la atmósfera. El empleo de paneles solares fotovoltaicos o energía solar es muy importante para el ahorro de emisiones en los sistemas de distribución, pero no reducen el consumo energético. Por ello, la opción de aprovechamientos hidráulicos debe ser subrayada porque sí que supone una mejora desde la óptica energética.

En el caso de la relación económica agua-energía obtenidos, las tecnologías capaces de producir mayores ingresos económicos en las empresas encargadas de suministrar agua fueron, en primer lugar, el *PVP*, al que sigue la producción de energía eólica. También merece la pena mencionar que, la tecnología capaz de reducir en mayor medida el coste energético fue la instalación de *WT*, gracias a que éstas consiguieron reducir el valor medio anual de la inversión para la energía relacionada con el agua de 3.5 M€ a un valor de 50000 €.

Al realizar un estudio centrado en la producción de energía según las diferentes tecnologías mencionadas anteriormente, la que mostró tener mayor capacidad de producción es la instalación de *PVP*, alcanzando valores anuales de 2000 MWh, seguida de la energía eólica con valores superiores a 600 MWh.

Por último, se puede observar en la Tabla 19, un resumen de en qué punto se tomaron los objetivos de desarrollo sostenible de la UNESCO *ODS* como referencia para el enfoque que se dará en esta investigación a cada uno de los casos de estudio mostrados y analizados. El *ODS7* se mejoró en el 72% de los casos de estudio analizados (44 de 61). En 20 sistemas de agua, esta mejora se centró en el uso de energías renovables para reducir la energía no renovable que se consumía en los sistemas de agua.

5. Resultados y Discusión

La eficiencia de los sistemas de agua se consideró en 12 casos de estudio (20% de los casos analizados) y la reducción de los *GEI* se estimó en otras 12 redes de abastecimiento. *ODS6* se consideró en 7 sistemas hidráulicos, centrándose en la aplicación de la gestión de los recursos hídricos. Por último, el *ODS11* se analizó en 10 sistemas hídricos en los que la integración de las medidas sostenibles en la planificación urbana era el objetivo principal.

Tabla 19. Resumen de los casos de contextualización enfocados en los ODS

ODS	Objetivo	ID
ODS7. Energía limpia	Aumentar sustancialmente la energía renovable compartida en la combinación de energía global	1,2,3,4, 6, 7, 8, 10, 13, 18, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 36, 37, 38, 51, 52, 53, 60, 61
ODS7. Energía limpia	Duplicar la tasa global en la mejora de la eficiencia energética	1, 3, 4, 10, 26, 27, 28, 29, 30, 39, 46, 50
ODS7. Energía limpia	Reducir la emisión de gases de efecto invernadero para tomar acción en la lucha contra el calentamiento global	20, 32, 33, 34, 47, 48, 54, 55, 56, 57, 58, 59
ODS6. Agua y saneamiento	Implementar gestión integrada de recursos hídricos a todos los niveles, incluyendo mediante la corporación trasfronteriza según proceda	9, 11, 15, 16, 17, 41, 49
ODS11. Ciudades y comunidades sostenibles	Mejorar la urbanización inclusiva y sostenible y la capacidad para la planificación y gestión participativa, integrada y sostenible de los asentamientos/establecimientos humanos	5, 12, 14, 19, 35, 40, 42, 43, 44, 45

5.2. Fase del procedimiento analítico y experimental.

La fase de procedimiento analítico mencionado como el segundo objetivo específico de este trabajo, se subdivide en dos sub-fases que son: Modelación y calibración de redes hidráulicas 5.2.1 y Fase experimental de metodología de optimización de indicadores 5.2.2.

Esta segunda etapa se desarrolló una comparativa y discusión de los resultados obtenidos tras la implementación de los métodos en distintos casos reales. Se extrajeron los valores obtenidos y se determinó la eficiencia de mejora que tienen las redes de distribución de agua presurizada.

5.2.1. Modelación y calibración de redes hidráulicas

La modelación y calibración de las redes hidráulicas se realizó siguiendo los pasos mencionados desde 5.2.1.1 hasta el 5.2.1.6, los cuales se describen de manera detallada a continuación:

5.2.1.1. Determinación de caudales y presión en un análisis temporal cuasiestático.

La determinación de caudales y presión en un análisis temporal cuasiestático, se realizó utilizando el software *EPANET* que permite insertar la información topológica de la red, así como las conducciones, divisiones, rugosidades, consumos, alturas, entre otros. Una vez se encontró el modelo correctamente representado, se procedió a la introducción de datos de consumo de donde se obtienen las tendencias de las demandas, los cuales son comparados con un registro histórico que determina la fiabilidad del modelo. De igual forma, se introdujeron las curvas de las bombas en el programa. Tras tener los datos dentro del análisis, se procedió a hacer una comparación de estos con los valores históricos, que abre la posibilidad de determinar lo satisfactorio que es el modelo mediante el cálculo de los *KPVE* los cuales son: (i) coeficiente de *Nash-Sutcliffe* (*E*), (ii) el error cuadrático relativo (*RRSE*), (iii) sesgo porcentual (*PBIAS*) y (iv) índice de sesgo (*BIAS*). A continuación, se muestran las expresiones que se utilizan para determinar los valores de bondad del modelo (Ver Tabla).

Los valores indicados en la Tabla 20, se obtienen tras el uso de las siguientes expresiones [190]:

$$E = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N [O_i - S_i]^2}{\sum_{i=1}^N [O_i - \bar{O}_i]^2} \quad (28)$$

$$RRSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N [O_i - S_i]^2}{\sum_{i=1}^N [O_i - \bar{O}_i]^2}} \quad (29)$$

$$PBIAS(\%) = \frac{\sum_{i=1}^N (O_i - S_i)}{\sum_{i=1}^N O_i} \cdot 100 \quad (30)$$

$$BIAS(l/s) = \frac{\sum_{i=1}^N (O_i - S_i)}{\sum_{i=1}^N O_i} \cdot 100 \quad (31)$$

Donde O_i es el valor observado en cada intervalo; \bar{O}_i es el promedio de valores observados y S_i es el valor simulado en cada intervalo.

Tabla 20. Clasificación de bondad de resultado [179]

Bondad de Resultado	Nash-Sutcliffe (E)	Error Cuadrático Relativo (RRSE)	Sesgo Porcentual (PBIAS)
Muy Bueno	$E > 0.6$	$0.0 \leq RRSE \leq 0.5$	$PBIAS < \pm 10$
Bueno	$0.6 \geq E > 0.4$	$0.5 \leq RRSE \leq 0.6$	$\pm 10 \leq PBIAS < \pm 15$
Satisfactorio	$0.4 \geq E > 0.2$	$0.6 \leq RRSE \leq 0.7$	$\pm 15 \leq PBIAS < \pm 25$
Insatisfactorio	$E \leq 0.2$	$RRSE > 0.7$	$PBIAS > \pm 25$

5.2.1.2. Decretar puntos de operación de mayor eficiencia para los equipos de bombeo. (Objetivo 2 / Capítulos 3 y 4).

Una vez calibrado el modelo, se procedió a decretar puntos de operación de mayor eficiencia para los equipos de bombeo. En este trabajo se planteó basándose en la estrategia iterativa de optimización [191]. El resultado permite al gestor del agua operar los equipos de bombeo en el punto de mejor eficiencia, regulando la velocidad de rotación de la máquina. Cada iteración realizada minimizaba el error en

función de cada escenario. Establecido el valor mínimo, se establecen las normas de regulación en el modelo de *EPANET* (Ver Figura 35).

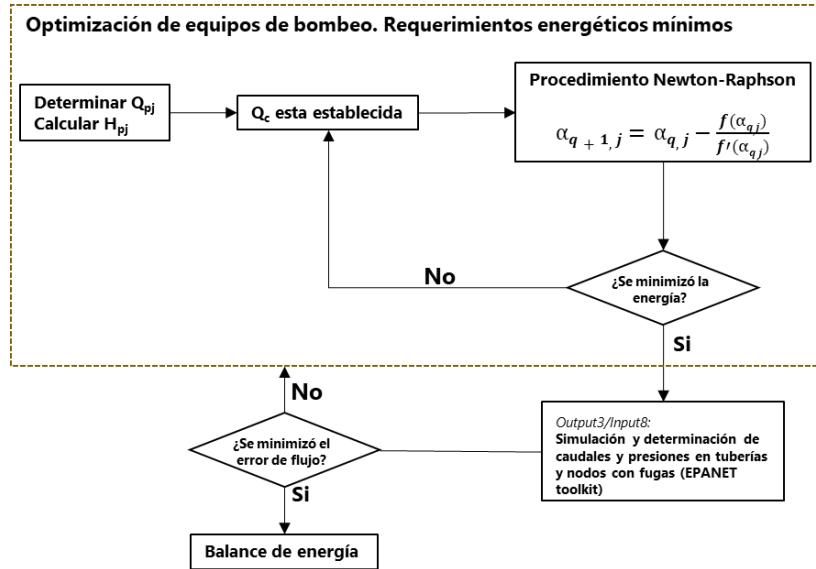


Figura 35. Proceso de optimización de sistemas de bombeo

El método iterativo de optimización *Newton-Raphson* define la velocidad de rotación de la estación de bombeo según a los requisitos mínimos de caudal y presión. Para cada intervalo, se calculó el valor α para optimizar los puntos de funcionamiento de la bomba, estableciendo los mejores puntos de funcionamiento de la estación de bombeo (es decir, caudal, altura, rendimiento y velocidad variable de rotación), estableciendo un valor Q_c que es el caudal de paso entre bombas, cuando en el sistema hay dos o más bombas.

El procedimiento de optimización permitió determinar los mejores puntos de funcionamiento de la máquina en términos de requerimientos energéticos para cada iteración e intervalo j , pero los cambios en los valores de α implican cambios en la presión del sistema presión del sistema, modificando los valores de las fugas y caudales existentes. Para cada iteración, el modelo calculó: Q_{pj} es el caudal bombeado para el intervalo j (m^3/s) y H_{pj} es la altura de bombeo necesaria para el intervalo j (mca). Se define de acuerdo con la siguiente expresión:

$$H_{pj} = \max(P_{ij,min} - P_{ij}) \quad (32)$$

donde, $P_{ij, \min}$ es la presión mínima de servicio requerida para el intervalo j en mca , P_{ij} es la presión en el nodo para el intervalo j en mca .

Cada optimización estableció el error entre los valores de flujo simulados entre iteraciones, calculando los valores de $KPEVs$, minimizándolo en función de cada escenario. Una vez minimizado el error, la estrategia que establece esta regulación, sigue adelante en el paso III, obteniendo una nueva simulación del modelo *EPANET*. Esta simulación incluye la estación de bombeo, así como los controles de las reglas para definir la regulación y funcionamiento de estas. Este paso permitió a los gestores elaborar una auditoría técnica de su gestión en la estación de bombeo, permitiendo la aplicación de nuevas reglas de funcionamiento para minimizar la energía consumida.

El tercer paso se centró en desarrollar el balance energético del sistema, considerando las necesidades mínimas de energía para satisfacer la demanda. El método permitió estimar la energía disponible a recuperar, discretizando los puntos de operación del sistema de recuperación potencial. Este balance energético se desarrolló a partir del modelo calibrado para el sistema de bombeo, que se obtiene en la etapa II.

El desarrollo del balance energético permitió definir la energía recuperable teórica, así como los puntos operativos en cada línea o nodo de consumo. Estos puntos de operación se utilizaron en el cuarto paso de la estrategia, centrado en el desarrollo de la optimización de los sistemas de recuperación, tanto de localización como de selección en el sistema.

5.2.1.3. Determinar de potencial de energía en la red de distribución.

Tras tener un modelo hidráulico calibrado, se pudo determinar potencial energético en la red analizada. Se desarrolló el balance energético en un sistema de distribución considerando los requerimientos energéticos mínimos necesarios para satisfacer la demanda de la red. Este balance permitió estimar la disponibilidad de energía disponible, discretizando los potenciales puntos de instalación de los sistemas de recuperación.

Las expresiones que definieron los requerimientos energéticos en las redes de distribución de agua presurizada se describen en la Tabla 21. El subíndice “i” define el punto analizado; Q_i es el caudal a lo largo del tiempo en la línea examinada (m^3/s); z_i es el nivel de cabecera del punto estudiado (m); z_0 es la cota de superficie libre del agua del embalse (m); Δt es el intervalo de tiempo; P_i es la presión de servicio en el nudo cuando hay consumo (mca); $P_{min i}$ es la presión mínima para garantizar el nudo más desfavorable (mca); $P_{min c}$ es la presión mínima de servicio; H_i es la altura piezométrica en el punto observado (mca).

Tabla 21. Expresiones energéticas de un sistema de distribución de agua

Energía	Acrónimos	Ecuación	Numeración
Energía Total	E_T	$E_T(kWh) = \gamma Q_i (z_0 - z_i) \Delta t$	(33)
Energía por Fricción	E_{FR}	$E_{FRi}(kWh) = \gamma Q_i (z_0 - (z_i + P_i)) \Delta t$	(34)
Energía bombeada	E_p	$E_T(kWh) = \gamma Q_i H_{p_{i_t}} \Delta t / \eta_{i_t}$	(35)
Energía teórica necesaria	E_{TN}	$E_{TNi}(kWh) = \gamma Q_i P_{min i} \Delta t$	(36)
Energía requerida para el consumo	E_{RI}	$E_{RIi}(kWh) = \gamma Q_i P_{min c} \Delta t$	(37)
Energía teórica disponible	E_{TA}	$E_{TAi}(kWh) = \gamma Q_i (P_i - P_{min c}) \Delta t$	(38)
Energía teórica renovable	E_{TR}	$E_{TRi}(kWh) = \gamma Q_i H_i \Delta t$	(39)
Energía teórica no renovable	E_{NTR}	$E_{NTRi}(kWh) = E_{TAi} - E_{TRi}$	(40)

5.2.1.4. Establecer la ubicación de sistemas de micro centrales hidroeléctricas (PAT) y dimensionamiento de producción de energía limpia (PVP). (Objetivo 3 / Capítulos 3 y 4).

Tras el desarrollo del balance energético de los requerimientos de la red de distribución, se habilitó la posibilidad de determinar la ubicación de micro centrales hidroeléctricas (PAT) y dimensionamiento de producción de sistemas fotovoltaicos (PVP) (5.2.1.4.). La ubicación óptima y regulación de un sistema de microgeneración hidráulica se definió con los siguientes pasos: (i) definición de la función de optimización, (ii) generación de una configuración inicial, (iii) procedimiento de “*simulated annealing*”, (iv) localización de los sistemas de recuperación energética y (v) puntos de operación de los equipos. La optimización de la función objetivo se basó en en: energía recuperada, disminución de fugas, coste nivelado de energía eléctrica (LCOE) y valor añadido neto (NPV). La función LCOE, es considerada como la función de coste anual e inversión inicial. Se puede definir como la expresión siguiente:

$$LCOE = \frac{IC_0 + \sum_{i=1}^{i=T} \frac{AC_i + F_i}{(1+k)^i}}{\sum_{i=1}^{i=T} \frac{E_i}{(1+k)^i}} \quad (41)$$

Donde, IC_0 es la inversión inicial en € en el año 0, que asimila la inversión de las instalaciones de la red para llegar a los puntos de suministro; AC_i son los costes de operación y mantenimiento anual en un año i ; F_i es el gasto en combustible, esta variable sólo se considera 0 en los sistemas de recuperación; E_i es la energía anual recuperada; T es la vida útil en años, considerando 25 años ya que coincide con los sistemas fotovoltaicos; k es la tasa de descuento real utilizando un análisis de sensibilidad entre 0.01 y 0.1.

En función de distintos análisis de LCOE, se mostró en función de la tecnología de producción energética y la zona en donde se encuentre el mismo, posee distintos valores que son mostrados en la Tabla 22 a continuación [34]:

Tabla 22. Rango de valores asignados al LCOE

Sistema de energía	Valores de LCOE (€/kWh)		
	Mínimo	Mediana	Máximo
PV	0.024	0.046	0.115
Solar concentrada	0.103	0.117	0.145
Eólico terrestre	0.034	0.047	0.108
Eólico costero	0.065	0.118	0.161
Ciclo de gas combinado	0.053	0.061	0.066
Turbina de gas	0.074	0.085	0.088
Geotérmico	0.025	0.051	0.105
Hidro	0.015	0.044	0.115
Carbón	0.041	0.068	0.087
Nuclear	0.041	0.075	0.125
Biomasa	0.020	0.074	0.174

Por otro lado, el modelo analítico permitió definir la mejor solución comparando el valor añadido neto (*NPV*) entre la situación sin recuperación e instalación fotovoltaica y la situación definida por la configuración y las hipótesis. El cálculo de *NPV* se define con la siguiente ecuación:

$$NPV = -IC_0 + \sum_{i=1}^{i=T} \frac{AI_i - AC_i}{(1+k)^i} + RI_T \quad (42)$$

donde: AI_i es el ingreso anual; k es la tasa de descuento real; IC_0 incluye la inversión inicial para la implementación, instalación y operación de los sistemas de recuperación; AC_i considera los costes anuales de mantenimiento de los sistemas de recuperación; AI_i contempla los ingresos anuales generados cuando se consideran los beneficios del autoconsumo, principalmente la reducción del consumo de combustible en el generador de diésel en el sistema de agua; RI_T establece la venta de los diferentes elementos cuando alcanzan su vida útil.

La optimización de instalar *PAT* en la red se realizó con el software *WaterPAT*, el cual realiza un procedimiento de “*simulated annealing*” descrito en el siguiente diagrama de flujo (Ver Figura 36):

El algoritmo “*simulated annealing*” es un algoritmo que surgió por una modificación del método de Monte-Carlo [201]. Este método permite elaborar herramientas con gran potencia de cálculo para discretizar problemas continuos como la optimización de problemas con combinaciones continuas [202].

El algoritmo de optimización generó una lista ordenada de los elementos que objeto de ser optimizados, siguiendo los siguientes pasos:

- i) El orden se establece según el balance energético definido por la función objetivo (Ψ).
- ii) El algoritmo utiliza diferentes parámetros como la temperatura inicial (T_i), la temperatura final (T_f), la ratio de enfriamiento (α_c) y el número de transiciones para cada paso de temperatura (L_0). Un análisis de sensibilidad es desarrollado previamente para mejorar la optimización. La temperatura de transición (T_t) se calcula según una relación geométrica que está definida por un coeficiente. El número de elementos que entran en la solución se establece entre 2 y el número máximo de elementos (o líneas) del sistema de suministro.
- iii) El procedimiento de simulación define nuevas combinaciones entre los distintos elementos. Se detiene cuando alcanza la configuración óptima para el sistema N .
- iv) La solución del algoritmo determina las mejores ubicaciones de los sistemas de recuperación, teniendo en cuenta las diferentes tuberías y las diferentes funciones de optimización.

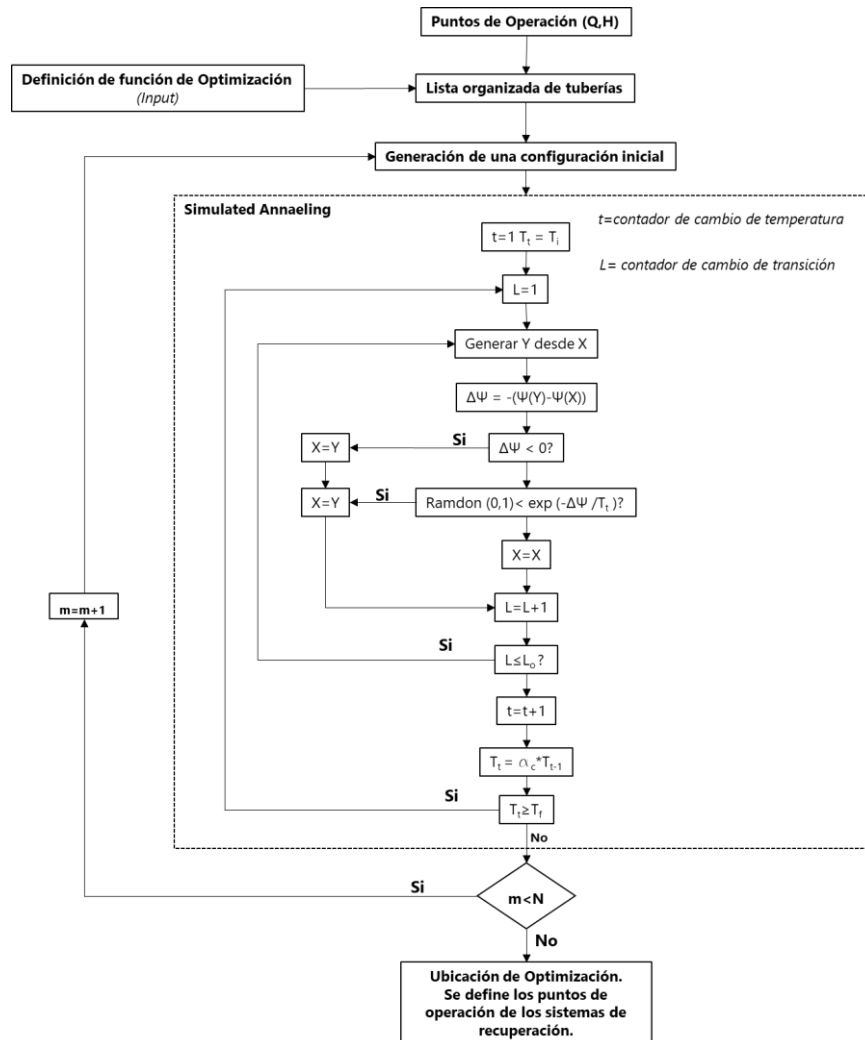


Figura 36. Procedimiento de optimización utilizando “simulated annealing”

El dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos va a depender de la variable de radiación solar horaria, el ángulo de inclinación del panel, ángulo de la puesta de sol, la temperatura de la celda, lo que es dependiente de la zona geográfica y la época del año en la que se encuentre.

Los datos utilizados para el diseño óptimo de los sistemas fotovoltaicos se realizan basándose en los datos de requerimiento energético por parte del modelo hidráulico calibrado en *EPANET*.

En la siguiente figura, se muestra un diagrama de flujo donde se expone las direcciones tomadas para determinar la cantidad de paneles óptima en el sistema fotovoltaico. Se relaciona la energía requerida por el sistema hidráulico *versus* la energía unitaria producida por el sistema fotovoltaico.

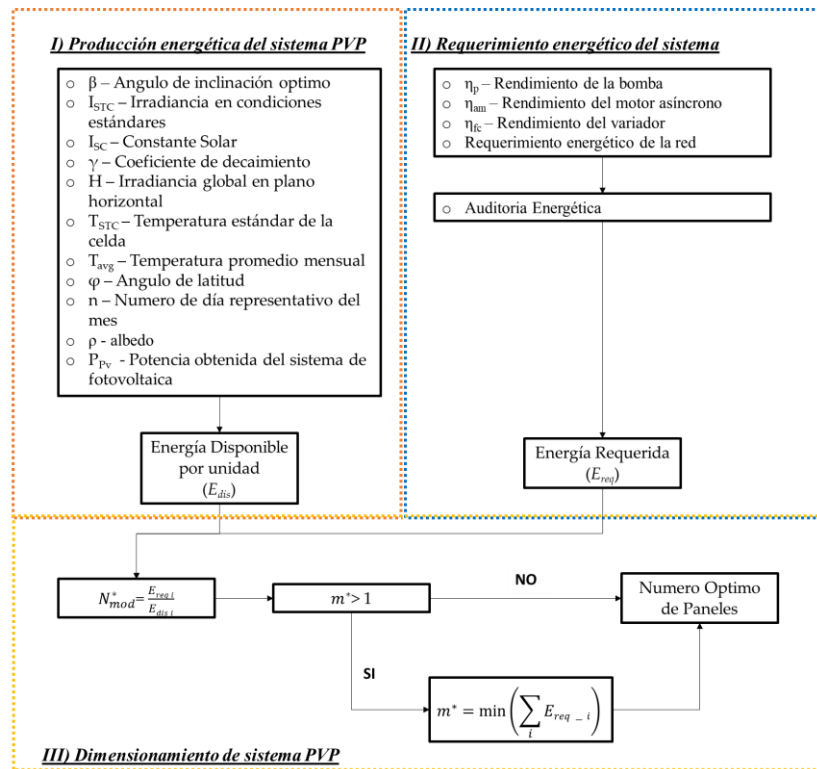


Figura 37. Determinación de paneles para el sistema fotovoltaico

El punto inicial se determinó con una distribución horaria de cada mes de radiación solar, considerando un ángulo de inclinación óptimo de los

sistemas fotovoltaicos (β). La producción de energía neta de electricidad responde a la siguiente expresión [143]:

$$P_{PV} = \begin{cases} \frac{I(t)}{I_{STC}} PP(1 - \gamma(T_{cel} - T_{STC})) & \text{si } I(t) > I_m \\ 0 & \text{si } I(t) < I_m \end{cases} \quad (43)$$

donde, P_{pv} es la potencia obtenida del sistema fotovoltaico, $I(t)$ es irradiancia en cada panel expresada en W/m^2 , I_{STC} es la irradiancia en condiciones estándares ($1000 W/m^2$), PP es el pico de generación de potencia (Watts), γ es el coeficiente de decaimiento debido al aumento de temperatura de la celda, T_{cel} es la temperatura de la celda en los módulos, T_{STC} es la temperatura de la celda bajo condiciones estándares ($25^\circ C$) y I_m es el valor mínimo de irradiancia tomado.

El valor neto de potencia que fue transferido a las estaciones de bombeo, considerando la eficiencia de los dispositivos que forman parte del proceso, se expresa como:

$$P_h = \eta_p \eta_{am} \eta_{fc} P_{pv} \quad (44)$$

donde P_h es la potencia en el eje transferida al agua, P_{PV} es la potencia obtenida directamente por el sistema fotovoltaico, y η_p , η_{am} y η_{fc} son el rendimiento de la bomba, del motor asíncrono y del convertidor (-), respectivamente.

Al dimensionar un sistema fotovoltaico, el primer paso es definir la irradiación horaria (W/m^2) en el lugar donde se va a instalar el sistema. En este trabajo, la irradiación horaria se ha calculado utilizando la irradiación media mensual irradiación media mensual (kWh/m^2) obtenida a partir de los datos meteorológicos.

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos(B) + 0.070257 \sin(B) - 0.006758 \cos(2B) + 0.000907 \sin(2B) - 0.002697 \cos(3B) + 0.00148 \sin(3B) \quad (45)$$

En principio, fue necesario calcular una serie de ángulos que condicionarán la cantidad de energía recibida del sol. Estos ángulos son la declinación (δ) y el ángulo horario de la puesta de sol (ω_s), ambos en radianes:

$$\cos(\omega_s) = -\tan(\varphi) \tan(\delta) \quad (46)$$

Donde B se obtuvo mediante la siguiente expresión:

$$B = (n - 1) \frac{2\pi}{365} \quad (47)$$

Siendo φ el ángulo de latitud (siendo el hemisferio norte positivo) y n el número de días del año, usualmente considerados como:

Tabla 23. Número de día considerado para la representación del mes considerado en el diseño de PVP.

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
n	17	47	75	105	135	165	198	228	258	288	318	344

Entonces, la irradiación mensual extraterrestre, H_0 (Wh/m^2) que incide en un plano horizontal pudo calcularse:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left[1 + 0.033 \cos\left(2\pi \frac{n}{365}\right) \right] (\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \omega_s \sin(\varphi) \sin(\delta)) \quad (48)$$

donde, todos los ángulos están expresados en radianes e I_{sc} es la constante solar (1367 W/m^2). En segundo lugar, con los valores anteriores conocidos, fue posible calcular los valores de irradiancia sobre cualquier superficie. Esta irradiancia tuvo tres componentes básicos: la radiación del haz (H_b), la radiación difusa (H_d) y radiación

reflejada. Estos componentes fueron calculados como se describe a continuación:

Con los datos de irradiación global mensual (\bar{H}) y los valores mensuales de (\bar{H}_0), se obtiene el índice de claridad (\overline{KT}):

$$\overline{KT} = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (49)$$

La relación entre la irradiación difusa y la global se calcula como sugieren [203]:

$$\text{Para } \omega_s \leq 81.4 \text{ y } 0.3 \leq \overline{KT} \leq 0.8 \rightarrow \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1.391 - 3.56\overline{KT} + 4.189\overline{KT}^2 - 2.137\overline{KT}^3 \quad (50)$$

$$\text{Para } \omega_s > 81.4 \text{ y } 0.3 \leq \overline{KT} \leq 0.8 \rightarrow \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1.311 - 3.022\overline{KT} + 3.427\overline{KT}^2 - 1.821\overline{KT}^3 \quad (51)$$

Con estos coeficientes, los valores mensuales de la irradiación global y difusa se definieron como:

$$\bar{H}_d = \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \cdot \bar{H} \quad (52)$$

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (53)$$

Finalmente, estas irradiaciones mensuales se convirtieron en valores de irradiación horaria. Sabiendo que la Tierra gira a 15 por hora, se pueden determinar las horas solares de salida y puesta del sol para n :

$$\text{Amanecer} = 12 + \left(\frac{-\omega_s \cdot 180}{\pi \cdot 15} \right) \quad (54)$$

$$\text{Atardecer} = 12 + \left(\frac{\omega_s \cdot 180}{\pi \cdot 15} \right) \quad (55)$$

Estas horas de salida y puesta del sol definen el número de horas de sol para cada n . Por consiguiente, en el intervalo entre el amanecer y el atardecer, la irradiación horaria pudo determinarse bajo el supuesto del cielo isotrópico de la siguiente manera:

$$I(t) = I_b(t)R_b + I_d(t) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + (I_b(t) + I_d(t))\rho \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \quad (56)$$

donde $I_b(t)$ e $I_d(t)$ son las irradiaciones horarias del haz y de la difusión, β es el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico y ρ de albedo.

El coeficiente R_b es la relación entre la radiación total sobre la superficie inclinada y la superficie horizontal considerando el ángulo acimutal de los módulos fotovoltaicos como 0° (orientados al sur):

$$R_b = \frac{\text{sen}\delta(\varphi - \beta) + \cos\varphi \cos\omega \cos(\varphi - \beta)}{\text{sen}\varphi \text{sen}\varphi + \cos\varphi \cos\varphi \cos\omega} \quad (57)$$

Hay que determinar las relaciones entre la radiación total horaria y la total diaria (r_t) y entre la radiación difusa horaria y la difusa diaria (r_d):

$$r_t = \left(\frac{\pi}{24} \right) (a + b \cos\omega) \left(\frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\text{sen}\omega_s - \omega_s \cos\omega_s} \right) \quad (58)$$

$$r_d = \left(\frac{\pi}{24} \right) \left(\frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\text{sen}\omega_s - \omega_s \cos\omega_s} \right) \quad (59)$$

$$a = 0.409 + 0.5016 \operatorname{sen} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (60)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \operatorname{sen} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (61)$$

El valor de ω (rad) se refiere al ángulo horario considerado entre el intervalo amanecer-atardecer, por lo que los valores de las ratios dependerán del día n y de la hora solar considerada. Las irradiaciones horarias global $I_T(t)$ y difusa $I_d(t)$ en (W/m^2) vinieron dadas por:

$$I_T(t) = r_T \bar{H} \quad (62)$$

$$I_d(t) = r_d \bar{H}_d \quad (63)$$

Finalmente, la irradiancia horaria del haz fue:

$$I_b(t) = I_T(t) - I_d(t) \quad (64)$$

La radiación solar se pudo encontrar entre $0.19 \text{ kWh}/\text{m}^2$ y $0.86 \text{ kWh}/\text{m}^2$ como es el caso de estudio mostrado en el capítulo 4 (Ver Figura 37). Por otra parte, uno de los factores que intervienen en el dimensionamiento de *PVP* se muestra con la temperatura de la celda, ya que si son *FPV* tienden a tener valores menores a los sistemas terrestres *GPV*.

A continuación, en la Tabla 24 se muestran las ventajas y desventajas desde el punto de vista, medioambiental, económico y de mantenimiento en la instalación de *GPV* y *FPV* en los sistemas de distribución de agua [129].

5. Resultados y Discusión

Tabla 24. Ventajas y Desventajas de FPV & GPV

Sistemas Flotantes		Sistemas Terrestres	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Disminución de evaporación en cuerpo de agua	Solo en agua dulce	Capacidad de producir energía limpia	Rango limitado de temperatura para trabajo
Producción de energía limpia	No produce energía todo el día	Producción de energía para equipos de bombeo	No produce energía todo el día
Buen comportamiento estructural	Necesidad de banco de baterías	Mejora en viabilidad económica	Necesidad de banco de baterías
Habilidad de cambiar mediante a variaciones en el nivel del agua	Requieren de mayor planificación y diseño	Mejora en sostenibilidad	Producción de potencia limitada
Sistema de enfriamiento mejora la producción de electricidad	Requerimiento de mayor versatilidad	Lugares remotos	Dependencia del clima
Menor costo de mantenimiento en comparación a GPV	inversión inicial alta	Ahorro energético	No tiene producción constante
Mayor vida útil de geomembranas	Potencia limitada	No genera ruido	Inversión inicial alta

Los sistemas fotovoltaicos flotantes poseen mayor eficiencia global reduciendo las pérdidas por evaporación del agua embalsada en comparación con los GPV, pero debido a ser una tecnología emergente el coste de instalación y mantenimiento es superior. Los FPV y GPV, son fuentes de energía limpia, que pueden ser utilizados en lugares remotos con difícil acceso de los servicios, pero ambos sistemas tienen la desventaja de que únicamente producen electricidad en el día y, de necesitarse suministro nocturno, se podría abordar con la instalación de acumuladores de baterías y/o la ejecución de balsas situadas a mayor

cota que sirviesen de reservorio de energía potencial, siempre y cuando se diesen las condiciones topográficas en la zona de estudio.

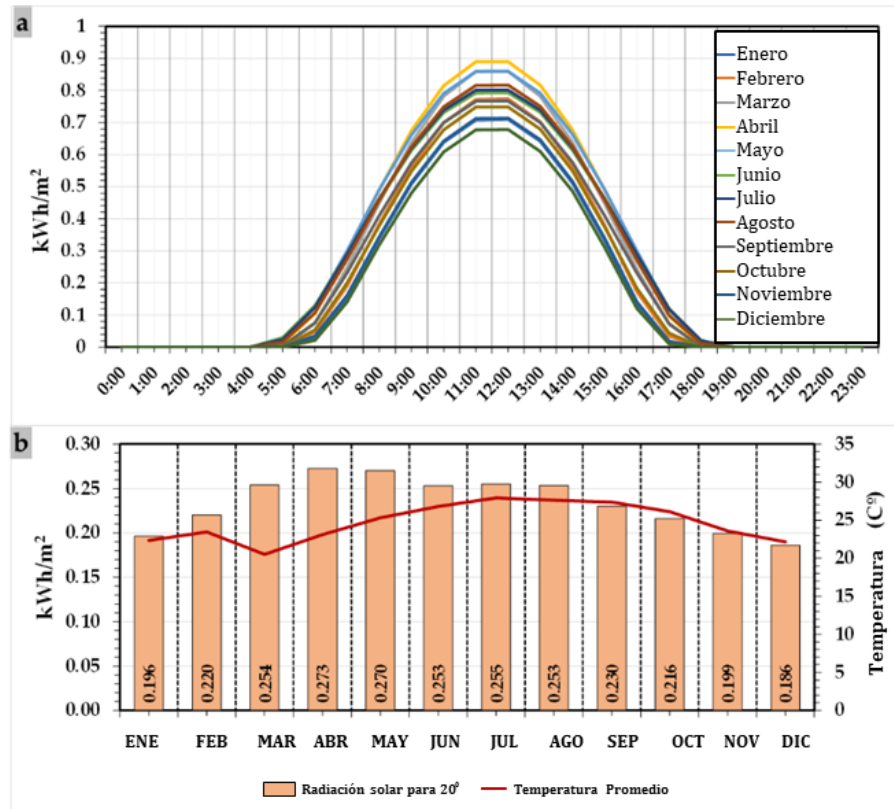


Figura 38. Radiación solar y temperatura promedio (a) horario (b) Diario

5.2.1.5. Calcular indicadores medioambientales y económicos para comparar cambios obtenidos tras la implementación de la metodología.

El cálculo de los indicadores ambientales y económicos para la comparación de cambios obtenidos tras la implementación de la metodología propuesta mostrados en el ítem (5.2.1.5.), se llevó a cabo previo a la toma de decisiones.

5. Resultados y Discusión

El análisis de optimización realizó un balance económico considerando los diferentes costes de inversión. Estos se dividen en diferentes grupos: (i) coste global de inversión, (ii) sistema fotovoltaico y (iii) inversión conjunta y (iv) subvenciones públicas.

El coste de inversión se definió en las siguientes tablas:

Tabla 25. Coste económico utilizado en el procedimiento de optimización

Coste de inversión				
$IC = \sum IC_j$				
Sistemas de inyección y de recuperación	IC_{CD}	Dispositivo de control. Dispositivos eléctricos y electrónicos para el control del sistema	$0.24 \cdot IC$	
	IC_{OPC}	Otros costes del proyecto, incluidos la ingeniería y los impuestos	$0.19 \cdot IC$	
	IC_{Civil}	Obra Civil	$1020 \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}}\right)$	
	IC_{PATs}	Coste hidráulico y del motor/generador	$350 \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}}\right)$	
	IC_{CV}	Válvulas de control	$C(\text{€}) = AD(\text{mm})^a$	A=0.028 a=1.86
	IC_{PRV}	Válvulas Reductoras de Presión		A=1.34 a=1.32
	IC_{pipe}	Coste de tubería		A=0.218 a=1.053
	IC_{FM}	Caudalímetros		A=0.195 a=1.59
Fotovoltaico terrestre	IC_{GPV}	Sistemas fotovoltaicos e instalación	700 €/kW	
	IC_{Soil}	Coste de terreno comprado	10000 €/Ha	
Fotovoltaico flotante	IC_{FPV}	La estructura flotante, sin incluir los sistemas fotovoltaicos y la instalación	$54.69 \frac{\text{€}}{\text{m}^2} (\beta = 5^\circ)$	
Inversión conjunta	$IC_{conexión}$	Conexión eléctrica	$25500 (\text{€}) + 77 \left(\frac{\text{€}}{\text{m}}\right) \cdot L(\text{m})$	
	$IC_{bateria}$	Baterías. Sustitución por la mitad de los años de estudio, por el 60% del precio actual.	$518.8 \text{ €}/(\text{kWh})$	
Inversión Gubernamental				
Inversión Gubernamental	K	La proporción de la inversión apoyada por el Gobierno	Hipótesis 1: $K=0$ Hipótesis 2: $K=0.5$	

Tabla 26. Coste económico utilizado en el procedimiento de optimización (Continuación)

Ingreso Anual			
Ingresos anuales conjuntos	IC_{ventas}	Ventas de energía	Para todos los periodos tarifarios: Precios actuales de la energía: Potencia instalada: 0 €/kW Precios de la energía: 0,05 €/kWh Precios futuros de la energía: Potencia instalada: 0 €/kW Precios de la energía: 0,10 €/kWh Impuesto sobre la producción: 7%. Impuesto de acceso: 0,0005 €/kWh
Coste Anual			
$AC = \sum AC_j$			
Sistemas de inyección y recuperación e inversión conjunta	AC_{OMEX}	Coste de mantenimiento y operacional	$0.1 \cdot IC$
Fotovoltaica montada en el suelo y flotante	AC_{OMEX}		$15 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{year}}$
Coste anual conjunto	AC_{compra}	Compra de energía	En función del periodo tarifario: Precios actuales de la energía: P1-0.106938 €/kW 0.1295 €/kWh P2-0.053515 €/kW 0.1195 €/kWh P3-0.039164 €/kW 0.1124 €/kWh P4-0.039164 €/kW 0.1069 €/kWh P5-0.039164 €/kW 0.1031 €/kWh P6-0.017869 €/kW 0.0996 €/kWh Precios futuros de energía: El doble de los precios actuales Impuesto de compra: 5.11269632 % Alquiler de los contadores de electricidad: 50 €/mes
Información medioambiental			
Emisiones de carbono	C_T	Impuesto sobre el carbono. Se supone una tasa de crecimiento del 3% anual	116.2 €/tCO ₂
Fotovoltaico flotante	C_W	Ahorro por la reducción de la evapotranspiración	$1 \frac{\text{€}}{\text{m}^3}$

Por otro lado, el análisis medioambiental se basó en las fuentes de energía no renovables, impacto económico debido a las emisiones de CO₂ y las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con el uso del agua.

El análisis de las fuentes de energía no renovables (E_{NRE}) utilizan un coeficiente de energía (EC) y responden a la expresión siguiente:

$$E_{NRE} = EC \cdot E_c \quad (65)$$

donde, EC es igual a 1.954 por ser una fuente no renovable de energía, E_{NRE} y E_C es el consumo de electricidad total de la red [65].

Por otro lado, las emisiones de CO_2 (CO_2E) se estimaron con la expresión:

$$CO_2E = CO_2C \cdot E_c \quad (66)$$

Siendo, CO_2C el coeficiente de emisión que en este caso es igual a 0.331 kg CO_2 /kWh [66].

Por último, las emisiones de GEI se ven penalizadas en distintas partes del mundo, por lo que se definió en este proyecto como impuesto de carbono (C_T) y se utiliza para determinar el coste medioambiental debido al mismo. La ecuación utilizada para determinar esta cantidad es:

$$CO_2C = C_T \cdot CO_2E \quad (67)$$

donde, CO_2C es el coste o beneficio y CO_2E son las emisiones de GEI .

5.2.1.6. Toma de decisión de viabilidad técnica y económica.

Esta se puede llevar a cabo, una vez se tiene un modelo calibrado, con mejoras energéticas aplicadas y analizada la optimización en los indicadores energéticos y medioambientales. A partir de este punto, se procedió a elegir la mejor optimización obtenida de distintas alternativas, en función a los valores positivos de los diferentes balances realizados.

La Tabla 27 muestra una síntesis de los indicadores utilizados para el análisis de los sistemas de distribución presurizada. Estos fueron tomados como guía para realizar el análisis de condición inicial de las redes, posibilidad de mejora existente y cambios en los mismo tras la implementación de variaciones en los elementos que conforman la distribución de agua.

Tabla 27. Indicadores medioambientales y económicos

Indicador	Acrónimos	Unidad
Consumo anual de energía	CAE	kWh
Emisiones anuales de Gases Con Efecto Invernadero	GHG	kgCO ₂
Coste energético anual	CEA	€
Energía anual Recuperada	EAR	kWh
Energía anual Producida	EAP	kWh
Agua/energía Producción anual económica	PAE	€

5.2.2. Fase experimental de metodología de optimización de indicadores de sostenibilidad aplicado a redes hidráulicas presurizadas. (Objetivo 7 / Capítulos 3 y 4).

Terminada la primera fase del desarrollo de la metodología de optimización se prosigue a la etapa metodológica experimental. Esta etapa considera la optimización de indicadores de sostenibilidad aplicado a redes hidráulicas presurizadas (5.2.2.). Se basa en aplicar los métodos descritos en distintos casos de estudio para validar su funcionalidad y comportamiento con redes reales. (A) corresponde a una red de riego y (B) a un sistema de abastecimiento de agua urbano.

A continuación, se muestran los valores reales obtenidos tras la implementación de la metodología propuesta a las distintas redes de distribución de agua. Cada una de las redes mencionadas se encuentran en los capítulos 3 y 4.

A. Aplicación de metodología de optimización en busca de consumo de energía neta nula mediante el uso de sistemas híbridos en una red de riego.

Esta fase de la investigación se encuentra en el capítulo 3 de este documento.

A new optimization approach for the use of hybrid renewable systems in the search of the zero net energy consumption in water irrigation systems.

Coautores: Angel Valentín Mercedes García; Francisco-Javier Sánchez-Romero; P. Amparo López-Jiménez; Modesto Pérez-Sánchez.

Revista: Renewable Energy ISSN 0960-1481

Factor de impacto: 8.634. JCR (Q1). 25/119 Energy & Fuels

El nuevo enfoque propuesto propone el uso de sistemas híbridos renovables, que se optimizan mediante dos procedimientos de “*simulated annealing*” incluidos dentro de la metodología.

La metodología propuesta se divide en cinco bloques diferentes presentados en la Figura 39. Estos bloques son: (i) operación hidráulica del sistema (Bloque A), (ii) generación fotovoltaica (Bloque B), (iii) análisis económico (Bloque C), (iv) análisis ambiental (Bloque D) y (v) el modelo de viabilidad (Bloque E). El último bloque integra todos los sistemas de bloques anteriores y optimiza la toma de decisiones teniendo en cuenta los bloques anteriores.

El bloque A contiene dos procedimientos de “*simulated annealing*” para desarrollar el procedimiento de optimización relacionado con la red hidráulica. El bloque B establece el análisis fotovoltaico que se implementará en el bloque E. Este analiza los distintos sistemas renovables en función del caudal demandado, la superficie cultivada y las condiciones económicas.



Figura 39. Modelo de viabilidad técnica económica

Las seis configuraciones que se analizan en esta metodología son: (i) Sistema de bombeo; la metodología puede considerar que hay estaciones de bombeo en el sistema de agua y, por lo tanto, considera la necesidad de energía para abastecer las diferentes áreas de bombeo; (ii) Sistema de recuperación; se estudia la posibilidad de instalar los diferentes sistemas de recuperación según los resultados obtenidos en el bloque A; (iii) se considera la posibilidad de instalar sistemas fotovoltaicos flotantes en los depósitos del sistema (FPV); (iv) Se

considera la posibilidad de instalar un sistema fotovoltaico terrestre (GPV), (v) la metodología define la conexión a la red de un banco de baterías que permite el almacenamiento y la venta de energía o (vi) considera que el sistema de recuperación está conectado a la red de distribución.

En las Tabla 28 y 29, se observan las diferentes configuraciones que se tomaron en cuenta para realizar el análisis de mejora sostenible de las redes de agua presurizadas. Las distintas combinaciones tienen como variable la presencia de: (i) operación modificada de los sistemas de bombeo, (ii) instalación de sistemas de recuperación de energía, (iii) sistemas fotovoltaicos flotantes (FPV), (iv) sistemas fotovoltaicos terrestres (GPV), (v) utilización de banco de baterías y (vi) la posibilidad de conexión en la red municipal de distribución de electricidad.

Tabla 28. Diferentes configuraciones para el análisis (Desde A hasta C)

Elemento	Configuración		
	A	B	C
Bombeado	Analizado	Analizado	Analizado
Sistema de Recuperación	Analizado	Analizado	Analizado
FPV	No Analizado	No Analizado	Analizado
GPV	No Analizado	No Analizado	No Analizado
Banco de baterías	Analizado	No Analizado	Analizado
Conectado a la red de distribución	No Analizado	Analizado	No Analizado

Tabla 29. Diferente configuración para el análisis (Desde D hasta F)

Elemento	Configuración		
	D	E	F
Bombeado	Analizado	Analizado	Analizado
Sistema de Recuperación	Analizado	Analizado	Analizado
FPV	Analizado	No Analizado	No Analizado
GPV	No Analizado	Analizado	Analizado
Banco de baterías	No Analizado	Analizado	No Analizado
Conectado a la red de distribución	Analizado	No Analizado	Analizado

El sistema de agua está situado en Aspe (Alicante, España) (Ver Figura 40). El sistema de agua abastece a 3708 ha en las que el cultivo principal es la uva de mesa. El sistema de riego es localizado y la topografía de

los cultivos está situada entre las cotas 395 m y 211 m. Existen cuatro balsas de regulación, que abastecen a los diferentes sectores del sistema presurizado.

La balsa principal (*R-1*), que se encuentra en la cota 384.5 m., recibe el agua de riego que procede de diferentes fuentes (pozos, así como el trasvase Júcar-Vinalopó principalmente). Esta balsa distribuye el agua entre las diferentes balsas por gravedad. Existen dos zonas altas, que deben ser bombeadas para garantizar la presión mínima y caudal demandado en el sistema.

La diferencia geométrica entre los puntos de operación permite la posibilidad de instalar sistemas de recuperación en el sistema de riego. Además, la elevada superficie de los embalses permite la posibilidad de instalar un sistema fotovoltaico flotante para generar energía sin emisiones, reduciendo las pérdidas de agua en el embalse como consecuencia de la evaporación.

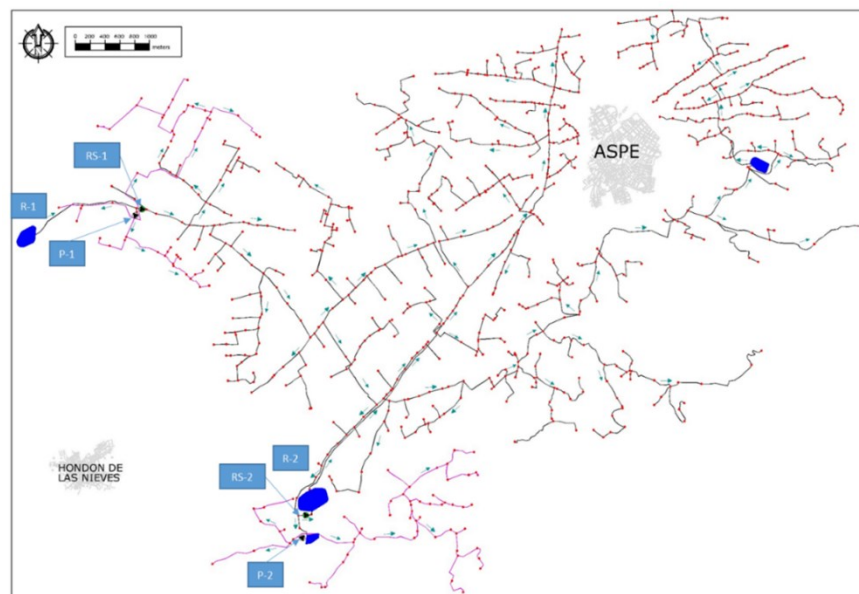


Figura 40. Caso de estudio (ETRS89 UTM 30S 694899E 4246291N)

Según el registro, la radiación solar osciló entre 0.12 kWh/m² (enero) y 0.32 kWh/m² (julio) cuando se analizó el GPV (*Sistemas Fotovoltaicos Terrestres*). El análisis de la radiación solar osciló entre 0.160 kWh/m²

5. Resultados y Discusión

(enero) y 0.280 kWh/m^2 (julio) cuando se estudió la *FPV* (*Sistemas Fotovoltaicos Flotantes*). Los valores medios de la temperatura oscilaron entre 6°C (diciembre) (Figura 41a) y 25°C (julio) (Figura 41b). Por otro lado, la comparación entre la inclinación de los sistemas se puede apreciar que: los *GPV* poseen una inclinación de 30° porque es la que maximiza la radiación de manera anual [204] y debido a las características de diseño de los *FPV* su inclinación es de 5° (Ver Figura 41c).

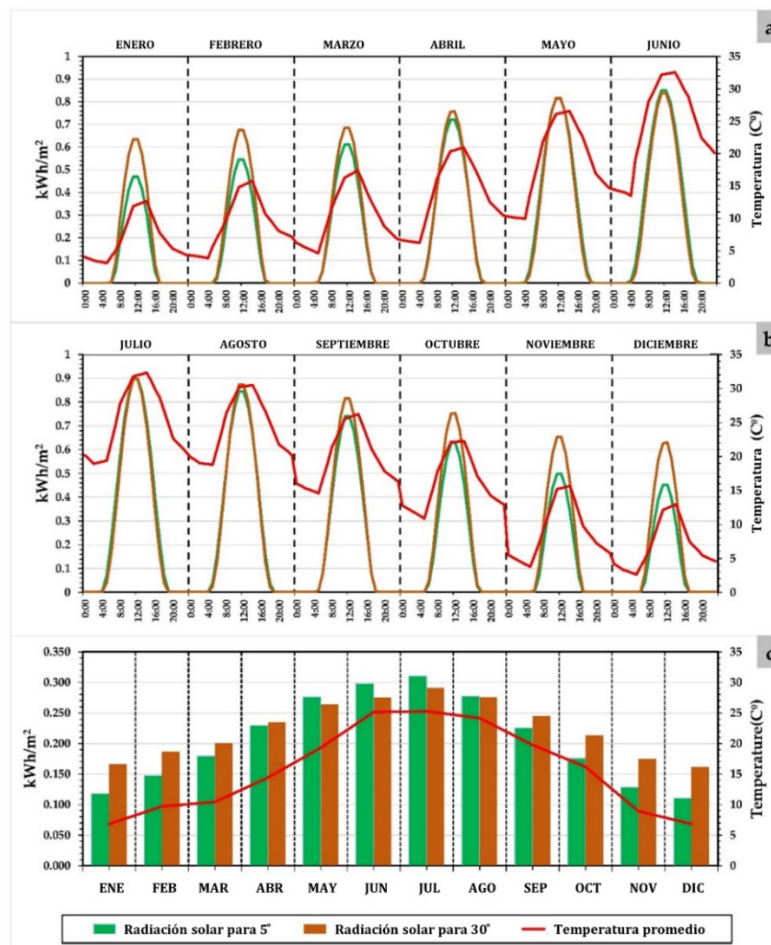


Figura 41. Promedio de la radiación solar y de la temperatura cada mes (a) Por hora entre enero y junio; (b) Por hora entre julio y diciembre; (c) Media de cada mes

La Figura 42 muestra los diferentes valores de *LCOE* cuando se aplicó el procedimiento de optimización, considerando diferentes superficies cultivadas entre el 10 y el 100%, cuatro tasas de descuento diferentes (k) y un número diferente de sistemas de recuperación instalados (*NRS*) de 1 a 10. Cuando se analizan diferentes tasas, considerando $k = 0.01$ (Figura 42a), $k = 0.04$ (Figura 42b), $k = 0.07$ (Figura 42c) y $k = 0.1$ (Figura 42d), la tendencia de todas las cifras es similar, el *LCOE* disminuye entre el 70 y el 80% en función del aumento de la superficie cultivada. Si el *NRS* aumenta, el *LCOE* aumentó entre un 340 y un 520%. Actualmente, la superficie cultivada es alrededor del 75%. En este caso, el valor del *LCOE* se sitúa entre 0.38 y 0.58 €/kWh cuando se consideran ambos sistemas de recuperación. Estos valores son inferiores a los valores publicados, que se sitúan entre 0.63 y 1.17 €/kWh, utilizando la bomba que funciona como turbina.

Los valores de *LCOE* optimizados disminuyeron un 50% en comparación con los valores mencionados. Sin embargo, el *LCOE* alcanzó valores uniformes cuando la superficie cultivada era superior al 60%, mostrando una variación inferior a 0.05 €/kWh. Por último, se eligieron dos *NRS* cercanas a la estación de bombeo, debido a que el proceso de optimización del *LCOE* permite incluir los costes de elaboración del sistema y uno de los más significativos es la línea de transporte, es decir, son ubicaciones donde la recuperación energética es menor, pero posee una mayor viabilidad técnica-económica.

5. Resultados y Discusión

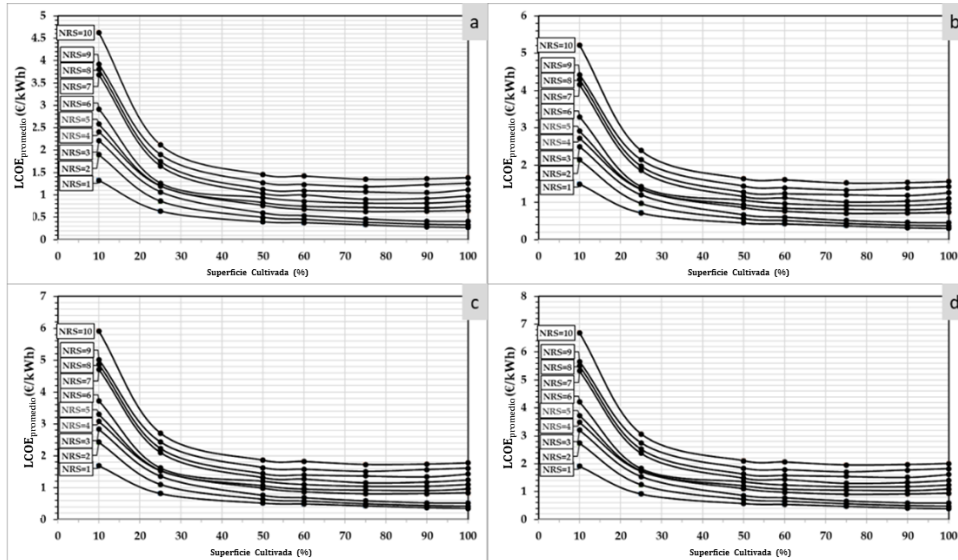


Figura 42. Valores de LCOE para distintas tasas de descuento. (a) $k=0.01$, (b) $k=0.04$, (c) $k=0.07$, (d) $k=0.1$

La Figura 42a muestra la optimización realizada por el “*simulated annealing*” para elegir las máquinas que operan en cada sistema de recuperación. Para cada alternativa de mejora, el procedimiento de “*simulated annealing*” optimiza el número de máquinas instaladas en paralelo. En particular, dos máquinas fueron la mejor solución para el sistema de recuperación 1 (RS-1) y una máquina para el sistema de recuperación (RS-2).

La velocidad específica seleccionada fue 130 y 48 *rpm* (m, kW) para las máquinas RS-1 y RS-2. El valor del LCOE se situó en torno a 0.44 cuando la superficie cultivada era del 75% (Figura 42b). En este caso, las velocidades específicas de la selección optimizada fueron de 129 y 44 *rpm* para RS-1 y RS-2, respectivamente. La Figura 42c muestra los valores para una superficie cultivada del 100%, alcanzando valores de LCOE cercanos a 0.33 y velocidades específicas de 136 y 38 *rpm* para RS-1 y RS-2, respectivamente. El análisis de optimización mostró que la tipología de las máquinas no cambia significativamente cuando varía la superficie cultivada. Esto implica la necesidad de utilizar máquinas axiales para RS-1 y máquinas radiales para RS-2.

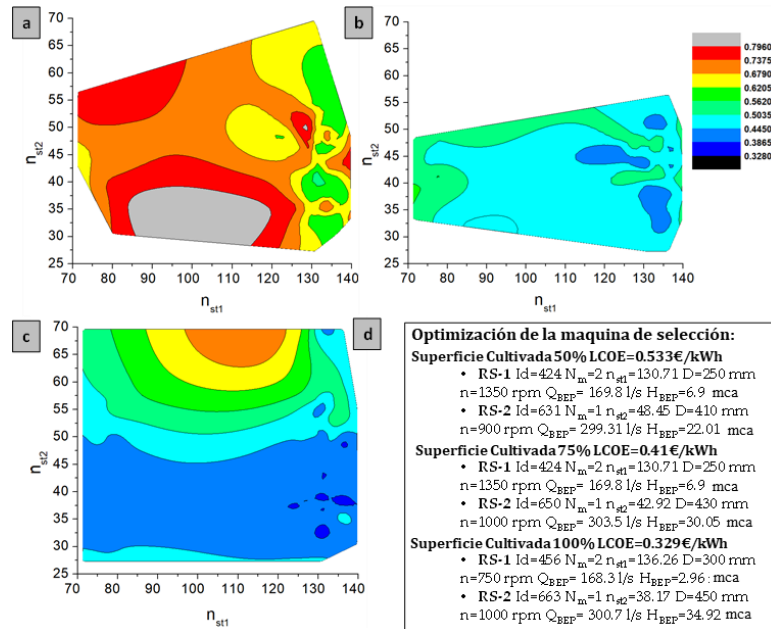


Figura 43. Valores medios del LCOE ($k=0.04$) para diferentes Áreas de cultivo (a) 50%, (b) 75 %, (c) 100 %, (d) Parámetros característicos de las máquinas elegidas en el procedimiento de optimización

Donde, *ID* es la Identificación de la máquina en la base de datos; *N_m*- número de máquinas instaladas; *D*.- Diámetro del impulsor; *n*.- velocidad de rotación; *n_{st1}*- velocidad específica del *R-S1*; *n_{st2}*- velocidad específica del *R-S2*; *Q_{BEP}*. - Caudal para el punto de mejor eficiencia; *H_{BEP}*. - Altura recuperada para el punto de mejor eficiencia de la máquina.

Los resultados muestran los valores de viabilidad considerando los precios actuales de la energía y estimando los precios futuros de la energía. Cada análisis de viabilidad muestra los resultados considerando la Figura 43a. Se muestran los resultados cuando se consideran el *P-1* y el *RS-1* sin el uso de *GPV* y *FPV*. Los resultados justifican que el autoconsumo es inviable para cualquier tipo de descuento. Utilizando un sistema de microgeneración hidráulica en el que la generación de energía es superior a la energía necesaria para el bombeo

Si se desarrolla el mismo análisis en *P-2* (Figura 43c), cuando la *RS-2* se analiza según la configuración B (es decir, sin *GPV* y *FPV*), la

5. Resultados y Discusión

generación verde es factible cuando la superficie cultivada es superior al 80% para cualquier tasa de descuento y considerando los precios actuales de la energía. Cuando el análisis de viabilidad tiene en cuenta los precios futuros de la energía, el autoconsumo es viable cuando la superficie cultivada es superior al 50%.

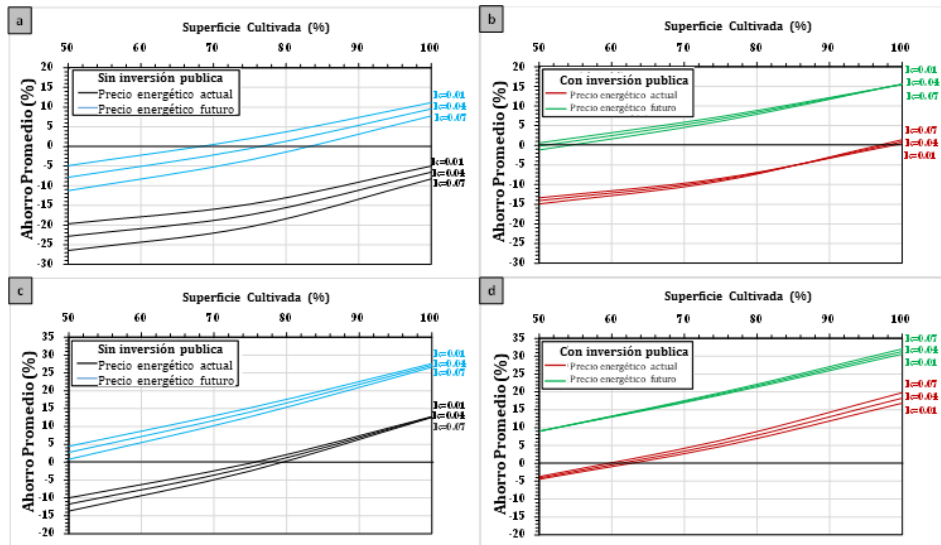


Figura 44. Ahorro medio según la superficie cultivada y los tipos de descuento para la configuración B (a) P-1 sin considerar la inversión pública, (b) P-1 considerando la inversión pública; (c) P-2 sin considerar la inversión pública, (d) P-2 considerando la inversión pública.

Si se analiza P-2 (Figura 44d) el ahorro se produce en todos los rangos de la superficie cultivada cuando ésta es superior al 60%, considerando los precios actuales y futuros de la energía, la figura muestra la viabilidad del sistema según el análisis de viabilidad económica y, por tanto, muestra la posibilidad de alcanzar un balance energético neto cero en el sistema de explotación anual.

La Figura 44a muestra la superficie mínima para alcanzar un NPV igual a 0, considerando los precios futuros de la energía sin inversión pública. Cuando se analiza la superficie cultivada, el área FPV se sitúa entre 28000 y 30000 m² cuando la superficie cultivada oscila entre el 50 y el 100% respectivamente. Si se observan los resultados para $k=0.01$ y $k=0.04$, la Figura 44a muestra la superficie mínima de FPV para obtener

ahorros considerando los precios actuales de la energía y la inversión pública ($K=0.5$).

Si se verifican estos resultados en la Figura 45a, la variación de la superficie *FPV* no es lineal en función al área cultivada. Si la tasa de descuento es de 0.01, el espacio de *FPV* varía de 10000 a 7000 m^2 , mientras que el terreno cultivado varía entre el 50 y el 100%. Si la tasa de descuento es de 0.04, la superficie *FPV* oscila entre 25000 y 12000 m^2 para una parcela cultivada del 50 y el 100% respectivamente. La tendencia es similar cuando se analiza la configuración D (Figura 45b), el terreno utilizado para la instalación de *FPV* se reduce entre el 7.8% y el 28%.

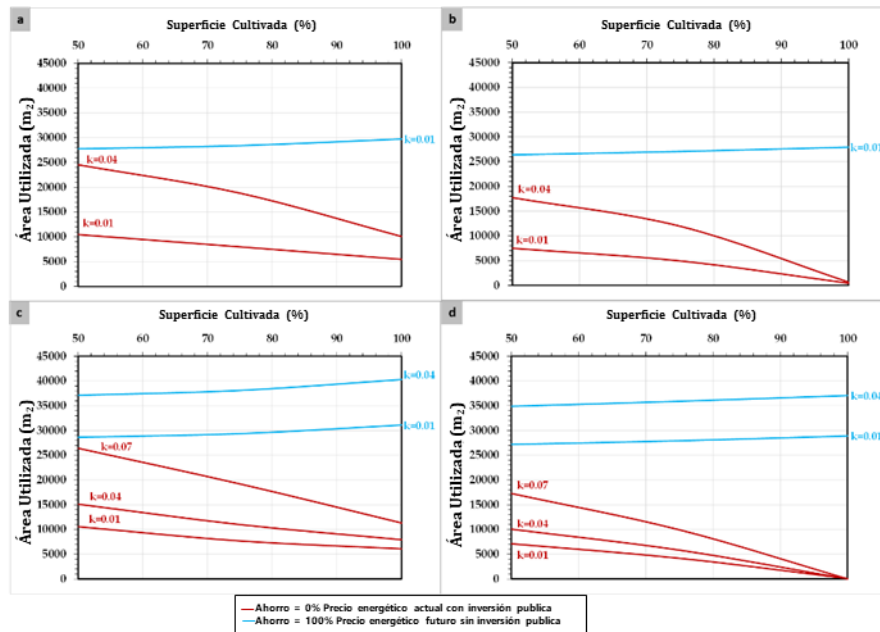


Figura 45. Superficie utilizada de los sistemas fotovoltaicos para diferentes tasas de descuento y precios de la energía en P-1 (a) Configuración C, (b) Configuración D, (c) Configuración E, (d) Configuración F

Una vez elegida la mejor solución mediante el procedimiento de optimización, se puede estimar el balance energético anual cada hora considerando:

- (i) La energía consumida por la estación de bombeo discretizando el periodo tarifario que cambia entre seis precios diferentes de *P1* a *P6*, en función de la hora, día y del mes del año.
- (ii) La energía recuperada por el exceso de presión hidráulica en la red utilizando el sistema micro generación.
- (iii) La energía generada por los sistemas *FPV/GPV* instalados en el sistema.

La Figura 46a muestra el balance energético anual en el sistema P-1 cuando la superficie cultivada era del 75%. En este caso, la energía anual consumida por la estación de bombeo (inyectada en la red) fue 103 MWh, la generada anual por las *PAT* fue 131 MWh, y la creada por los *GPV* fue de 243844 kWh. Estos valores mostraron un balance anual positivo igual a 283125 kWh (conectados a la red o almacenados en baterías cuando el sistema está fuera de la red) y un balance anual negativo igual a 10187 kWh (la energía debería comprarse en la red o suministrarse utilizando baterías).

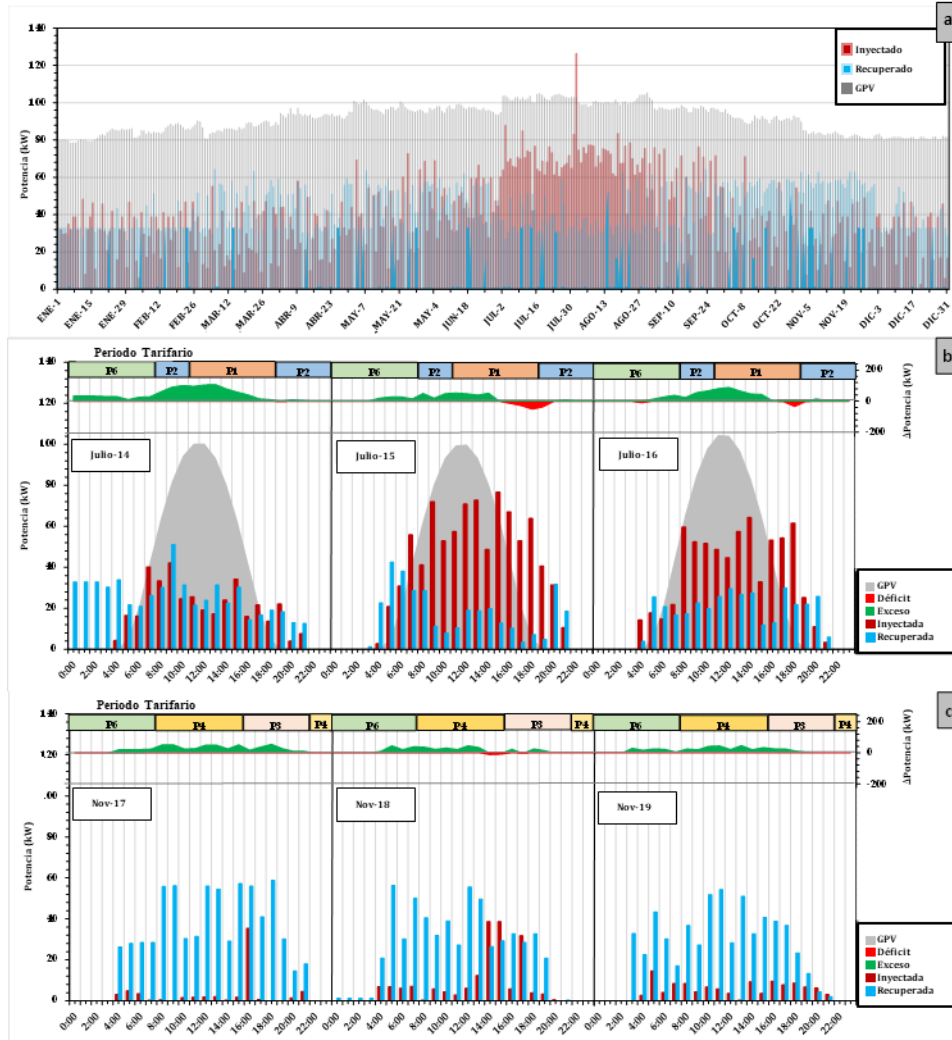


Figura 46. Balance energético anual considerando el GPV, el sistema micro hidroeléctrico y la energía inyectada por la bomba cuando se analiza el sistema P-1 y la superficie cultivada es del 75%. (a) Anual (b) Ejemplo horario entre el 14 y el 16 de julio para la configuración E o F; (c) Ejemplo horario entre el 17 y el 19 de noviembre para la configuración A o B.

La Figura 46b muestra los valores horarios discretizados de las energías inyectada, recuperada y generada en algunos días de julio, así como el balance horario que define si hay exceso o déficit de energía para abastecer la estación de bombeo. Además, esta figura indica el periodo

tarifario en el que la estación de bombeo está operando para definir el ahorro del consumo energético. Salvo en horas singulares, existe un exceso de la energía generada por el sistema renovable, mostrando la capacidad del sistema para vender o almacenar la misma. En particular, el exceso máximo fue de 1989 kWh y el déficit máximo de 186 kWh en esta ventana de fechas (14-17 de julio).

La Figura 46c muestra los valores horarios de energía, considerando que el GPV está desconectado al P-1 porque la generada mediante los PAT es suficiente para satisfacer la demanda energética inyectada. En este caso, los resultados muestran la falta de electricidad generada por el GPV y toda la energía verde es generada por los sistemas recuperados. Los valores inyectados son menores que en julio (Figura 43b). En esta etapa, el exceso fue de 1534 kWh y el déficit máximo fue de 29 kWh.

La Figura 47a muestra los valores de Índice de consumo propio (*SCI*) y el ratio de sistemas fotovoltaicos (*PVR*) para tres escenarios diferentes de superficies cultivadas. Esto se muestra en función de la superficie utilizada cuando se han supuesto que se instalan sistemas GPV en el sistema P-1. Se observa que el valor *SCI* mínimo es de 0.35, sin GPV y considerando el 50% de la superficie cultivada.

En este caso, el autoconsumo aumenta un 71% y un 85% cuando el terreno cultivado es del 75 y el 100%, respectivamente. Esto indica el alto potencial de recuperación cuando existen sistemas micro hidroeléctricos, que aprovechan el exceso de presión en la red.

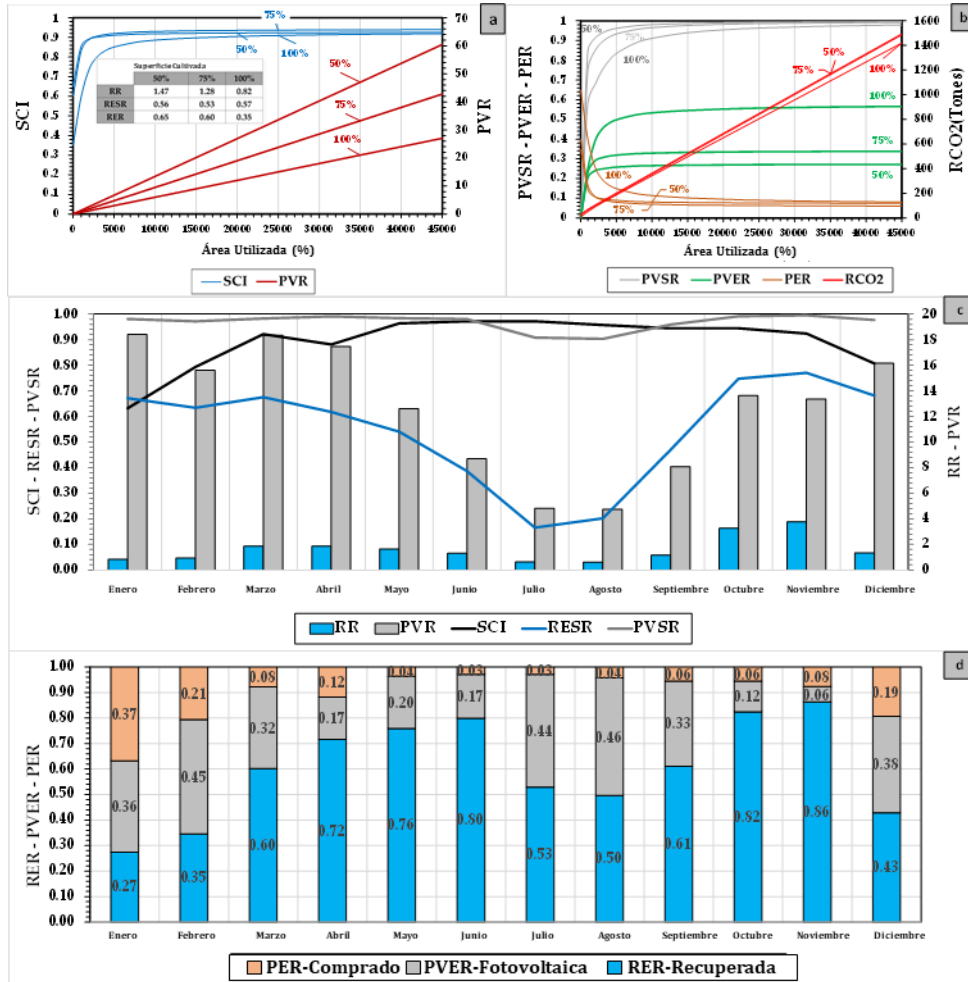


Figura 47. Valores de los indicadores en función de la superficie cultivada cuando se analiza el sistema P-I para la configuración F (a) Valores del SCI-PVR (b) Balance energético anual considerando el GPV, el sistema micro hidroeléctrico y la energía inyectada (c) Indicadores medioambientales mensuales (d) Ratios de ventas y compras para cada mes

La inclusión de la GPV mostró capacidades para generar la energía necesaria, que aumentaron linealmente desde 0 hasta 60 cuando el terreno cultivado utilizado era de 45000 m². La ratio de recuperación (RR) osciló entre 1.47 y 0.82 para el 50% y el 100% de la superficie cultivada. Tanto los valores altos de PVR como de RR mostraron capacidad suficiente para generar mediante energías renovables verdes

la electricidad necesaria, pero el *SCI* no puede ser 1 porque la generación está dislocada de la energía demandada. La disminución anual de las emisiones de CO_2 llegó a superar las 1400 t que variaron linealmente según el área de *GPV* (Figura 47b).

La Figura 47b muestra los valores de *PVSR* (Venta de energía fotovoltaica), *PVR* (Ratio de energía fotovoltaica), relación de compra de electricidad (*PER*) y proporción de reducción de emisiones de CO_2 (*RCO_2*) del sistema *P-1*. Los valores de *PVSR* y *PVER* aumentaron significativamente alcanzando valores en torno a 0.98, 0.94 y 0.83 para *PVSR* cuando la superficie del *GPV* era de 5000 m² y el espacio cultivado era del 50%, 75% y 100% respectivamente.

El *PVER* mostró valores de 0.23, 0.31 y 0.48 cuando el terreno cultivado era del 50%, 75% y 100% respectivamente, considerando una zona *GPV* de 5000 m². Los valores de *PER* fueron de 0.16, 0.1 y 0.09 cuando la parcela cultivada era del 100%, 75% y 50% respectivamente. Todos los valores eran asintóticos cuando la extensión aumentaba para estos valores.

Si se analiza el sistema *P-2*, los valores de *PVSR* y *PVER* aumentaron exponencialmente alcanzando valores en torno a 0.88, 0.86 y 0.78 para *PVSR* cuando la superficie de *GPV* era de 5000 m² y el plano cultivado era del 50%, 75% y 100% respectivamente. El *PVER* mostró valores de 0.41, 0.43 y 0.53 cuando la zona cultivada era del 50%, 75% y 100% respectivamente, considerando una extensión *GPV* de 5000 m². Los valores de *PER* fueron de 0.25 aproximadamente para cualquier valor de parcela cultivada.

La Figura 47c muestra los valores discretizados por meses, considerando 10000 m² de sistema *GPV*. El balance anual mostró que el *SCI* osciló entre 0.61 y 0.97 en enero y julio respectivamente, mostrando una media de 0.93. El autoconsumo total no fue posible, aunque el sistema mostró la capacidad de generar más energía de la necesaria mostrando valores medios de *PVR* y *RR* de 1.28 y 9.52, respectivamente. Ello implicó que las ventas pudieran realizarse en todos los meses.

El *PVSR* osciló entre 0.90 y 1 en julio y noviembre, siendo la media anual de 0.97. La ratio de energía recuperada y vendida (*RESR*) mostró una alta variabilidad causada por las necesidades de riego de los cultivos.

Estos valores estuvieron entre 0.17 y 0.77 para julio y noviembre respectivamente, siendo la media anual de 0.53.

La Figura 47d muestra los ratios de *PVSR*, *PVR* y *PER* que marcan la procedencia de la energía necesaria para el sistema *P-1* mensual. El valor mínimo de *RER* (ratio de energía recuperada) fue de 0.27 en enero, siendo el máximo de 0.86 en noviembre. Esto demuestra la gran capacidad I del sistema de recuperación para surtir la estación de bombeo. El *PVER* osciló entre 0.06 y 0.45 para noviembre y febrero, respectivamente. El valor medio anual fue de 0.33. Por último, la compra de energía (*PER*) fluctuó entre 0.03 y 0.37 para mayo y enero, respectivamente. El valor anual fue de 0.07 cuando se analizó el sistema *P-1*.

La Figura 48 indica dicho análisis aplicado en 5 vertientes. Se analizaron siete parámetros económicos en función de la configuración estudiada. Cuando se realiza un análisis de sensibilidad sobre la configuración B considerando la vida útil, el coste de inversión del sistema de recuperación y el coste anual de los sistemas de inyección y recuperación disminuyeron un 25%, el valor del *LCOE* varió 1.91%, -6.55% y -14.5% respectivamente. Si el parámetro económico aumentaba un 25%, el valor del *LCOE* variaba un -1.43%, un 8.18% y un 18.13% correspondientemente. Si aumentaban un 25%, el valor del ahorro oscilaba un 29.03%, un -81.36% y un -55.08%. Esta fluctuación está alineada con la mostrada por [156].

La Figura 48c muestra las variaciones del *LCOE*, que osciló entre el -7.64% y el 6.97% cuando los criterios económicos aumentaron un 25%. Cuando estos parámetros disminuyeron un 25%, los valores del *LCOE* variaron entre el -5.28% y el 4.16%. Los valores de ahorro oscilaron entre el -13.14% y el 14.09% cuando los parámetros aumentaron un 25%, mientras que los valores fluctuaron entre el -17.61% y el 9.59% cuando los parámetros disminuyeron un 25%.

La Figura 48d muestra el análisis de sensibilidad de la configuración D, analizando la variación de los distintos parámetros económicos como: la vida útil, el coste de inversión de los sistemas de recuperación, los costes anuales de los sistemas inyectados y de recuperación, el coste de inversión y el coste anual de los sistemas fotovoltaicos. El valor del *LCOE* varió entre el -9.18% y el 5.25% para los diversos parámetros que aumentaban un 25%. El valor del *LCOE* osciló entre el -3.65% y el

5. Resultados y Discusión

11.44% cuando los factores disminuyeron un 25%. El ahorro cambió entre el -9% y el 15.44% cuando las variables aumentaron un 25%, mientras que los valores de ahorro oscilaron entre el -19.29% y el 6.03% cuando los criterios disminuyeron un 25%. La Figura 48e muestra una tendencia similar.

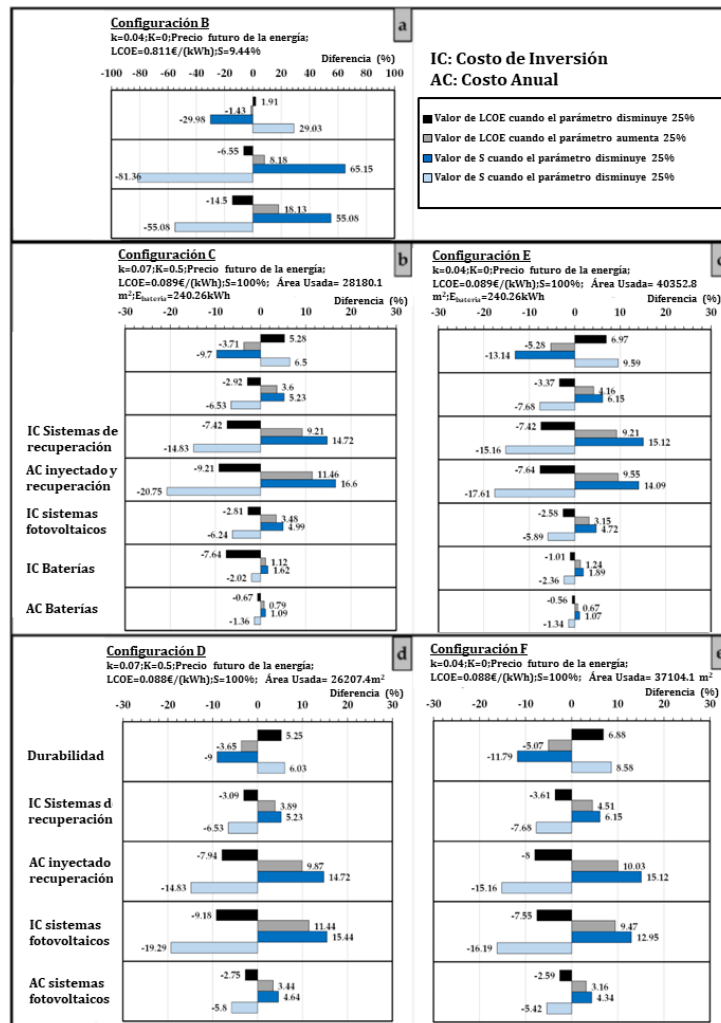


Figura 48. Análisis de sensibilidad del LCOE y del valor de ahorro para las diferentes configuraciones (a) configuración B; (b) configuración C; (c) configuración E; (d) configuración D; (e) configuración F.

B. Aplicación de metodología para la creación de estrategias verdes en un sistema aislado de abastecimiento urbano.

Esta fase de la investigación se encuentra en el capítulo 4 de este documento.

Is it possible to develop a green management strategy applied to water systems in isolated cities? An optimized case study in the Bahamas

Coautores: Angel Valentín Mercedes García; Francisco-Javier Sánchez-Romero; P. Amparo López-Jiménez; Modesto Pérez-Sánchez.

Revista: SCS ISSN 2210-6707

Factor de impacto: 10.696. JCR (Q1). 2/68 Construction & Building Technology; 16/119 Energy & Fuels

Estado: Publicado [SCS 2022, 85; doi: 10.1016/j.scs.2022.104093]

El agua se trata de un recurso necesario para prestar servicios relacionados con las necesidades humanas básicas, como la salud pública, la alimentación y el ocio, entre otros. Además, es un elemento central de los paisajes en diversas formas, desde jardines de regadío a panoramas invernales blancos, pasando por lagos y arroyos incrustados en las vistas de los parques [21]. En las últimas décadas, las instalaciones que ofrecen servicios turísticos han crecido, lo que equivale a un mayor consumo de recursos como el agua y la energía [183]. En estos sistemas aislados, desarrollados principalmente en islas, el uso de tecnologías de energía renovable es crucial, y la mejora de su gestión se desarrolla continuamente porque generan ingresos económicos adicionales para quienes las tienen instaladas a la vez que reducen los problemas ambientales del entorno [184]. Lugares situados en zonas remotas, no electrificadas y/o aisladas, están optando por la instalación de la alternativa antes mencionada porque facilita el abastecimiento de agua en estas zonas [22]. Según [25] la electrificación de la agricultura y la zona de regadío en Dóngola, Sudán, alcanzando un coste nivelado de la energía (*LCOE*) en torno a 0,35 €/kWh. [26] realizó una revisión y un análisis en profundidad de los valores de *LCOE* cuando se implementan sistemas híbridos (fotovoltaicos, microhidroeléctricos y/u otras energías verdes) en pueblos de Indonesia, en comparación con la solución diésel convencional. Estos valores de *LCOE* se situaron entre 0,2 y 0,8 €/kWh en función de la localización y la solución adoptada. Análisis similares se realizaron en la región amazónica, en la que los valores de *LCOE* oscilaron entre 0,25 y 1 €/kWh dependiendo del sistema de energía verde propuesto por los gestores [186].

En este caso, la aplicación de la metodología de optimización se adaptó a una red de abastecimiento urbano real. Los datos utilizados para el análisis de este estudio de caso proceden de una isla llamada *Great Stirrup Cay (GSC)*, situada en el archipiélago de las Islas Berry, en las Bahamas. GSC se utiliza principalmente para el turismo, donde desembarcan los cruceros. Los visitantes se distribuyen en 58 villas y diferentes zonas de la isla donde hay atracciones para los visitantes. En este caso, se estima que en promedio que la cantidad de visitantes alcanza una población de 5000 personas y una población estable de 200 personas. Asimismo, la vegetación de la isla está completamente ajardinada, se riega constantemente y cubre una superficie de aproximadamente 2 hectáreas (Ver Figura 49).

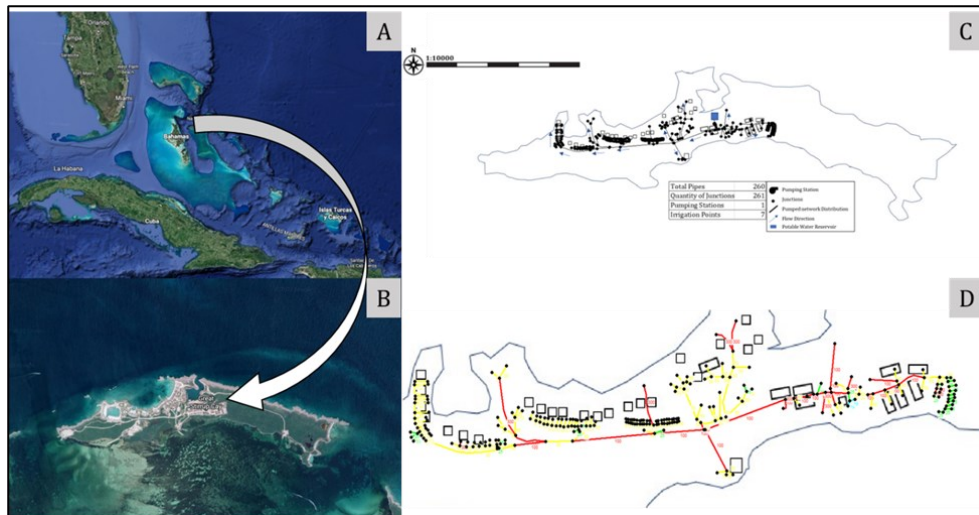


Figura 49. Caso de estudio de red de abastecimiento. (a) Referencia global; (b) Vista satelital; (c) Esquema de red hidráulica; (d) Red hidráulica

En este estudio se analiza la distribución de caudales según las condiciones de funcionamiento del islote, así como las normas de gestión actuales del sistema de distribución. Toda la red de distribución está soportada a presión por los equipos de bombeo, es decir, no existen elevaciones y/o estructuras que puedan hacer que el sistema funcione como un sistema de gravedad. Las elevaciones de análisis varían en toda la isla desde 7 m (como elevación mínima) hasta una elevación máxima de 15 m.

Esta red se encuentra en las Bahamas y cuenta con un equipo de bombeo que mantiene una presión constante en las tuberías. Consta de 2 bombas que trabajan en paralelo con diferentes potencias, una con 5.15 kW (P-1) y la otra con 11 kW (P-2). El punto de mayor rendimiento de la P-1 se encuentra cuando trabaja con 5.33 l/s y 67.4 mca, obteniendo un punto de rendimiento equivalente a 0.75 con una velocidad de 3500 rpm. Por el contrario, la P-2, puede obtener un valor máximo de rendimiento a 3500 rpm de 0.78 cuando trabaja con 12 l/s y 60 mca., Cada una de las bombas dispone de un variador de frecuencia (VFD) que se utiliza para mantener el punto de funcionamiento del equipo a 45 mca.

Las tuberías de suministro tienen una longitud de 4.5 km y oscilan entre un diámetro máximo de 100 mm y un mínimo de 25 mm. Todas las tuberías de la macro red son de polietileno dúctil (HDPE). La línea principal de 100 mm de diámetro equivale a 1740 m, mientras que las tuberías de 50 mm y 25 mm tienen 3309 m y 449 m, respectivamente. Según los registros analizados en la base de datos, el consumo de agua en la isla depende directamente de la presencia de visitantes. El consumo anual es de 79541 m³ lo que da un valor medio diario de 218 m³/día, repartidos entre 60.66 m³/día riego y el 10.90 m³/día en fugas y el resto (146.37 m³/día en abastecimiento).

La estrategia propuesta estableció una calibración de las fugas en función de la base de datos de registro. Esta base recogió la información tanto de los contadores como de los caudalímetros. Esta información permitió discretizar el mejor punto de consumo de apertura en el tiempo para organizar los volúmenes consumidos y de fuga.

Se aplicó el procedimiento de optimización *Newton-Raphson* a los sistemas de bombeo, el cual define diferentes velocidades de rotación de las estaciones de bombeo cumplan con los requerimientos mínimos de energía.

La Figura 50a muestra la variación del coeficiente de *Nash-Sutcliffe* en función de la iteración. Estos valores oscilan entre 0.92 y 1, siendo 0.97 el producto medio en la primera iteración. Este rango disminuyó rápidamente en la sexta iteración cuando osciló entre 0.98 y 1, siendo el mediano igual a 0.994. Una tendencia similar alcanzó el *RRSE* en la Figura 50b. El resultado mediano disminuyó de 0.16 a 0.08 en la última iteración, siendo más o menos constante en las siguientes iteraciones por encima de la sexta. El *PBIAS* se analizó en la Figura 50c. El *PBIAS* comenzó las primeras iteraciones mostrando valores medios iguales a 3.64% y terminó mostrando resultados promedios similares a 0.02. Cuando se analizó el flujo (Figura 50d), el *PBIAS* alcanzado fue de 0.0007 en la última iteración cuando comenzó con medias iguales a 0.087.

5. Resultados y Discusión

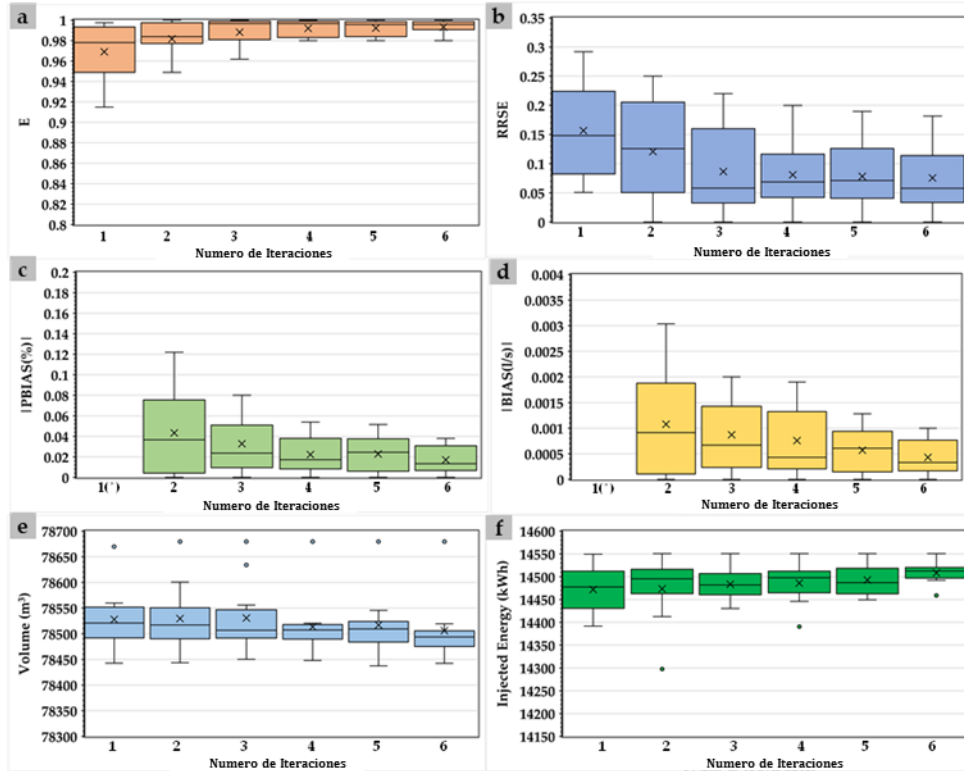


Figura 50. Evolución cuartil de la optimización del bombeo (a) E (b) RRSE (c) Porcentaje PBIAS (d) Caudal BIAS en l/s (e) Volumen inyectado en m^3 (f) Energía inyectada en kWh

El procedimiento de optimización mejoró el volumen inyectado, ya que el inicial (registrado) fue de $79541 m^3$. Este registro coincidía con el valor simulado sin procedimiento de mejoramiento. Cuando se perfeccionó el modelo, la magnitud inyectada fue de $78520.7 m^3$, disminuyendo $1020.3 m^3$ el volumen fugado al ajustar la altura inyectada. Esto implica una reducción de la energía utilizada por las bombas (49f). La potencia inyectada sin modificación fue de $21404 kWh$. El procedimiento de optimización dentro de la estrategia propuesta disminuyó el uso de energía inyectada. Esta reducción anual fue de $6918 kWh$, lo que representó más del 32% del consumo actualmente y las emisiones de CO_2 se redujeron un 13.51%.

El cambio en la regulación puede verse en la Figura 51a, que muestra la variación de la velocidad de giro (la figura muestra el coeficiente α , que es la relación entre la velocidad de giro y la velocidad de giro nominal) para ambas

estaciones de bombeo, así como el cambio del rendimiento hidráulico para los distintos puntos de funcionamiento (Figura 50b).

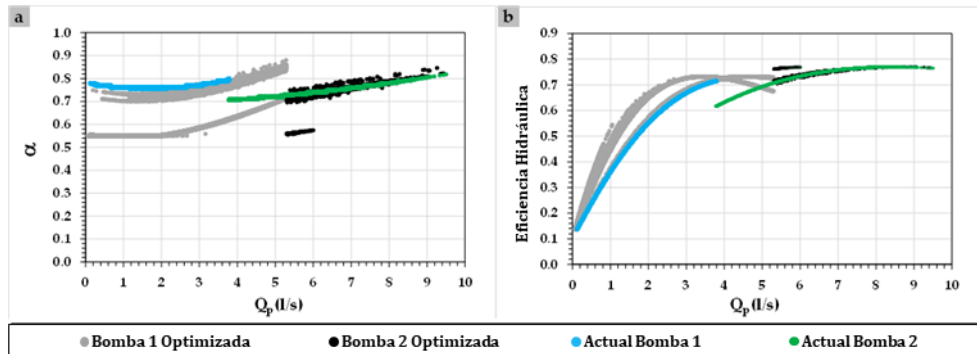


Figura 51. (a) Coeficiente α en función del caudal bombeado, (b) Eficiencia en función del caudal y escenario analizado.

La energía teórica anual recuperada osciló entre 249.3 y 599.6 kWh de 1 a 10 sistemas de recuperación (Figura 51a). El máximo de potencia fue de 704.8 kWh y el mínimo de 150.8 kWh. El valor medio máximo (599.6 kWh) representó el 82% de la energía teórica restablecida en comparación con todas las líneas que tienen instalados sistemas de reposición. Cuando se optimizó la reducción de fugas (Figura 51b), el número medio osciló entre 144.3 m³ (un NRS) y 449.9 m³ (diez NRS). El mínimo fue de 93.2 y el máximo de 475.9 m³. La Figura 52c muestra los valores del LCOE para un número diferente de sistemas de recuperación. El LCOE medio varió entre 0.42 y 1.51 €/kWh.

5. Resultados y Discusión

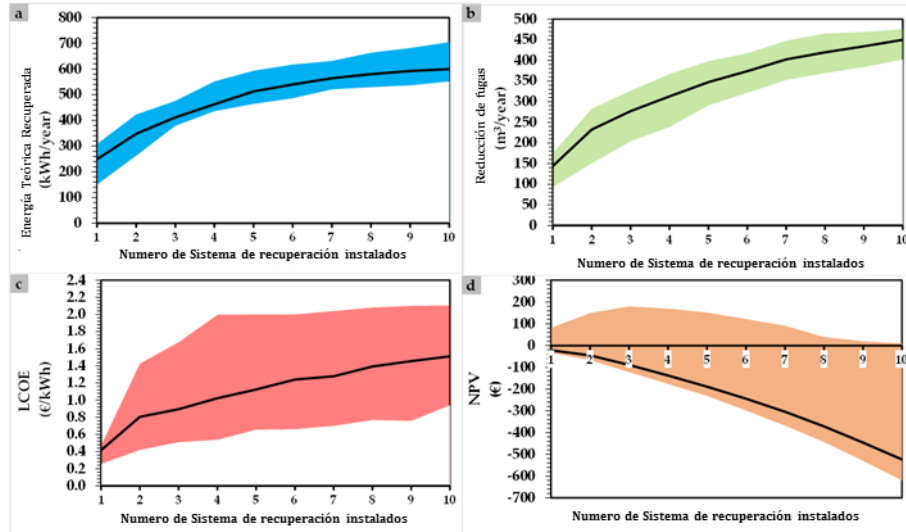


Figura 52. Área de influencia entre el máximo y el mínimo, así como el valor óptimo (línea negra). (a) Energía recuperada teórica (b) Reducción de fugas (c) LCOE y (d) NPV

La Figura 52 muestra el exceso y el déficit de energía a lo largo de cada hora del día. Refleja la necesidad de utilizar baterías para suplir la continuidad de la demanda. El máximo inyectado diariamente fue de 58.35 kWh, siendo la energía media igual a 39.86 kWh. La potencia instantánea máxima es de unos 7 kW. Los sistemas fotovoltaicos soportaron 57.01 kWh como valor máximo mientras que el valor medio fue de 48.38 kWh, siendo la potencia máxima y media igual a 7.65 kW y 3.69 kW, respectivamente.

La Figura 52b muestra el análisis horario para tres días, en particular entre el 6 y el 8 de junio. En este detalle, el modelo considera la posibilidad de que los cruceros estén presentes en la isla, aumentando los requerimientos. La Figura 52a evidencia la energía teórica recuperada por los sistemas de microgeneración hidráulica. En este caso la energía hidráulica es residual y claramente inviable, mostrando valores diarios en torno a 1 kWh.

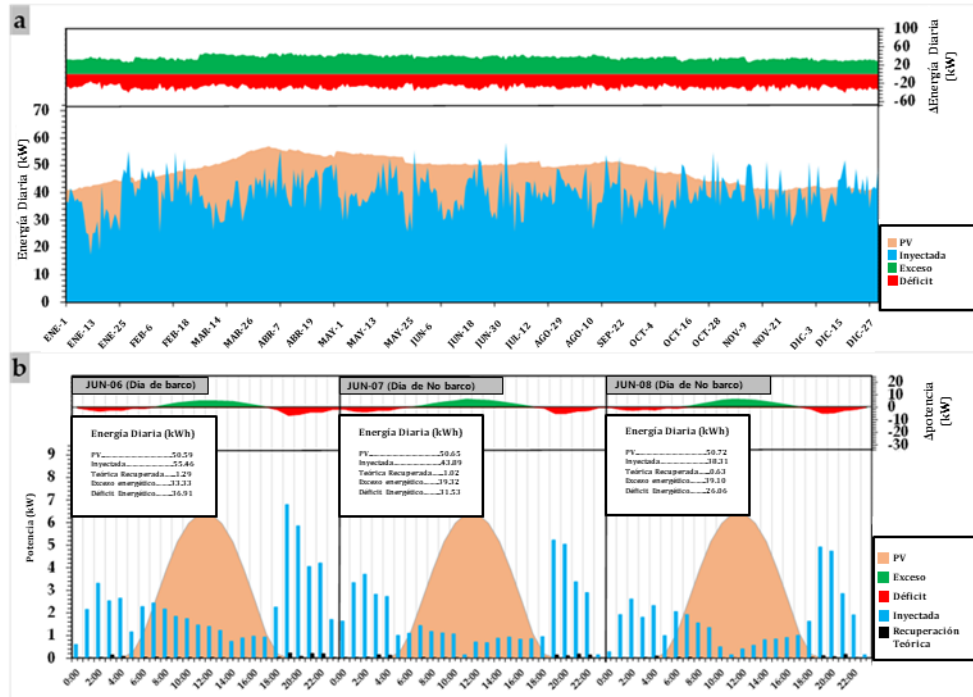


Figura 53. Análisis de la potencia demandada y generada para una superficie utilizada igual a 150 m². (a) Valores diarios anuales (b) Detalle de tres días.

El procedimiento de viabilidad desarrolló un análisis profundo de la viabilidad tomando en cuenta ambas configuraciones (A sin baterías y B con baterías). La Figura 54a muestra la influencia de la superficie utilizada y la tasa de descuento cuando se consideró el precio actual de la energía. La tendencia fue inversa en la Figura 54b cuando se tomaron como partida los precios futuros, atendiendo un aumento de estos. Esta hipótesis mostró una disminución de los valores del LCOE cuando se tienen las baterías.

Ambas figuras muestran los diferentes valores de LCOE, que se definieron en el procedimiento de viabilidad para distintos resultados de área utilizadas y diversas tasas de descuento reales (k). Cuando k era superior a 0.04 y el terreno utilizado era mayor a 1000 m², ambos formatos son similares, pero cuando el plano utilizado era inferior a 500 m², la configuración A (sin baterías) mostraba mejores valores de LCOE que la forma B. Esta tendencia cambió cuando se examinó el aumento de los precios. En este caso, el LCOE fue mejor cuando se consideraron las baterías (configuración B) cuando los LCOE oscilaron entre 0.06 y 0.12 €/kWh para superficies utilizadas entre 300 y 500 m². La

consideración de valores altos de las tasas de descuento ($k=0.1$) mostró la independencia del precio en la mejor solución.

La Figura 54c muestra una comparación entre la variación de los precios cuando se analizó la configuración A en función de la superficie utilizada para las diferentes iteraciones del modelo de viabilidad. El aumento del combustible energético provocó el incremento del *LCOE*, siendo sus valores mayores cuando la superficie utilizada es menor.

La Figura 54d muestra la variación del índice de energía fotovoltaica (*PVER*). Este indicador muestra la relación entre la energía fotovoltaica utilizada para la estación de bombeo y la necesaria para la misma. En este caso, el *PVER* osciló entre 0.08 y 0.33 cuando la superficie utilizada era de 11.8 y 6000 m² respectivamente. Por lo tanto, el aumento del terreno utilizado para los sistemas fotovoltaicos no garantiza el autoconsumo en el caso de las estaciones de bombeo, aunque este pueda generar un exceso de energía superior al consumido (Figura 53). Esto demuestra la necesidad de complementar otras fuentes renovables diferentes al solar y al hidráulico, como el eólico o el de mareas.

La Figura 54e muestra la ratio de reducción de emisiones de CO₂ (*RRCO₂*). Este índice es la estimación de la disminución de las emisiones de CO₂, considerando la energía renovable generada por el sistema híbrido renovable. Los valores oscilan entre 0.06 y 0.46 cuando la superficie utilizada es de 11.8 y 6000 m² respectivamente. Esta reducción podría estar en torno al 40% para un área de unos 500 m². Este valor podría ser una solución para este caso de estudio aplicado. Por último, la Figura 5f muestra la necesidad de capacidad de la batería, que se minimiza en valores de 50 kWh para un terreno superior a 200 m².

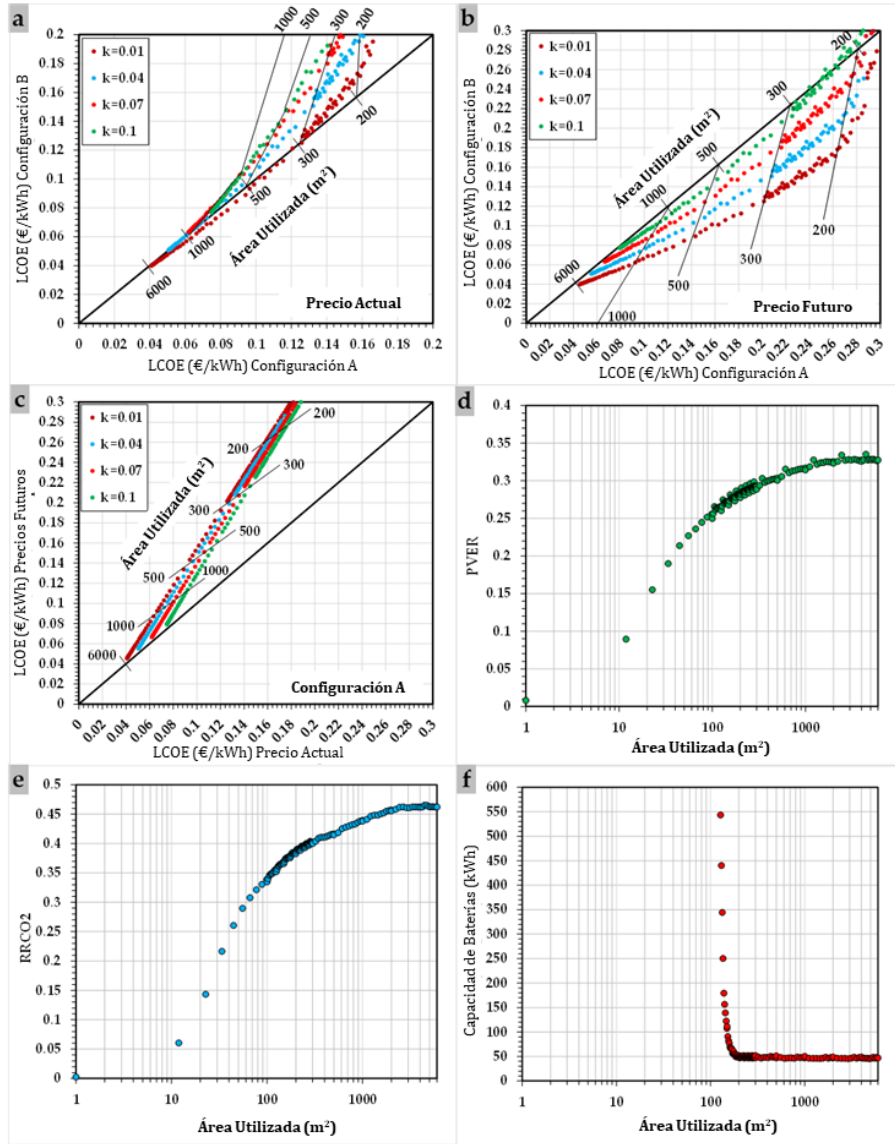


Figura 54. (a) Valores de LCOE cuando se consideran los precios actuales (b) Valores de LCOE cuando se consideran los precios futuros (c) Valores de LCOE para precios actuales y futuros cuando se elige la configuración A (d) PVER para la configuración A; (e) RRCO₂ para la configuración A; (f) Variación de las necesidades de baterías en función de la superficie utilizada

5. Resultados y Discusión

Los costes de reducción de carbono (CCA) fueron mayores que los precios actuales cuando se consideraron los costes futuros para distintas tasas de descuento. Cuando se analizó la configuración B (Figura 55b), los valores de CCA oscilaron entre -2900 y 4000 €/tCO₂ en función de la tasa de descuento, así como del escenario de importes (es decir, actuales o futuros). Al analizarse los costes actuales, el CCA máximo fluctuó entre 1600 y 2000 €/tCO₂, mostrando valores uniformes para la superficie utilizada superior a 1000 m². Esta distribución mostró la necesidad de introducir más consumo de energía para maximizar el uso de los sistemas renovables, disminuyendo el valor del CCA y aumentando el impacto de la reducción de las emisiones de CO₂ cuando se utilizan sistemas renovables.

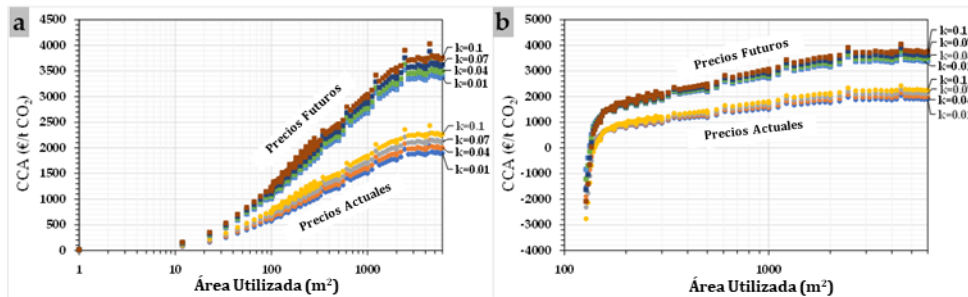


Figura 55. (a) Valores de CCA para la configuración A (b) Valores de CCA para la configuración B

La tesis propone una optimización global del sistema, por un lado, considera la optimización hidráulica y por otro desarrolla la optimización fotovoltaica en la que se relaciona la capacidad óptima con la superficie a ocupar, considerando el ángulo de inclinación óptimo. La capacidad de las baterías se optimiza en función de los balances energéticos horarios existentes para cada día del año. La discretización se consideró en base a otras investigaciones publicadas [205], [206]. Permite obtener la capacidad máxima necesaria para hacer frente a los excesos de energía potencialmente acumulables y a los periodos de escasez energética.

Capítulo 6

Conclusiones y Desarrollos Futuros

6

6. Conclusiones y Futuros desarrollos y Futuros Desarrollos

En la presente tesis, se propone una metodología para determinar los requerimientos energéticos de las redes hidráulicas presurizadas. Se propone el análisis del consumo energético, así como la implementación de métodos que permiten mejorar los parámetros medioambientales y económicos relacionados con las redes de distribución de agua. Los principales hallazgos y conclusiones, así como las líneas futuras de investigación, se discuten en el presente capítulo.

6.1. Conclusiones

La principal conclusión de esta tesis es una propuesta metodología para el aumento en la eficiencia energéticas de las redes de distribución de agua de manera presurizada siguiendo las etapas de contextualización desarrolladas.

1. **El análisis del estado del arte**, correspondiente al **objetivo 1** de esta tesis, sirvió como contextualización para evaluar las técnicas comúnmente utilizadas en los sistemas de distribución de agua, presurizada mediante el cálculo de indicadores de sostenibilidad. Se determinó que existen diferentes maneras

para mejorar la sostenibilidad de los sistemas hidráulicos y los mismos pueden se pueden resaltar como:

- (i) Producción limpia de energía.
 - Sistemas Fotovoltaicos (energía solar)
 - Aerogeneradores (energía eólica)
 - Bomba utilizada como turbinas
 - Turbinas de agua
 - Equipamiento híbrido de recuperación energética

- (ii) Reducción de la demanda de energía.
 - Modificación en la regulación de los equipos de bombeo
 - Implementación de válvulas reguladoras

En función de los datos obtenidos, las optimizaciones propuestas alcanzan una reducción de consumo energético por los sistemas de bombeo que supera el 30%. Por otro lado, la implementación de políticas de desarrollo verde permite reducir las emisiones de CO₂ superior a un 40% que las condiciones actuales de los casos de estudio. Estas estrategias contribuyen al desarrollo del *ODS11* llamado Ciudades y comunidades sostenibles.

De igual manera, tras el análisis de los casos de contextualización se puede obtener mejoras en la eficiencia de las redes en más de un 70% y los mismos, se enfocan en el desarrollo del *ODS6* (Agua y Saneamiento) y *ODS7* (Energía limpia).

2. **El análisis y comparación de los sistemas de recuperación energética** mediante el uso de microgeneración hidráulica, arroja la existencia de redes con la **capacidad de recuperar inclusive hasta el 100% de la energía requerida** por los

sistemas de bombeo. Considerando otros sistemas de mejora de los indicadores de sostenibilidad como son los sistemas fotovoltaicos, terrestres y flotantes, se alcanza a tener un superávit energético que habilita al gestor del agua a comercializar con la energía. Por otro lado, la instalación de *FPV*, disminuye pérdidas de agua por la evapotranspiración garantizando así el ahorro del recurso hídrico. **Esta conclusión está relacionada con el objetivo 2** plasmado en esta tesis.

3. En relación con el **objetivo 5 y 7 de esta tesis**, la metodología definida se aplicó a dos casos de estudio. Esto mostró que **la estrategia propuesta podría reproducirse en cualquier caso de estudio si se conocen los datos de entrada**. Para ello, deben conocerse los valores registrados de los nodos de consumo y/o los valores registrados de los caudalímetros principales. Si los gestores conocen estos valores y la topología de la red, al aplicar esta estrategia podrán definir las mejores reglas de regulación para minimizar el consumo de energía y establecer la mejor toma de decisiones para integrar los sistemas híbridos.

La clave principal de esta investigación es la definición de una novedosa estrategia optimizada, que integra el modelo de calibración del sistema de agua a través de una apertura aleatoria de nodos de consumo para ajustar el patrón de consumo del modelo al volumen registrado en el tiempo y a los caudalímetros parciales de la red. La propuesta es capaz de estimar el tiempo de apertura de cada nodo de consumo tanto de riego como de suministro a lo largo del tiempo.

La nueva metodología desarrollada permite incluir un procedimiento de “*simulated annealing*” doble para desarrollar una integración de los sistemas de energía renovable (es decir, la microgeneración hidroeléctrica) dentro de los sistemas de distribución de agua en las ciudades. Incluye una optimización para minimizar el consumo de energía mediante la definición de las mejores reglas de regulación para garantizar la calidad y

cantidad del servicio de demanda. Los procedimientos establecidos permiten la inclusión de nuevos sistemas híbridos, así como la integración de nuevas demandas energéticas de las redes, para ser consideradas en las capacidades de generación, consumo y baterías.

La metodología propuesta se centra en definir la posibilidad de autoconsumo en cualquier sistema evaluando las diferentes alternativas de energía limpia (por ejemplo, solar, hidroeléctrica, entre otras) una vez que los gestores del agua conocen la topología de la red, así como los valores de caudal registrados, calibrando el modelo previamente.

4. La propuesta metodología fue **aplicada a dos redes reales de distribución de agua presurizada**, la primera fue una red de riego ubicada en Aspe, España. El segundo sistema fue una red urbana en un caso aislado en las Bahamas. **Esto corresponde al objetivo 4 de la presente tesis.**

- 5.1 En el análisis de la red de riego, se analizaron distintos escenarios posibles donde se obtuvieron los siguientes valores:

La definición del análisis de factibilidad mostró la viabilidad de las propuestas tanto para *GPV* como para *FPV* en función de la superficie y las tasas de descuento, determinando ahorros superiores al 15% en comparación con los sistemas actuales, que se conectan a la red para abastecer las estaciones de bombeo. El punto fuerte de la metodología reside en su potencia para resolver las diferentes configuraciones con diferentes sistemas híbridos renovables, que depende de las variables específicas discretizadas y definidas por el procedimiento de optimización propuesto, considerando la variación de la superficie cultivada, que influye en la toma de decisiones. Los valores de *LCOE* oscilaron entre 0.04 y 0.10 €/kWh tanto conectados fuera de la red como en la red cuando se dan diferentes configuraciones y escenarios como la tasa de descuento, el precio de la energía y la inversión pública,

considerando tanto los sistemas fotovoltaicos como los de microgeneración hidráulica.

El aumento del precio de la energía mostró una disminución del valor del *LCOE* en ambos sistemas de explotación (Configuración D). El uso de sistemas hidroeléctricos demostró que no es viable si no se consideran los sistemas fotovoltaicos (configuración A y B), como consecuencia de la topología de la red, de la variabilidad de los caudales circulantes en los sistemas de recuperación y en la estación de bombeo.

Se desarrolló un análisis de sensibilidad que mostró la influencia de los diferentes parámetros en la variación de los valores de *LCOE*, mostrando un *SCI* superior a 0.93. El procedimiento de optimización mejoró los valores de los diferentes indicadores.

5.2 En el análisis de la red de urbana, se analizaron distintos escenarios posibles donde se obtuvieron los siguientes valores:

La optimización alcanzó la reducción del consumo de energía por encima del 30%, mejorando las normas de regulación. Además, el análisis de los sistemas de energía renovable mostró que no era factible la instalación de sistemas micro hidroeléctricos, pero podría apoyar el 2% de la energía consumida. En cambio, el uso de sistemas fotovoltaicos podría garantizar un 32% de autoconsumo y la gestión ecológica podría reducir el 40% de las toneladas de CO₂ en comparación con el uso del generador.

5. Finalmente, la influencia de la metodología propuesta en **los cambios y mejoras de los indicadores medioambientales relacionados con los ODS correspondiente al objetivo 4** de esta tesis, son mostrados a continuación en esta conclusión.

6.1 En los casos de estudio analizados como contextualización de esta tesis, El *ODS7* se mejoró en el 72% de los casos de estudio analizados (44 referencias). En 20 sistemas de agua, la mejora

se centró en el uso de energías renovables para reducir la energía no renovable que se consumía en los sistemas de agua. La eficiencia de los sistemas de agua se consideró en 12 casos de estudio (20% de los casos de estudio analizados) y la reducción de *GEI* se estimó en otros 12 casos de estudio. El *ODS6* se consideró en siete casos, centrándose en la aplicación de la gestión de los recursos hídricos. Por último, el *ODS11* se analizó en 10 sistemas de agua, en los que la integración de las medidas sostenibles en la planificación urbana era el objetivo principal.

6.2 En la aplicación de sistemas híbridos propuestos en esta metodología, la red de riego (Aspe) y el de distribución aislada (Bahamas), los resultados obtenidos arrojan que las estrategias propuestas en esta investigación ayudan a mitigar el impacto energético y medioambiental relacionados con los sistemas hidráulicos contribuyendo al desarrollo del *ODS11*.

6.2. Desarrollos futuros

Este documento contribuye al desarrollo teórico del análisis y mejoramiento de las redes hidráulicas presurizadas tomando en cuenta la implementación de sistemas híbridos de sostenibilidad. Por otra parte, esta investigación abre la posibilidad de generar nuevas líneas de estudio que son descritas a continuación.

- (i) En el caso del análisis de las Metas de desarrollo sostenible (*ODS*), distintos estudios enfocan su atención en el análisis de los *ODS6*, *ODS7* y *ODS11*, pero resultaría interesante el análisis desde el punto de vista hidráulico de las metas siguientes:
 - *ODS1: Cero pobreza*
 - *ODS2: Cero hambre*
 - *ODS8: Crecimiento económico*
 - *ODS12: Consumo responsable*

- (ii) En el caso de estudiar la viabilidad de los sistemas híbridos, en este documento se focaliza en el análisis de sistemas fotovoltaicos terrestres y flotantes, tomando en cuenta únicamente su capacidad de producción energética. Pero el análisis del punto de vista medioambiental con enfoque en reducción de volumen perdido en un embalse producto de la disminución de la evapotranspiración podría generar un análisis más completo y detallado de los indicadores de sostenibilidad. De igual forma, resultaría interesante la implementación de fuentes alternas de energía limpia como son: turbinas accionadas por la energía eólica y energía mareomotriz. También existe la curiosidad de las variaciones en los indicadores de sostenibilidad tras la implementación de elementos hidráulicos que permitan disminuir los requerimientos energéticos de las estaciones de bombeo como pueden ser los tanques de cola y tanques hidroneumáticos. En añadidura a un análisis de indicadores ambientales, valdría la pena introducir estudios de sistemas adimensionales que sirvan para comparar redes hidráulicas relacionando factores como la huella energética o huella de carbono.
- (iii) Los trabajos futuros pueden integrarse en líneas de investigación, que desarrollen un algoritmo para digitalizar toda la información para mejorar la lectura de los datos, así como el seguimiento de las medidas de control del sistema de agua. Estos nuevos algoritmos ayudarán a integrar las diferentes necesidades energéticas del sistema de gestión (es decir, los sistemas de agua, el sistema de iluminación, entre otros) para compartir el exceso de energía generada por energías renovables en las ciudades. La digitalización combinada con el uso de herramientas de programación implica la mejora del conocimiento de los patrones de consumo y, por tanto, la mejor definición del uso de los recursos naturales, así como el correcto dimensionamiento de los sistemas de energías renovables para las ciudades urbanas.
- (iv) Si los trabajos futuros se centran en las áreas de agua, la integración de los indicadores sostenibles y los sistemas de calificación verde podrían ayudar a definir nuevos métodos de dimensionamiento y/o

gestión, que consideren la sostenibilidad en la integración de los diferentes condicionantes (por ejemplo, la determinación de la demanda según la normativa, materiales, entre otros). Esto también ayudará a los gestores a alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible en los sistemas de agua, con todas las implicaciones medioambientales, económicas y sociales implicadas en las ciudades.

Capítulo 7

Referencias

- [1] C. M. Chini and A. S. Stillwell, “The State of U.S. Urban Water: Data and the Energy-Water Nexus,” *Water Resour. Res.*, vol. 54, no. 3, pp. 1796–1811, 2018, doi: 10.1002/2017WR022265.
- [2] J. García Morillo, A. McNabola, E. Camacho, P. Montesinos, and J. A. Rodríguez Díaz, “Hydro-power energy recovery in pressurized irrigation networks: A case study of an Irrigation District in the South of Spain,” *Agric. Water Manag.*, vol. 204, no. December 2017, pp. 17–27, 2018, doi: 10.1016/j.agwat.2018.03.035.
- [3] I. Fernández García, J. A. Rodríguez Díaz, E. Camacho Poyato, and P. Montesinos, “Optimal Operation of Pressurized Irrigation Networks with Several Supply Sources,” *Water Resour. Manag.*, vol. 27, no. 8, pp. 2855–2869, 2013, doi: 10.1007/s11269-013-0319-y.
- [4] M. Pérez-Sánchez, F. J. Sánchez-Romero, H. M. Ramos, and P. A. López-Jiménez, “Optimization strategy for improving the energy efficiency of irrigation systems by micro hydropower: Practical application,” *Water (Switzerland)*, vol. 9, no. 10, pp. 1–21, 2017, doi: 10.3390/w9100799.

-
- [5] M. Alfonso, P. Conejos, and P. Amparo, "Improvement of the Electrical Regulation of a Microhydropower System using a Water Management Tool," 2022.
- [6] A. Izadi, M. Shahafve, and P. Ahmadi, "Neural network genetic algorithm optimization of a transient hybrid renewable energy system with solar/wind and hydrogen storage system for zero energy buildings at various climate conditions," *Energy Convers. Manag.*, vol. 260, p. 115593, May 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.115593.
- [7] G. Venkatesh, A. Chan, and H. Brattebø, "Understanding the water-energy-carbon nexus in urban water utilities: Comparison of four city case studies and the relevant influencing factors," *Energy*, vol. 75, pp. 153–166, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.06.111.
- [8] R. B. Sowby, "Correlation of Energy Management Policies with Lower Energy Use in Public Water Systems," *J. Water Resour. Plan. Manag.*, vol. 144, no. 11, p. 06018007, 2018, doi: 10.1061/(asce)wr.1943-5452.0001006.
- [9] D. Weisser, "A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies," *Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1543–1559, 2007, doi: 10.1016/j.energy.2007.01.008.
- [10] W. N. Association, "Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources," *World Nucl. Assoc.*, p. 10, 2011, [Online]. Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/adea/cfa50e39e09af8ad5bf2808eaa0347925a79.pdf>.
- [11] V. Tekken and J. P. Kropp, "Sustainable water management - perspectives for tourism development in north-eastern Morocco," *Tour. Manag. Perspect.*, vol. 16, no. March, pp. 325–334, 2015, doi: 10.1016/j.tmp.2015.09.001.
- [12] L. E. Maderey Rascón and A. Jiménez Román, "Alteración del ciclo hidrológico en la parte baja de la cuenca alta del río Lerma por la transferencia de agua a la Ciudad de México," *Investig. Geográficas*, vol. 1, no. 45, 2001, doi: 10.14350/ig.59143.
- [13] A. L. Zapata, E. L. Planeta, L. A. Vida, E. L. Agua, and L. A. Ciudad, "URBANO • AGOSTO • 2002 • 21 Calidad de Vida Urbana Sectorial."
- [14] M. Wakeel, B. Chen, T. Hayat, A. Alsaedi, and B. Ahmad, "Energy consumption for water use cycles in different countries: A review," *Appl. Energy*, vol. 178, no. 19, pp. 868–885, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.114.
- [15] X. C. Wang *et al.*, "Regional embodied Water-Energy-Carbon efficiency of China," *Energy*, vol. 224, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120159.

- [16] S. G. S. A. Rothausen and D. Conway, "Greenhouse-gas emissions from energy use in the water sector," *Nat. Clim. Chang.*, vol. 1, no. 4, pp. 210–219, 2011, doi: 10.1038/nclimate1147.
- [17] L. L. Delina, "Coherence in energy efficiency governance," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 4, pp. 493–499, 2012, doi: 10.1016/j.esd.2012.10.004.
- [18] M. A. Pardo, J. Manzano, E. Cabrera, and J. García-Serra, "Energy audit of irrigation networks," *Biosyst. Eng.*, vol. 115, no. 1, pp. 89–101, 2013, doi: 10.1016/j.biosystemseng.2013.02.005.
- [19] H. S. WHEATER, *Water in a Changing World*. 2000.
- [20] L. A. d. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, S. L. Lima, J. G. de Matos, and G. Bonan, "Making isolated renewable energy systems more reliable," *Renew. Energy*, vol. 45, pp. 221–231, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2012.02.014.
- [21] S. Gössling *et al.*, "Tourism and water use: Supply, demand, and security. An international review," *Tour. Manag.*, vol. 33, no. 1, pp. 1–15, 2012, doi: 10.1016/j.tourman.2011.03.015.
- [22] H. Kim, E. Park, S. J. Kwon, J. Y. Ohm, and H. J. Chang, "An integrated adoption model of solar energy technologies in South Korea," *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 523–531, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.12.022.
- [23] J. Mundo-Hernández, B. De Celis Alonso, J. Hernández-Álvarez, and B. De Celis-Carrillo, "An overview of solar photovoltaic energy in Mexico and Germany," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 639–649, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.12.029.
- [24] M. Lee *et al.*, "Water-energy nexus for urban water systems: A comparative review on energy intensity and environmental impacts in relation to global water risks," *Appl. Energy*, vol. 205, no. June, pp. 589–601, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.002.
- [25] M. R. Elkadeem, S. Wang, S. W. Sharshir, and E. G. Atia, "Feasibility analysis and techno-economic design of grid-isolated hybrid renewable energy system for electrification of agriculture and irrigation area: A case study in Dongola, Sudan," *Energy Convers. Manag.*, vol. 196, pp. 1453–1478, Sep. 2019, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2019.06.085.
- [26] N. U. Blum, R. Sryantoro Wakeling, and T. S. Schmidt, "Rural electrification through village grids—Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 482–496, Jun. 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2013.01.049.
- [27] A. S. Sánchez, E. A. Torres, and R. A. Kalid, "Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 278–290, 2015, doi:

- 10.1016/j.rser.2015.04.075.
- [28] S. Becken and C. lee McLennan, "Evidence of the water-energy nexus in tourist accommodation," *J. Clean. Prod.*, vol. 144, pp. 415–425, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.12.167.
- [29] T. Dorji, T. Urmee, and P. Jennings, "Options for off-grid electrification in the Kingdom of Bhutan," *Renew. Energy*, vol. 45, pp. 51–58, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2012.02.012.
- [30] B. Tarroja, A. AghaKouchak, R. Sobhani, D. Feldman, S. Jiang, and S. Samuelsen, "Evaluating options for balancing the water-electricity nexus in California: Part 2-greenhouse gas and renewable energy utilization impacts," *Sci. Total Environ.*, vol. 497–498, pp. 711–724, 2014, doi: 10.1016/j.scitotenv.2014.06.071.
- [31] M. Millinger, T. Mårilind, and E. O. Ahlgren, "Evaluation of Indian rural solar electrification: A case study in Chhattisgarh," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 4, pp. 486–492, 2012, doi: 10.1016/j.esd.2012.08.005.
- [32] B. Caniglia, B. Frank, B. Kerner, and T. L. Mix, "Water Policy And Governance Networks: A Pathway To Enhance Resilience Toward Climate Change," *Sociol. Forum*, vol. 31, pp. 828–845, Sep. 2016, doi: 10.1111/socf.12275.
- [33] M. Vujanović, Q. Wang, M. Mohsen, N. Duić, and J. Yan, "Recent progress in sustainable energy-efficient technologies and environmental impacts on energy systems," *Appl. Energy*, vol. 283, p. 116280, Feb. 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.116280.
- [34] M. S. Javed, D. Zhong, T. Ma, A. Song, and S. Ahmed, "Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system," *Appl. Energy*, vol. 257, p. 114026, Jan. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2019.114026.
- [35] M. Guezgouz, J. Jurasz, B. Bekkouche, T. Ma, M. S. Javed, and A. Kies, "Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, p. 112046, Nov. 2019, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2019.112046.
- [36] Y. Xu, C. Li, Z. Wang, N. Zhang, and B. Peng, "Load Frequency Control of a Novel Renewable Energy Integrated Micro-Grid Containing Pumped Hydropower Energy Storage," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 29067–29077, Apr. 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2826015.
- [37] L. A. Rossman, "The EPANET Programmer's Toolkit for Analysis of Water Distribution Systems," *WRPMD 1999 Prep. 21st Century*, pp. 1–10, 1999, doi: 10.1061/40430(1999)39.

7. Referencias

- [38] “La relación entre el agua y la energía | iAgua.” <https://www.iagua.es/noticias/h2orizon/relacion-agua-y-energia> (accessed Jul. 19, 2020).
- [39] E. Cabrera, M. A. Pardo, R. Cobacho, and E. Cabrera, “Energy audit of water networks,” *J. Water Resour. Plan. Manag.*, vol. 136, no. 6, pp. 669–677, 2010, doi: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000077.
- [40] B. Griffiths-sattenspiel and W. Wilson, “The Carbon Footprint of Water,” [Online]. Available: http://eec.ucdavis.edu/events/documents/water-energy_rivernetwork_carbon-footprint-of-water.pdf.
- [41] G. McMahon, “Sustainability criteria for water resource systems,” *Am. Soc. Civ. Eng. - Task Comm. Reports*, pp. 396–398, 1998, doi: 10.1016/s0301-4207(00)00047-7.
- [42] “El agua en la agricultura.” <https://www.bancomundial.org/es/topic/water-in-agriculture#1> (accessed Jul. 19, 2020).
- [43] “Gestión de recursos hídricos: Panorama general.” <https://www.bancomundial.org/es/topic/waterresourcesmanagement> (accessed Jul. 19, 2020).
- [44] *Agricultural Policies in OECD Countries 2007*. OECD, 2007.
- [45] S. Van Der Kooij, M. Zwarteveen, and M. Kuper, “The material of the social: The mutual shaping of institutions by irrigation technology and society in Segua Khrichfa, Morocco,” *Int. J. Commons*, vol. 9, no. 1, pp. 129–150, Mar. 2015, doi: 10.18352/ijc.539.
- [46] K. Bakker and C. Cook, “Water governance in Canada: Innovation and fragmentation,” *Int. J. Water Resour. Dev.*, vol. 27, no. 2, pp. 275–289, Jun. 2011, doi: 10.1080/07900627.2011.564969.
- [47] J. Luque, “Evaluacion de la eficiencia de un proyecto tipico de modernizacion de regadios,” *Rev. Española Estud. Agrosociales y Pesq.*, no. 230, pp. 119–145, 2011, doi: 10.22004/ag.econ.186936.
- [48] UNESCO, *The United Nations world water development report 2018: Nature-Based Solutions for Water*. 2018.
- [49] A. Daccache, N. Lamaddalena, and U. Fratino, “On-demand pressurized water distribution system impacts on sprinkler network design and performance,” *Irrig. Sci.*, vol. 28, no. 4, pp. 331–339, 2010, doi: 10.1007/s00271-009-0195-7.
- [50] L. Romero, M. Pérez-Sánchez, and P. Amparo López-Jiménez, “Improvement of sustainability indicators when traditional water management changes: a case study in Alicante (Spain),” *AIMS Environmental Science*, vol.

- 4, no. 3. pp. 502–522, 2017, doi: 10.3934/environsci.2017.3.502.
- [51] J. Rucka, J. Holesovsky, T. Suchacek, and L. Tuhovcak, “An Experimental Water Consumption Regression Model for Typical Administrative Buildings in the Czech Republic,” *Water*, vol. 10, no. 4, p. 424, Apr. 2018, doi: 10.3390/w10040424.
- [52] L. Kou, X. Li, J. Lin, and J. Kang, “Simulation of Urban Water Resources in Xiamen Based on a WEAP Model,” *Water*, vol. 10, no. 6, p. 732, Jun. 2018, doi: 10.3390/w10060732.
- [53] A. Salam, “Internet of things for water sustainability,” in *Internet of Things*, Springer, 2020, pp. 113–145.
- [54] H. Mikulčić, J. Baleta, and J. J. Klemeš, “Sustainability through combined development of energy, water and environment systems,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 251. Elsevier Ltd, p. 119727, Apr. 01, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119727.
- [55] M. H. Yuan, P. Te Chiueh, and S. L. Lo, “Measuring urban food-energy-water nexus sustainability: Finding solutions for cities,” *Sci. Total Environ.*, vol. 752, p. 141954, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.141954.
- [56] L. Wu, A. Elshorbagy, S. Pande, and L. Zhuo, “Trade-offs and synergies in the water-energy-food nexus: The case of Saskatchewan, Canada,” *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 164, p. 105192, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.resconrec.2020.105192.
- [57] M. Munasinghe, *Water Resource Applications**. 2019.
- [58] Food and Agriculture Organization, “Sistema mundial de información de la FAO sobre el agua en la agricultura.” <http://www.fao.org/aquastat/es/overview/methodology/water-use> (accessed Jul. 20, 2020).
- [59] A. Salazar Adams and N. Pineda Pablos, “Factores que afectan la demanda de agua para uso doméstico en México,” *Región Y Soc.*, vol. 22, no. 49, 2016, doi: 10.22198/rys.2010.49.a420.
- [60] E. Shrestha, S. Ahmad, W. Johnson, P. Shrestha, and J. R. Batista, “Carbon footprint of water conveyance versus desalination as alternatives to expand water supply,” *Desalination*, vol. 280, no. 1–3, pp. 33–43, 2011, doi: 10.1016/j.desal.2011.06.062.
- [61] M. Wakeel and B. Chen, “Energy Consumption in Urban Water Cycle,” *Energy Procedia*, vol. 104, no. July 2016, pp. 123–128, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.022.
- [62] A. K. Plappally and J. H. Lienhard V, “Energy requirements for water

- production, treatment, end use, reclamation, and disposal,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 4818–4848, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.05.022.
- [63] D. Department of Energy, Washington, “Energy Demands on Water Resources. Report to Congress on the Interdependency of Energy and Water.,” 2006.
- [64] T. Luna, J. Ribau, D. Figueiredo, and R. Alves, “Improving energy efficiency in water supply systems with pump scheduling optimization,” *J. Clean. Prod.*, vol. 213, pp. 342–356, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.12.190.
- [65] L. E. Camilo Rosado, P. A. López-Jiménez, F.-J. Sánchez-Romero, P. Conejos Fuertes, and M. Pérez-Sánchez, “Applied Strategy to Characterize the Energy Improvement Using PATs in a Water Supply System,” *Water*, vol. 12, no. 6, p. 1818, 2020, doi: 10.3390/w12061818.
- [66] G. Darvini and L. Soldini, “Pressure control for WDS management. A case study,” *Procedia Eng.*, vol. 119, no. 1, pp. 984–993, 2015, doi: 10.1016/j.proeng.2015.08.989.
- [67] A. Karimov, D. Molden, T. Khamzina, A. Platonov, and Y. Ivanov, “A water accounting procedure to determine the water savings potential of the Fergana Valley,” *Agric. Water Manag.*, vol. 108, pp. 61–72, 2012, doi: 10.1016/j.agwat.2011.11.010.
- [68] I. F. García, D. Novara, and A. M. Nabola, “A model for selecting the most cost-effective pressure control device for more sustainable water supply networks,” *Water (Switzerland)*, vol. 11, no. 6, 2019, doi: 10.3390/w11061297.
- [69] H. M. Ramos, M. Zilhao, P. A. López-Jiménez, and M. Pérez-Sánchez, “Sustainable water-energy nexus in the optimization of the BBC golf-course using renewable energies,” *Urban Water J.*, vol. 16, no. 3, pp. 215–224, 2019, doi: 10.1080/1573062X.2019.1648529.
- [70] M. Perez-Sanchez, P. A. Lopez-Jimenez, and F. J. Sanchez-Romero, “Mejor consigna para operar con bombas como turbina.pdf,” no. i, pp. 1–9, 2019.
- [71] S. Liberatore and G. M. Sechi, “Location and calibration of valves in water distribution networks using a scatter-search meta-heuristic approach,” *Water Resour. Manag.*, vol. 23, no. 8, pp. 1479–1495, 2009, doi: 10.1007/s11269-008-9337-6.
- [72] M. Pérez-Sánchez, F. J. Sánchez-Romero, H. M. Ramos, and P. A. López-Jiménez, “Modeling irrigation networks for the quantification of potential energy recovering: A case study,” *Water (Switzerland)*, vol. 8, no. 6, 2016, doi: 10.3390/w8060234.

- [73] J. P. García, A. C. Marco, and S. N. Santos, "Use of centrifugal pumps operating as turbines for energy recovery in water distribution networks. Two case study," *Adv. Mater. Res.*, vol. 107, no. 1, pp. 87–92, 2010, doi: 10.4028/www.scientific.net/AMR.107.87.
- [74] M. Pérez-Sánchez, A. R. Ferreira, P. Amparo López-Jiménez, and H. M. Ramos, "Design strategy to maximize recovery energy towards smart water grids: case study," *Urban Water J.*, vol. 15, no. 4, pp. 329–337, 2018, doi: 10.1080/1573062X.2018.1459747.
- [75] N. Fontana, M. Giugni, and D. Portolano, "Losses Reduction and Energy Production in Water-Distribution Networks," *J. Water Resour. Plan. Manag.*, vol. 138, no. 3, pp. 237–244, 2012, doi: 10.1061/(asce)wr.1943-5452.0000179.
- [76] T. Lydon, P. Coughlan, and A. McNabola, "Pressure management and energy recovery in water distribution networks: Development of design and selection methodologies using three pump-as-turbine case studies," *Renew. Energy*, vol. 114, pp. 1038–1050, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.07.120.
- [77] I. Samora, M. J. Franca, A. J. Schleiss, and H. M. Ramos, "Simulated Annealing in Optimization of Energy Production in a Water Supply Network," *Water Resour. Manag.*, vol. 30, no. 4, pp. 1533–1547, 2016, doi: 10.1007/s11269-016-1238-5.
- [78] M. Behandish and Z. Y. Wu, "Concurrent pump scheduling and storage level optimization using meta-models and evolutionary algorithms," *Procedia Eng.*, vol. 70, pp. 103–112, 2014, doi: 10.1016/j.proeng.2014.02.013.
- [79] S. P. Adhau, R. M. Moharil, and P. G. Adhau, "Mini-hydro power generation on existing irrigation projects: Case study of Indian sites," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 4785–4795, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.03.066.
- [80] R. Sitzenfrei and J. von Leon, "Long-time simulation of water distribution systems for the design of small hydropower systems," *Renew. Energy*, vol. 72, pp. 182–187, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.07.013.
- [81] I. Samora, P. Manso, M. J. Franca, A. J. Schleiss, and H. M. Ramos, "Energy recovery using micro-hydropower technology in water supply systems: The case study of the city of Fribourg," *Water (Switzerland)*, vol. 8, no. 8, 2016, doi: 10.3390/w8080344.
- [82] A. Carravetta, O. Fecarotta, G. Del Giudic, and H. Ramos, "Energy recovery in water systems by PATs: A comparisons among the different installation schemes," *Procedia Eng.*, vol. 70, pp. 275–284, 2014, doi: 10.1016/j.proeng.2014.02.031.

7. Referencias

- [83] B. Brunone *et al.*, “The characterization of Milan WDS by pumping switching off: Field test assesment,” *Procedia Eng.*, vol. 70, pp. 201–208, 2014, doi: 10.1016/j.proeng.2014.02.023.
- [84] D. Manolakos, G. Papadakis, D. Papantonis, and S. Kyritsis, “A simulation-optimisation programme for designing hybrid energy systems for supplying electricity and fresh water through desalination to remote areas case study: The Merssini village, Donoussa island, Aegean Sea, Greece,” *Energy*, vol. 26, no. 7, pp. 679–704, 2001, doi: 10.1016/S0360-5442(01)00026-3.
- [85] Q. Xu, Q. Chen, J. Ma, K. Blanckaert, and Z. Wan, “Water saving and energy reduction through pressure management in urban water distribution networks,” *Water Resour. Manag.*, vol. 28, no. 11, pp. 3715–3726, 2014, doi: 10.1007/s11269-014-0704-1.
- [86] H. M. Ramos, K. N. Kenov, and F. Vieira, “Environmentally friendly hybrid solutions to improve the energy and hydraulic efficiency in water supply systems,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 15, no. 4, pp. 436–442, 2011, doi: 10.1016/j.esd.2011.07.009.
- [87] F. V. Gonçalves, L. H. Costa, and H. M. Ramos, “Best economical hybrid energy solution: Model development and case study of a WDS in Portugal,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 6, pp. 3361–3369, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.03.031.
- [88] M. Tabesh and S. Hoomehr, “Consumption management in water distribution systems by optimizing pressure reducing valves’ settings using genetic algorithm,” *Desalin. Water Treat.*, vol. 2, no. 1–3, pp. 96–102, 2009, doi: 10.5004/dwt.2009.154.
- [89] M. Pérez-Sánchez, F. J. Sánchez-Romero, P. A. López-Jiménez, and H. M. Ramos, “PATs selection towards sustainability in irrigation networks: Simulated annealing as a water management tool,” *Renew. Energy*, vol. 116, pp. 234–249, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.09.060.
- [90] M. A. Moreno, P. A. Carrión, P. Planells, J. F. Ortega, and J. M. Tarjuelo, “Measurement and improvement of the energy efficiency at pumping stations,” *Biosyst. Eng.*, vol. 98, no. 4, pp. 479–486, 2007, doi: 10.1016/j.biosystemseng.2007.09.005.
- [91] J. Bohórquez, J. Saldarriaga, and D. Vallejo, “Pumping pattern optimization in order to reduce WDS operation costs,” *Procedia Eng.*, vol. 119, no. 1, pp. 1069–1077, 2015, doi: 10.1016/j.proeng.2015.08.936.
- [92] M. T. Carrillo-Cobo, E. Camacho-Poyato, P. Montesinos, and J. A. Rodríguez-Díaz, “Assessing the potential of solar energy in pressurized irrigation networks. The case of Bembézar MI irrigation district (Spain),” *Spanish J. Agric. Res.*, vol. 12, no. 3, pp. 838–849, 2014, doi:

- 10.5424/sjar/2014123-5327.
- [93] L. P. Urrestarazu, J. A. R. Díaz, E. C. Poyato, and R. L. Luque, "Quality of Service in Irrigation Distribution Networks: Case of Palos de la Frontera Irrigation District (Spain)," *J. Irrig. Drain. Eng.*, vol. 135, no. 6, pp. 755–762, 2009, doi: 10.1061/(asce)ir.1943-4774.0000107.
- [94] M. T. Carrillo Cobo, E. Camacho Poyato, P. Montesinos, and J. A. Rodríguez Díaz, "New model for sustainable management of pressurized irrigation networks. Application to Bembézar MD irrigation district (Spain)," *Sci. Total Environ.*, vol. 473–474, pp. 1–8, 2014, doi: 10.1016/j.scitotenv.2013.11.093.
- [95] S. Christodoulou and A. Agathokleous, "A study on the effects of intermittent water supply on the vulnerability of urban water distribution networks," *Water Sci. Technol. Water Supply*, vol. 12, no. 4, pp. 523–530, 2012, doi: 10.2166/ws.2012.025.
- [96] E. Cabrera, R. del Teso, E. Gómez, E. Estruch-Juan, and J. Soriano, "Quick energy assessment of irrigation water transport systems," *Biosyst. Eng.*, vol. 188, pp. 96–105, 2019, doi: 10.1016/j.biosystemseng.2019.10.013.
- [97] U. Daccache, Andre; Lamaddalena, Nicola; Fratino, "Assessing Pressure Changes in an On-Demand Water Performance — Case Study in Italy," *J. Irrigation Drain. Eng.*, vol. 136(4), no. April, pp. 261–270, 2010.
- [98] M. Al-Smairan, "Application of photovoltaic array for pumping water as an alternative to diesel engines in Jordan Badia, Tall Hassan station: Case study," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 4500–4507, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.04.033.
- [99] S. L. Zhou, T. A. McMahon, A. Walton, and J. Lewis, "Forecasting daily urban water demand: A case study of Melbourne," *J. Hydrol.*, vol. 236, no. 3–4, pp. 153–164, 2000, doi: 10.1016/S0022-1694(00)00287-0.
- [100] E. Cabrera, E. Cabrera, R. Cobacho, and J. Soriano, "Towards an energy labelling of pressurized water networks," *Procedia Eng.*, vol. 70, pp. 209–217, 2014, doi: 10.1016/j.proeng.2014.02.024.
- [101] J. S. Ramos and H. M. Ramos, "Sustainable application of renewable sources in water pumping systems: Optimized energy system configuration," *Energy Policy*, vol. 37, no. 2, pp. 633–643, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2008.10.006.
- [102] M. A. Pardo, A. n J. Riquelme, A. Jodar-Abellan, and J. Melgarejo, "Water and energy demand management in pressurized irrigation networks," *Water (Switzerland)*, vol. 12, no. 7, 2020, doi: 10.3390/W12071878.
- [103] P. Stamouli, N. Dercas, and E. Baltas, "Performance analysis of on-demand pressurized irrigation networks – Case study in Greece," pp. 39–55, 2017.

7. Referencias

- [104] E. Cabrera, E. Gómez, E. Cabrera, J. Soriano, and V. Espert, "Energy Assessment of Pressurized Water Systems," *J. Water Resour. Plan. Manag.*, vol. 141, no. 8, p. 04014095, 2015, doi: 10.1061/(asce)wr.1943-5452.0000494.
- [105] G. Dandy, A. Roberts, C. Hewitson, and P. Chrystie, "Sustainability objectives for the optimization of water distribution networks," *8th Annu. Water Distrib. Syst. Anal. Symp. 2006*, p. 83, 2007, doi: 10.1061/40941(247)83.
- [106] A. Sahu, N. Yadav, and K. Sudhakar, "Floating photovoltaic power plant: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 66, pp. 815–824, Dec. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2016.08.051.
- [107] D. Hellström, U. Jeppsson, and E. Kärrman, "A framework for systems analysis of sustainable urban water management," *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 20, no. 3, pp. 311–321, 2000, doi: 10.1016/S0195-9255(00)00043-3.
- [108] I. Halkijevic, Z. Vukovic, and D. Vouk, "Indicators and a Neuro-Fuzzy Based Model for the Evaluation of Water Supply Sustainability," *Water Resour. Manag.*, vol. 31, no. 12, pp. 3683–3698, 2017, doi: 10.1007/s11269-017-1695-5.
- [109] H. Alegre *et al.*, *Indicadores de desempeño para servicios de abastecimiento de agua*. 2017.
- [110] J. V. Spadaro, L. Langlois, and B. Hamilton, "Greenhouse Gas Emissions of Electricity Generation Chains: Assessing the Difference," 2000.
- [111] L. Amblard, "Collective action as a tool for agri-environmental policy implementation. The case of diffuse pollution control in European rural areas," *J. Environ. Manage.*, vol. 280, p. 111845, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.jenvman.2020.111845.
- [112] P. Lucian, "Durable rural development through the 2014 - 2020 national rural development Program," *Stud. Bus. Econ.*, vol. 13, no. 2, pp. 147–152, Aug. 2018, doi: 10.2478/sbe-2018-0026.
- [113] N. Mousavi, G. Kothapalli, D. Habibi, S. W. Lachowicz, and V. Moghaddam, "A real-time energy management strategy for pumped hydro storage systems in farmhouses," *J. Energy Storage*, vol. 32, p. 101928, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101928.
- [114] C. Gopal, M. Mohanraj, P. Chandramohan, and P. Chandrasekar, "Renewable energy source water pumping systems - A literature review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 351–370, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.04.012.

- [115] P. C. Pande, A. K. Singh, S. Ansari, S. K. Vyas, and B. K. Dave, "Design development and testing of a solar PV pump based drip system for orchards," *Renew. Energy*, vol. 28, no. 3, pp. 385–396, 2003, doi: 10.1016/S0960-1481(02)00037-X.
- [116] M. P. Conejos, F. M. Alzamora, and J. C. Alonso, "A Water Distribution System Model to Simulate Critical Scenarios by Considering Both Leakage and Pressure Dependent Demands," *Procedia Eng.*, vol. 186, pp. 380–387, 2017, doi: 10.1016/j.proeng.2017.03.234.
- [117] M. Murgui Mezquita, "Estimación del consumo de energía ligado al uso del agua en la ciudad de valencia," *Ing. del agua*, vol. 17, no. 3, 2010, doi: 10.4995/ia.2010.2980.
- [118] I. Fernández García and A. Mc Nabola, "Maximizing Hydropower Generation in Gravity Water Distribution Networks: Determining the Optimal Location and Number of Pumps as Turbines," *J. Water Resour. Plan. Manag.*, vol. 146, no. 1, p. 04019066, Jan. 2020, doi: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0001152.
- [119] M. Molinos-Senante, F. Hernández-Sancho, M. Mocholí-Arce, and R. Sala-Garrido, "A management and optimisation model for water supply planning in water deficit areas," *J. Hydrol.*, vol. 515, pp. 139–146, Jul. 2014, doi: 10.1016/J.JHYDROL.2014.04.054.
- [120] P. Saccon, "Water for agriculture, irrigation management," *Appl. Soil Ecol.*, vol. 123, pp. 793–796, Feb. 2018, doi: 10.1016/J.APSOIL.2017.10.037.
- [121] J. Benavides, E. Hernández-Plaza, L. Mateos, and E. Fereres, "A global analysis of irrigation scheme water supplies in relation to requirements," *Agric. Water Manag.*, vol. 243, p. 106457, Jan. 2021, doi: 10.1016/J.AGWAT.2020.106457.
- [122] R. Cvejić, M. Pintar, and V. Zupanc, "Advancing irrigation development in the European Union*," *Irrig. Drain.*, vol. 70, no. 4, pp. 887–899, Oct. 2021, doi: 10.1002/IRD.2585.
- [123] J. Berbel, A. Expósito, C. Gutiérrez-Martín, and L. Mateos, "Effects of the Irrigation Modernization in Spain 2002–2015," *Water Resour. Manag.*, vol. 33, no. 5, pp. 1835–1849, Mar. 2019, doi: 10.1007/S11269-019-02215-W/TABLES/1.
- [124] G. V. Lombardi and R. Berni, "Renewable energy in agriculture: Farmers willingness-to-pay for a photovoltaic electric farm tractor," *J. Clean. Prod.*, vol. 313, p. 127520, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2021.127520.
- [125] A. A. Ghoneim, "Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, no. 11–12, pp. 1449–1463, 2006, doi: 10.1016/j.enconman.2005.08.015.

- [126] N. S. Wahyuni, S. Wulandari, E. Wulandari, and D. S. Pamuji, *Integrated Communities for the Sustainability of Renewable Energy Application: Solar Water Pumping System in Banyumeneng Village, Indonesia*, vol. 79. Elsevier B.V., 2015.
- [127] A. K. Tiwari and V. R. Kalamkar, "Performance investigations of solar water pumping system using helical pump under the outdoor condition of Nagpur, India," *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 737–745, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.06.021.
- [128] P. Periasamy, N. K. Jain, and I. P. Singh, "A review on development of photovoltaic water pumping system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 918–925, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.019.
- [129] D. B. Singh, A. Mahajan, D. Devli, K. Bharti, S. Kandari, and G. Mittal, "A mini review on solar energy based pumping system for irrigation," *Mater. Today Proc.*, vol. 43, pp. 417–425, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.11.716.
- [130] C. Ferrer-Gisbert, J. J. Ferrán-Gozálvez, M. Redón-Santafé, P. Ferrer-Gisbert, F. J. Sánchez-Romero, and J. B. Torregrosa-Soler, "A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs," *Renew. Energy*, vol. 60, pp. 63–70, Dec. 2013, doi: 10.1016/J.RENENE.2013.04.007.
- [131] R. Sharma, S. Sharma, and S. Tiwari, "Design optimization of solar PV water pumping system," *Mater. Today Proc.*, vol. 21, pp. 1673–1679, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2019.11.322.
- [132] P. Abhilash, R. N. Kumar, and R. P. Kumar, "Solar powered water pump with single axis tracking system for irrigation purpose," *Mater. Today Proc.*, vol. 39, pp. 553–557, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.08.336.
- [133] S. Orts-Grau *et al.*, "Photovoltaic Water Pumping: Comparison between Direct and Lithium Battery Solutions," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 101147–101163, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3097246.
- [134] A. Khiareddine, C. Ben Salah, and M. F. Mimouni, "Power management of a photovoltaic/battery pumping system in agricultural experiment station," *Sol. Energy*, vol. 112, pp. 319–338, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2014.11.020.
- [135] A. Bhattacharjee, D. K. Mandal, and H. Saha, "Design of an optimized battery energy storage enabled Solar PV Pump for rural irrigation," *1st IEEE Int. Conf. Power Electron. Intell. Control Energy Syst. ICPEICES 2016*, Feb. 2017, doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853237.
- [136] O. Djelailia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, S. Necaibia, and F. Merad, "Energy hybridization photovoltaic/diesel generator/pump storage hydroelectric management based on online optimal fuel consumption per kWh," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 44, pp. 1–15, Jan. 2019, doi: 10.1016/J.SCS.2018.09.037.

- [137] T. Tezer, R. Yaman, and G. Yaman, "Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, pp. 840–853, Jun. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2017.01.118.
- [138] A. Ghasemi, "Coordination of pumped-storage unit and irrigation system with intermittent wind generation for intelligent energy management of an agricultural microgrid," *Energy*, vol. 142, pp. 1–13, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.09.146.
- [139] S. Gualteros and D. R. Rousse, "Solar water pumping systems: A tool to assist in sizing and optimization," *Sol. Energy*, vol. 225, pp. 382–398, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.SOLENER.2021.06.053.
- [140] U. Caldera, A. Sadiqa, A. Gulagi, and C. Breyer, "Irrigation efficiency and renewable energy powered desalination as key components of Pakistan's water management strategy," *Smart Energy*, vol. 4, p. 100052, Nov. 2021, doi: 10.1016/J.SEGY.2021.100052.
- [141] J. Jayaraman, T. Sudhakar, S. S. Muthukrishnan, A. Gopikanna, and V. Vijayaraghavan, "Irrigation Optimization for Agriculture Productivity: Case Study of a Hybrid Solar Microgrid in Rural India," *2019 IEEE Glob. Humanit. Technol. Conf. GHTC 2019*, Oct. 2019, doi: 10.1109/GHTC46095.2019.9033074.
- [142] P. E. Campana, H. Li, J. Zhang, R. Zhang, J. Liu, and J. Yan, "Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation," *Energy Convers. Manag.*, vol. 95, pp. 32–41, May 2015, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2015.01.066.
- [143] M. Á. P. Picazo, J. M. Juárez, and D. García-Márquez, "Energy Consumption Optimization in Irrigation Networks Supplied by a Standalone Direct Pumping Photovoltaic System," *Sustain. 2018, Vol. 10, Page 4203*, vol. 10, no. 11, p. 4203, Nov. 2018, doi: 10.3390/SU10114203.
- [144] M. N. Zidan, M. Y. Abdelmoez, A. N. Ahmed, R. Sobh, H. Hisham, and A. A. El-Deib, "Hybrid Irrigation System in Egypt: Design and Optimization," *NILES 2021 - 3rd Nov. Intell. Lead. Emerg. Sci. Conf. Proc.*, pp. 336–340, 2021, doi: 10.1109/NILES53778.2021.9600517.
- [145] J. Carroquino, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, "Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops," *Renew. Energy*, vol. 76, pp. 566–574, Apr. 2015, doi: 10.1016/J.RENENE.2014.11.069.
- [146] R. Shaik, N. Beemkumar, H. Adharsha, K. Venkadeshwaran, and A. D. Dhass, "Efficiency enhancement in a PV operated solar pump by effective design of VFD and tracking system," *Mater. Today Proc.*, vol. 33, pp. 454–

- 462, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.05.035.
- [147] A. K. Tiwari, V. R. Kalamkar, R. R. Pande, S. K. Sharma, V. C. Sontake, and A. Jha, "Effect of head and PV array configurations on solar water pumping system," *Mater. Today Proc.*, vol. 46, pp. 5475–5481, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.09.200.
- [148] M. Chahartaghi and A. Nikzad, "Exergy, environmental, and performance evaluations of a solar water pump system," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 43, no. September 2020, p. 100933, 2021, doi: 10.1016/j.seta.2020.100933.
- [149] A. Morabito and P. Hendrick, "Pump as turbine applied to micro energy storage and smart water grids: A case study," *Appl. Energy*, vol. 241, pp. 567–579, May 2019, doi: 10.1016/J.APENERGY.2019.03.018.
- [150] O. Fecarotta, C. Aricò, A. Carravetta, R. Martino, and H. Ramos, "Hydropower Potential in Water Distribution Networks: Pressure Control by PATs," *Water Resour. Manag.*, vol. 29, no. 3, pp. 699–714, 2014, doi: 10.1007/s11269-014-0836-3.
- [151] M. Pérez-Sánchez, F. J. Sánchez-Romero, P. A. López-Jiménez, and H. M. Ramos, "PATs selection towards sustainability in irrigation networks: Simulated annealing as a water management tool," *Renew. Energy*, vol. 116, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.09.060.
- [152] G. de Oliveira e Silva and P. Hendrick, "Pumped hydro energy storage in buildings," *Appl. Energy*, vol. 179, pp. 1242–1250, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.046.
- [153] A. Merida García, J. Gallagher, M. Crespo Chacón, and A. Mc Nabola, "The environmental and economic benefits of a hybrid hydropower energy recovery and solar energy system (PAT-PV), under varying energy demands in the agricultural sector," *J. Clean. Prod.*, vol. 303, p. 127078, Jun. 2021, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2021.127078.
- [154] V. Kanakoudis, S. Tsitsifli, P. Samaras, a Zouboulis, and G. Demetriou, "Developing appropriate performance indicators for urban distribution systems evaluation at Mediterranean countries," *Water Util. J.*, no. January, pp. 31–40, 2011.
- [155] P. Duarte, D. I. C. Covas, and H. Alegre, "PI for assessing effectiveness of energy management processes in water supply systems," *IWA Int. Conf. PI09*, 2009.
- [156] S. Abdelhady, "Performance and cost evaluation of solar dish power plant: sensitivity analysis of levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV)," *Renew. Energy*, vol. 168, pp. 332–342, May 2021, doi:

- 10.1016/J.RENENE.2020.12.074.
- [157] A. Al-Karaghoul and L. L. Kazmerski, "Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 4, pp. 710–714, Apr. 2010, doi: 10.1016/J.SOLENER.2010.01.024.
- [158] C. A. M. Ávila, F.-J. Sánchez-Romero, P. A. López-Jiménez, and M. Pérez-Sánchez, "Definition of the Operational Curves by Modification of the Affinity Laws to Improve the Simulation of PATs," *Water 2021, Vol. 13, Page 1880*, vol. 13, no. 14, p. 1880, Jul. 2021, doi: 10.3390/W13141880.
- [159] J. Baptista, P. Vargas, J. Baptista, P. Vargas, and J. R. Ferreira, "ICREPQ'21 Almeria (Spain), 28 th to 30 th," *Renew. Energy Power Qual. J.*, 2021, doi: 10.24084/repqj19.214.
- [160] M. Redón Santafé, J. B. Torregrosa Soler, F. J. Sánchez Romero, P. S. Ferrer Gisbert, J. J. Ferrán Gozávez, and C. M. Ferrer Gisbert, "Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs," *Energy*, vol. 67, pp. 246–255, Apr. 2014, doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.01.083.
- [161] C. Bousquet, I. Samora, P. Manso, L. Rossi, P. Heller, and A. J. Schleiss, "Assessment of hydropower potential in wastewater systems and application to Switzerland," *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 64–73, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.062>.
- [162] A. Carravetta, G. Del Giudice, O. Fecarotta, and H. Ramos, "PAT Design Strategy for Energy Recovery in Water Distribution Networks by Electrical Regulation," *Energies*, vol. 6, no. 1, pp. 411–424, 2013, doi: 10.3390/en6010411.
- [163] GrupoTragsa, "Civil Works Tariffs TRAGSA 2021," 2021. .
- [164] I. PVPS, "Trends in photovoltaic applications 2019," 2020.
- [165] U. S. E. I. Administration, "U.S. average installed utility-scales battery storage cost(2015-2018)," 2021. .
- [166] C. González-Pavón, J. Arviza-Valverde, I. Balbastre-Peralta, J. M. Carot Sierra, and G. Palau-Salvador, "Are Water User Associations Prepared for a Second-Generation Modernization? The Case of the Valencian Community (Spain)," *Water*, vol. 12, no. 8, p. 2136, Jul. 2020, doi: 10.3390/w12082136.
- [167] L. Micheli, "Energy and economic assessment of floating photovoltaics in Spanish reservoirs: cost competitiveness and the role of temperature," *Sol. Energy*, vol. 227, pp. 625–634, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.SOLENER.2021.08.058.

7. Referencias

- [168] C. Giudicianni, M. Herrera, A. di Nardo, A. Carravetta, H. M. Ramos, and K. Adeyeye, "Zero-net energy management for the monitoring and control of dynamically-partitioned smart water systems," *J. Clean. Prod.*, vol. 252, p. 119745, Apr. 2020, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2019.119745.
- [169] D. L. Talavera, E. Muñoz-Cerón, J. P. Ferrer-Rodríguez, and P. J. Pérez-Higueras, "Assessment of cost-competitiveness and profitability of fixed and tracking photovoltaic systems: The case of five specific sites," *Renew. Energy*, vol. 134, pp. 902–913, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.11.091>.
- [170] M. Khastar, A. Aslani, and M. Nejati, "How does carbon tax affect social welfare and emission reduction in Finland?," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 736–744, Nov. 2020, doi: 10.1016/J.EGYR.2020.03.001.
- [171] S. RAUSCH and H. YONEZAWA, "THE INTERGENERATIONAL INCIDENCE OF GREEN TAX REFORM," *Clim. Chang. Econ.*, vol. 09, no. 01, p. 1840007, Feb. 2018, doi: 10.1142/S2010007818400079.
- [172] L. Romero, M. Pérez-Sánchez, and P. A. López-jiménez, "Water implications in Mediterranean irrigation networks: Problems and solutions," *Int. J. Energy Environ.*, vol. 8, no. 1, p. 8396, 2017.
- [173] E. and T. M. Spanish Government, *Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España [PDF][647,80 KB]*. 2016.
- [174] F. V. Marcos, F. V. Marcos, Á. de la C. Mera, and M. del R. H. Celemin, "Vivienda y salud: eficiencia energética, urbanismo sostenible y agenda 2030. Conclusiones y futuro," *Rev. Salud Ambient.*, vol. 21, no. 1, pp. 56–64, Jun. 2021.
- [175] BOE, *BOE-A-2021-4572 Real Decreto 178/2021, de 23 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios*. 2021.
- [176] S. Rausch and H. Yonezawa, "THE INTERGENERATIONAL INCIDENCE OF GREEN TAX REFORM," <https://doi.org/10.1142/S2010007818400079>, vol. 9, no. 1, p. 1840007, Mar. 2018, doi: 10.1142/S2010007818400079.
- [177] M. Mitscher and R. Rüther, "Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil," *Energy Policy*, vol. 49, pp. 688–694, Oct. 2012, doi: 10.1016/J.ENPOL.2012.07.009.
- [178] M. Pérez-Sánchez, F. J. Sánchez-Romero, and P. A. López-Jiménez, "Nexo agua-energía: optimización energética en sistemas de distribución. Aplicación 'Postravase Júcar-Vinalopó,'" *Tecnol. y ciencias del agua*, vol. 8, no. 4, pp. 19–36, Jul. 2017, doi: 10.24850/J-TYCA-2017-04-02.

-
- [179] M. Pérez-Sánchez, F. J. Sánchez-Romero, H. M. Ramos, and P. A. López-Jiménez, "Calibrating a flow model in an irrigation network: Case study in Alicante, Spain," *Spanish J. Agric. Res.*, vol. 15, no. 1, pp. 1–13, 2017, doi: 10.5424/sjar/2017151-10144.
- [180] SIAR, "SIAR." .
- [181] F. J. Lugauer, J. Kainz, and M. Gaderer, "Techno-economic efficiency analysis of various operating strategies for micro-hydro storage using a pump as a turbine," *Energies*, vol. 14, no. 2, 2021, doi: 10.3390/en14020425.
- [182] L. Miller and R. Carriveau, "Balancing the carbon and water footprints of the Ontario energy mix," *Energy*, vol. 125, pp. 562–568, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.02.171.
- [183] J. C. Cirer-Costa, "The beginnings of tourism in Majorca. 1837-1914," *Ann. Tour. Res.*, vol. 39, no. 4, pp. 1779–1796, 2012, doi: 10.1016/j.annals.2012.06.004.
- [184] W. K. Biswas, P. Bryce, and M. Diesendorf, "Model for empowering rural poor through renewable energy technologies in Bangladesh," *Environ. Sci. Policy*, vol. 4, no. 6, pp. 333–344, 2001, doi: 10.1016/S1462-9011(01)00031-4.
- [185] S. Mekhilef, R. Saidur, and A. Safari, "A review on solar energy use in industries," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 1777–1790, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.12.018.
- [186] A. S. Sánchez, E. A. Torres, and R. A. Kalid, "Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 278–290, Sep. 2015, doi: 10.1016/J.RSER.2015.04.075.
- [187] G. R. Timilsina, "Are renewable energy technologies cost competitive for electricity generation?," *Renew. Energy*, vol. 180, pp. 658–672, Dec. 2021, doi: 10.1016/J.RENENE.2021.08.088.
- [188] C. A. M. Ávila, F. J. Sánchez-Romero, P. A. López-Jiménez, and M. Pérez-Sánchez, "Optimization tool to improve the management of the leakages and recovered energy in irrigation water systems," *Agric. Water Manag.*, vol. 258, p. 107223, Dec. 2021, doi: 10.1016/J.AGWAT.2021.107223.
- [189] D. N. Moriasi, J. G. Arnold, M. W. Van Liew, R. L. Binger, R. D. Harmel, and T. L. Veith, "Model evaluation guidelines for systematic quantification of accuracy in watershed simulations," *Trans. ASABE*, vol. 50, no. 3, pp. 885–900, 2007, doi: 10.13031/2013.23153.
- [190] S. Hossain, G. A. Hewa, C. W. K. Chow, and D. Cook, "Modelling and Incorporating the Variable Demand Patterns to the Calibration of Water Distribution System Hydraulic Model," *Water 2021, Vol. 13, Page 2890*, vol.

7. Referencias

- 13, no. 20, p. 2890, Oct. 2021, doi: 10.3390/W13202890.
- [191] G. Tsakiris and M. Spiliotis, "A Newton–Raphson analysis of urban water systems based on nodal head-driven outflow," <http://dx.doi.org/10.1080/19648189.2014.909746>, vol. 18, no. 8, pp. 882–896, Sep. 2014, doi: 10.1080/19648189.2014.909746.
- [192] A. Q. Jakhrani, A. R. H. Rigit, A. K. Othman, S. R. Samo, and S. A. Kamboh, "Estimation of carbon footprints from diesel generator emissions," *Proc. 2012 Int. Conf. Green Ubiquitous Technol. GUT 2012*, pp. 78–81, 2012, doi: 10.1109/GUT.2012.6344193.
- [193] S. R. Lim, D. Park, and J. M. Park, "Synthesis of an economically friendly water network system by maximizing net present value," *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 46, no. 21, pp. 6936–6943, Oct. 2007, doi: 10.1021/IE061353V/ASSET/IMAGES/MEDIUM/IE061353VE00039.GIF.
- [194] A. Carravetta, O. Fecarotta, M. Sinagra, and T. Tucciarelli, "Cost-Benefit Analysis for Hydropower Production in Water Distribution Networks by a Pump as Turbine," *J. Water Resour. Plan. Manag.*, vol. 140, no. 6, p. 04014002, Jun. 2013, doi: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000384.
- [195] D. K. Lal, B. Bhusan Dash, and A. K. Akella, "Optimization of PV/Wind/Micro-Hydro/Diesel Hybrid Power System in HOMER for the Study Area," *Int. J. Electr. Eng. Informatics*, vol. 3, no. 3, 2011.
- [196] N. R. E. Lab., "Energy Transition Initiative, Island Energy Snapshot - Bahamas," 2015.
- [197] V. Prakash, S. Ghosh, and K. Kanjilal, "Costs of avoided carbon emission from thermal and renewable sources of power in India and policy implications," *Energy*, vol. 200, p. 117522, Jun. 2020, doi: 10.1016/J.ENERGY.2020.117522.
- [198] K. B. Adedeji, Y. Hamam, B. T. Abe, and A. M. Abu-Mahfouz, "Burst leakage-pressure dependency in water piping networks: Its impact on leak openings," *2017 IEEE AFRICON Sci. Technol. Innov. Africa, AFRICON 2017*, pp. 1502–1507, Nov. 2017, doi: 10.1109/AFRCON.2017.8095704.
- [199] E. Creaco and T. Walski, "Economic analysis of pressure control for leakage and pipe burst reduction," *J. Water Resour. Plan. Manag.*, vol. 143, no. 12, pp. 1–11, 2017, doi: 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000846.
- [200] S. G. S. A. Rothausen and D. Conway, "Greenhouse-gas emissions from energy use in the water sector," *Nature Climate Change*, vol. 1, no. 4. Nature Publishing Group, pp. 210–219, Jul. 26, 2011, doi: 10.1038/nclimate1147.
- [201] M. P. Kirkpatrick, S., Gelatt, C. D., & Vecchi, "Optimization by Simulated Annealing Science," vol. 220, 1982.

- [202] E. Metropolis, N. Rosenbluth, A. Rosenbluth, A., Teller, M., & Teller, "Equation of state calculation by fast computing machines," *J. Chem. Phys.*, vol. 220, pp. 671–680, 1953.
- [203] D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie, "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation," *Sol. Energy*, vol. 28, no. 4, pp. 293–302, 1982, doi: 10.1016/0038-092X(82)90302-4.
- [204] E. González-González, J. Martín-Jiménez, M. Sánchez-Aparicio, S. Del Pozo, and S. Lagüela, "Evaluating the standards for solar PV installations in the Iberian Peninsula: Analysis of tilt angles and determination of solar climate zones," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 49, 2022, doi: 10.1016/j.seta.2021.101684.
- [205] V. A. Ani, "Feasibility and optimal design of a stand-alone photovoltaic," *J. Renew. Energy*, vol. 2014, pp. 1–8, 2014, [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1155.2014/379729>.
- [206] B. A. Aderemi, S. P. Daniel Chowdhury, T. O. Olwal, and A. M. Abu-Mahfouz, "Techno-economic feasibility of hybrid solar photovoltaic and battery energy storage power system for a mobile cellular base station in Soshanguve, South Africa," *Energies*, vol. 11, no. 6, 2018, doi: 10.3390/en11061572.