



**UNIVERSITAT POLITÈCNICA  
DE CATALUNYA  
BARCELONATECH**

**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA -  
BARCELONATECH**

Doctorado en Sostenibilidad

Tesis presentada para obtener el título de Doctor  
por la Universitat Politècnica de Catalunya

**Evaluación de Planes de Electrificación Rural  
y Propuesta de Planificación con Criterios Técnicos y Sociales**

Doctorando:

**Dorian Francisco Gómez Hernández**

Directores:

**Dr. Bruno Domenech Léga<sup>1,3</sup>**

**Dra. Laia Ferrer Martí<sup>2,3</sup>**

<sup>1</sup>Departamento de Organización de Empresas

<sup>2</sup>Departamento de Ingeniería Mecánica

<sup>3</sup>Instituto de Organización y Control de Sistemas Industriales

Barcelona, Mayo 2021



## **AGRADECIMIENTOS**

- *A Dios por cada regalo de gracia que inmerecidamente he recibido.*
  
- *A mi esposa Ingrid y mi familia por apoyarme aun cuando mis ánimos decaían.*
  
- *A mis directores de tesis Dr. Bruno Domenech y Dra. Laia Ferrer, por todo el apoyo brindado, el tiempo otorgado para compartir sus conocimientos, el esfuerzo, la paciencia, el aporte que tuvieron para la culminación de la tesis, y a quienes también debo el recibimiento siempre cálido para realizar el doctorado en la Universidad Politécnica de Cataluña.*
  
- *Al Dr. Joel Moreira y Dr. Neín Farrera, por todas las atenciones recibidas, su aportación a la tesis y facilitar las visitas a las comunidades del proyecto RECOMSOL.*
  
- *Al Dr. Javier Domínguez, Dr. Matteo Ranaboldo y Dr. Roger Castillo Palomera, por facilitar información valiosa para el desarrollo de la tesis.*
  
- *Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y al Instituto de Ciencia, Tecnología e Innovación del Estado de Chiapas (ICTI), por la beca otorgada para la realización del doctorado (Beca: 391555).*
  
- *Al Ministerio de Ciencia e Innovación de España, proyecto ENE2015-67253 y RTI2018-097962-B-I00, y al Centro de Cooperación para el Desarrollo de la Universitat Politècnica de Catalunya (CCD), proyectos CCD15-0026, CCD16-U015, CCD17-U012 y CCD18-U011, por el financiamiento otorgado para la realización de esta tesis.*
  
- *Al rector de la Universidad Autónoma de Chiapas (UNACH), Dr. Carlos F. Natarén Nandayapa, y al secretario general del Sindicato de Trabajadores Administrativos de la Universidad Autónoma de Chiapas (STAUNACH), C.P. Pedro Jiménez Pérez, por el otorgamiento de la beca de tiempo y costo para la culminación de la tesis.*



## **RESUMEN**

El acceso a la energía permite mejorar la calidad de vida de las personas, específicamente en la alimentación, la educación y la salud. Actualmente, el 10% de la población mundial no tiene electricidad. El 85% de esta población, se concentra principalmente en zonas rurales de países en vías de desarrollo. Para aumentar el acceso a la electricidad, se puede extender la red interconectada nacional o, también, implementar sistemas aislados. En concreto, los sistemas basados en el uso de energías renovables son una opción adecuada para las comunidades más remotas, ya que disminuyen la dependencia de recursos externos y combustibles fósiles.

La planificación de la electrificación rural consiste en definir las estrategias a utilizar para satisfacer las necesidades energéticas de la población sin electricidad, en cuanto al diseño de proyectos, priorizar y ordenar su ejecución en el tiempo. En muchos países se han implementado diferentes planes de electrificación rural a escala regional y local, pero no siempre han resultado exitosos debido principalmente a la estandarización en el diseño de los sistemas, en vez del análisis detallado de los requerimientos específicos de cada población.

En este contexto, esta tesis doctoral tiene el objetivo de analizar planes de electrificación rural y desarrollar una propuesta de planificación a escala regional, que considere las particularidades de cada comunidad, en el diseño de proyectos y en su priorización. En una región de un país en desarrollo con varias comunidades sin electricidad, esta propuesta sería la guía para los promotores de la electrificación en todo el proceso de toma de decisiones para seleccionar el sistema de electrificación más adecuado a implementar en cada comunidad y priorizando las comunidades a electrificar, considerando aspectos técnicos y sociales.

Para definir la propuesta de planificación adecuada, es necesario considerar los aspectos clave que condicionan y/o garantizan la sostenibilidad de los proyectos. Así, este trabajo realiza una evaluación de diferentes planes de proyectos de electrificación rural que ya han sido implementados, con el propósito de identificar y extraer las lecciones aprendidas y, así, considerarlas en la implementación de futuros planes.

A partir de los resultados de la evaluación, se define la propuesta de planificación, que consta de 3 etapas. En la etapa 1, se realizan las evaluaciones iniciales para recopilar la información (socioeconómica, energética y técnica) a escala regional. En la etapa 2, se procede con una definición de proyectos, donde se comparan distintas tecnologías de electrificación para cada comunidad. Por último, en la etapa 3, se realiza la priorización de proyectos, donde se busca un orden jerarquizado de comunidades por dónde empezar la implementación, considerando criterios técnicos y sociales.

La propuesta de planificación se valida mediante su aplicación a un caso de estudio real, denominado *Red de comunidades solares de Chiapas (RECOMSOL)*, que cubre a 8 comunidades rurales de Chiapas (México) y que está impulsado por la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas (UNICACH). Así, se demuestra que la propuesta de planificación es adecuada para implementar planes de electrificación rural a escala regional y local en países en desarrollo, ya que permite guiar e interactuar a los promotores en todo el proceso de decisión de forma clara y sistematizada, obteniendo resultados validados por los propios promotores de los sistemas.

## **ABSTRACT**

Energy access allows to improve population life quality, specifically in terms of food, education and health. Currently, 10% of the world population does not have electricity. 85% of this population is mainly concentrated in rural areas of developing countries. In order to increase electricity access, the national interconnected grid can be extended or, also, isolated systems can be implemented. In particular, systems based on the use of renewable energies are an appropriate option for the most remote communities, since they reduce dependencies on external resources and fossil fuels.

Rural electrification planning consists in defining the strategies to be used to satisfy the energy needs of the population without electricity, regarding the design of projects, prioritizing and ordering their execution in time. In many countries, different rural electrification plans have been implemented at a regional and local scale, but they have not always been successful mainly because of the standardization in the design of systems, instead of the detailed analysis of the specific requirements of each population.

In this context, this doctoral thesis aims to analyse rural electrification plans and develop a planning proposal at regional scale, which considers the particularities of each community, in the design of projects and their prioritization. In a region of a developing country with several communities without electricity, this proposal would be the guide for electrification promoters throughout the whole decision-making process to select the most appropriate electrification system to be implemented in each community and prioritizing the communities to be electrified, considering technical and social aspects.

For the definition of an appropriate planning proposal, it is necessary to consider the key aspects that condition and/or guarantee the sustainability of projects. Hence, this work carries out an evaluation of different rural electrification project plans that have already been implemented, in order to identify and extract the lessons learned and, thus, consider them in the implementation of future plans.

Based on the results of the evaluation, the planning proposal is defined, which consists in 3 stages. In stage 1, the initial evaluations are carried out to compile the information (socioeconomic, energy and technical) at regional scale. In stage 2, a definition of projects is performed, where different electrification technologies are compared for each community. Finally, in stage 3, the prioritization of projects is realized, where a hierarchical order of communities is sought from where to start the implementation, considering technical and social criteria.

The planning proposal is validated through its application to a real case study, called the *Solar communities network* (RECOMSOL), which covers 8 rural communities in Chiapas (Mexico) and is promoted by the Chiapas University of Sciences and Arts (UNICACH). Thus, the proposal is demonstrated adequate to implement rural electrification plans at a regional and local scale in developing countries, since it allows the promoters to guide and interact throughout the whole decision process in a clear and systematized way, obtaining results validated by the promoters of the systems.

# ÍNDICE GENERAL

<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>I</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>III</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>IV</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN .....	1
1.1.1. <i>El acceso a la electricidad a nivel mundial</i> .....	1
1.1.2. <i>La extensión de la electricidad a zonas rurales</i> .....	2
1.1.3. <i>La planificación de la electrificación rural</i> .....	4
1.1.4. <i>Caso de estudio</i> .....	5
1.2. OBJETIVOS .....	7
1.3. CONTENIDO .....	9
<b>2. ESTADO DEL ARTE .....</b>	<b>11</b>
2.1. TECNOLOGÍAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL .....	11
2.2. EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE ELECTRIFICACIÓN .....	16
2.2.1. <i>Dimensión técnica</i> .....	17
2.2.2. <i>Dimensión económica</i> .....	19
2.2.3. <i>Dimensión social</i> .....	21
2.2.4. <i>Dimensión institucional</i> .....	23
2.2.5. <i>Multidimensional</i> .....	25
2.3. DISEÑO DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL .....	27
2.3.1. <i>Modelos de optimización de proyectos</i> .....	27
2.3.2. <i>Herramientas de diseño de proyectos de electrificación</i> .....	29
2.3.3. <i>Diseño de proyectos mediante análisis multicriterio</i> .....	32
2.4. DISEÑO DE PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL .....	34
2.4.1. <i>Modelos de optimización de planes de electrificación</i> .....	34
2.4.2. <i>Herramientas de planificación de la electrificación</i> .....	40
2.4.3. <i>Diseño de planes mediante análisis multicriterio</i> .....	43
2.5. CONCLUSIONES DEL ESTADO DEL ARTE .....	44
<b>3. METODOLOGÍA .....</b>	<b>47</b>
3.1. EVALUACIÓN DE PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL .....	48
3.2. EVALUACIÓN REGIONAL .....	50
3.3. DISEÑO DE PROYECTOS .....	51
3.4. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS .....	52
3.5. VALIDACIÓN .....	54
<b>4. EVALUACIÓN DE PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL .....</b>	<b>55</b>
4.1. PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL .....	55
4.1.1. <i>Plan 1: red eléctrica nacional</i> .....	57
4.1.2. <i>Plan 2: sistemas fotovoltaicos individuales</i> .....	57
4.1.3. <i>Plan 3: microrredes eólicas y/o fotovoltaicas</i> .....	58
4.2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL .....	60
4.2.1. <i>Análisis a escala regional</i> .....	60
4.2.2. <i>Diseño técnico</i> .....	61
4.2.3. <i>Modelo de gestión</i> .....	63
4.3. EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LOS PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL .....	64
4.3.1. <i>Análisis regional</i> .....	66
4.3.2. <i>Diseño técnico</i> .....	67
4.3.3. <i>Modelo de gestión</i> .....	69
<b>5. EVALUACIÓN REGIONAL .....</b>	<b>71</b>

5.1.	EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA .....	71
5.1.1.	<i>Aspectos de la comunidad</i> .....	71
5.1.2.	<i>Aspectos de la población</i> .....	73
5.2.	EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS .....	74
5.2.1.	<i>Evaluación del recurso solar</i> .....	75
5.2.2.	<i>Evaluación del recurso eólico</i> .....	76
5.2.3.	<i>Evaluación de la generación con diésel</i> .....	77
5.2.4.	<i>Evaluación de la extensión de la red</i> .....	77
5.3.	EVALUACIÓN TECNOLÓGICA .....	78
<b>6.</b>	<b>DISEÑO DE PROYECTOS .....</b>	<b>80</b>
6.1.	EL MODELO INTIGIS .....	80
6.1.1.	<i>Desarrollo</i> .....	80
6.1.2.	<i>Aplicación</i> .....	83
6.2.	DISEÑO TÉCNICO .....	84
6.2.1.	<i>Dimensionado</i> .....	85
6.2.4.	<i>Cálculo de costes</i> .....	88
6.3.	DATOS DE ENTRADA .....	89
6.3.1.	<i>Recursos energéticos</i> .....	90
6.3.2.	<i>Datos socioeconómicos</i> .....	92
6.3.3.	<i>Datos tecnológicos</i> .....	95
6.4.	RESULTADOS .....	97
6.4.1.	<i>Demanda</i> .....	98
6.4.2.	<i>Costes</i> .....	98
6.4.3.	<i>Análisis de sensibilidad</i> .....	100
<b>7.</b>	<b>PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS .....</b>	<b>101</b>
7.1.	DEFINICIÓN DE CRITERIOS .....	101
7.1.1.	<i>Criterios técnicos</i> .....	103
7.1.2.	<i>Criterios sociales</i> .....	104
7.2.	PONDERACIÓN DE CRITERIOS .....	105
7.2.1.	<i>Proceso de Análisis Jerárquico</i> .....	105
7.2.2.	<i>Matriz de comparación por pares</i> .....	107
7.2.3.	<i>Análisis de la consistencia</i> .....	109
7.3.	EVALUACIÓN DE PROYECTOS .....	110
7.3.1.	<i>Programación Compromiso</i> .....	111
7.3.2.	<i>Clasificación de proyectos</i> .....	114
<b>8.</b>	<b>VALIDACIÓN. CASO DE ESTUDIO “RECOMSOL” .....</b>	<b>116</b>
8.1.	EVALUACIÓN REGIONAL .....	116
8.1.1.	<i>Datos socioeconómicos</i> .....	116
8.1.2.	<i>Recursos energéticos</i> .....	121
8.1.3.	<i>Datos tecnológicos</i> .....	122
8.2.	DISEÑO TÉCNICO .....	124
8.2.1.	<i>Cálculo del coste</i> .....	124
8.2.2.	<i>Análisis de sensibilidad</i> .....	127
8.3.	PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS .....	132
8.3.1.	<i>Ponderación de los criterios</i> .....	132
8.3.2.	<i>Evaluación de proyectos</i> .....	135
8.3.3.	<i>Análisis de sensibilidad</i> .....	137
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>139</b>
<b>10.</b>	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>142</b>

## **1. INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se introduce el estudio de esta tesis doctoral (apartado 1.1), se concretan los objetivos del trabajo (apartado 1.2), y se resumen el contenido y la estructura del documento (apartado 1.3).

### **1.1. CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN**

En este apartado se presenta el contexto y la justificación de este trabajo. En primer lugar, se analiza el acceso a la electricidad a nivel mundial (subapartado 1.1.1) y se presentan las opciones para la extensión de la electrificación rural (subapartado 1.1.2). A continuación, se describen los planes de electrificación rural (subapartado 1.1.3) y el caso de estudio en que se aplicará esta tesis (subapartado 1.1.4).

#### **1.1.1. El acceso a la electricidad a nivel mundial**

La energía es uno de los aspectos clave en temas económicos, ambientales y de desarrollo que enfrenta el mundo. En este sentido, la eficiencia energética y la utilización de energías renovables pueden reducir el alto consumo de combustibles fósiles (Tang & Liao, 2014; Wang et al., 2021). Actualmente, casi el 87% de la energía consumida a nivel global se deriva de los combustibles fósiles, los cuales emiten gases de efecto invernadero, incluyendo dióxido de carbono, que son los responsables del calentamiento global (Bhattacharyya & Palit, 2021; Stern, 2008).

El Banco Mundial define como el principal desafío mundial en el sector energético, la necesidad de producir más energía a precios asequibles, para que todas las personas puedan disponer de ella y satisfacer sus necesidades. En la misma línea, el Grupo Asesor sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas (AGECC), define el acceso a la energía como el acceso de la población a unos servicios energéticos limpios, confiables y accesibles, para la cocción de alimentos, la calefacción de viviendas, el alumbrado particular y público, y los usos productivos (AGECC, 2010). En concreto, el grupo argumenta que proporcionar estos servicios es una condición necesaria para alcanzar en 2030 el séptimo Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo [PNUD], 2019)).

A pesar de su importancia, todavía hoy en todo el mundo 3000 millones de personas (40% de la población mundial) carecen de acceso a la energía y dependen de combustibles tradicionales (leña, estiércol, etc.) para la cocción y la calefacción (Ritchie & Roser, 2019). En particular, 789 millones de personas viven sin electricidad (IEA et al., 2020). Más del 95% de estas personas vive en países en desarrollo, el 85% de las cuales en zonas rurales. Esto incluye a 635 millones de personas en África, 637 millones en Asia y 30 millones en América Latina (World Energy Outlook [WEO], 2016).

En septiembre de 2011, el Secretario General de la ONU, Ban Ki-Moon, lanzó la iniciativa “Energía Sostenible para Todos, SE4ALL”, con el objetivo de promover el acceso universal a la electricidad en 2030. Hoy en día, más de 100 países se encuentran trabajando en este programa (Njoh, 2021). En efecto, en los últimos años se han demostrado los vínculos entre

la mejora de las condiciones de vida de las comunidades rurales, el desarrollo socioeconómico sostenible y el acceso a servicios de energía adecuados, electricidad particularmente. En este sentido, como se observa en la Figura 1.1, existe una clara relación entre el Índice de Desarrollo Humano (IDH) y el consumo de electricidad per cápita (Acheampong et al., 2021; Martínez & Ebenhack, 2008). Para los países más desfavorecidos, pequeños incrementos en el consumo eléctrico por habitante, conllevan aumentos significativos en el IDH, particularmente en las primeras etapas del desarrollo, lo que se traduce como una notable mejora en la calidad de la educación, la sanidad y la economía (Acheampong et al., 2021).

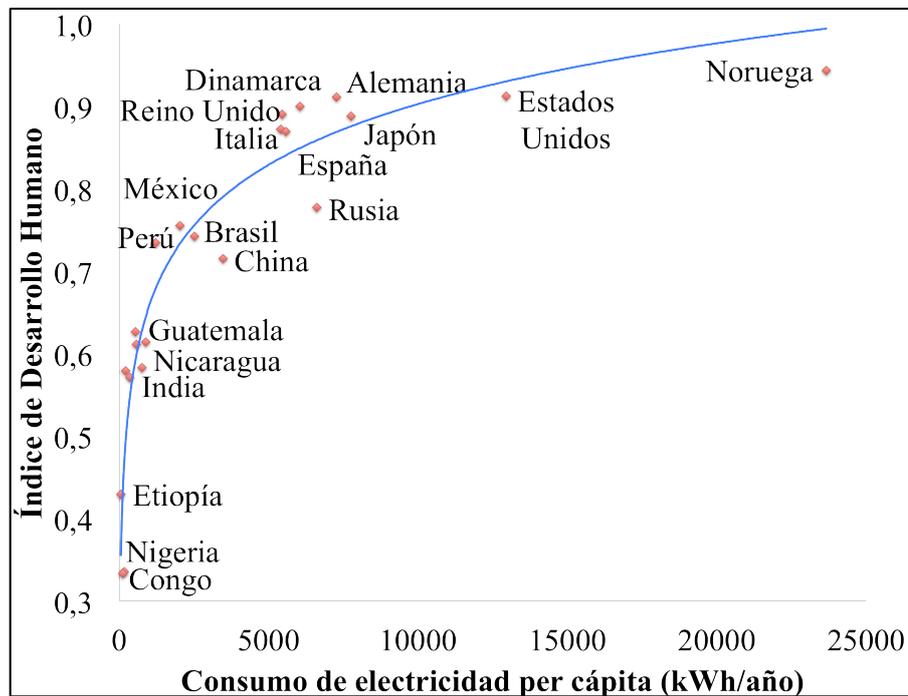


Figura 1.1. Relación entre el IDH y el consumo de electricidad per cápita (IEA, 2015)

Por todo ello, resulta necesario implementar acciones que permitan llevar la electricidad a las regiones más empobrecidas. Así, se mejora la calidad de vida de las personas, al adquirir un mayor grado de autosuficiencia económica, asignando más tiempo para incrementar los ingresos por actividades productivas y mejorando sus estándares de vida (Barron & Torero, 2014; Ngowi et al., 2019). Esto beneficia especialmente a los/as niños/as y las mujeres, elevando los resultados educativos, los ingresos familiares, los niveles de higiene y los servicios básicos, además de acelerar el desarrollo rural y frenar las migraciones (Fisher-Vanden et al., 2015; Fried & Lagakos, 2021). Por ello, es importante acelerar el acceso a la electricidad en zonas rurales mediante estrategias y programas que aborden eficazmente la problemática, estudiando las características geográficas, de infraestructura y socioeconómicas de cada país o región.

### 1.1.2 La extensión de la electricidad a zonas rurales

Teniendo en cuenta la problemática descrita, y como resultado de la crisis energética de la década de los 1970's y 2000's (debido al alza del precio del combustible), se ha realizado un intenso esfuerzo para acelerar el acceso a la electricidad en los países en desarrollo, como uno

de los principales objetivos de la mayoría de gobiernos. Para ello, se ha utilizado frecuentemente la extensión del interconectado nacional. Sin embargo, la gran mayoría de comunidades sin electricidad hoy en día se encuentran en zonas rurales aisladas, dispersas, de difícil acceso, mayoritariamente desorganizadas y con altas condiciones de pobreza. Todo ello representa un gran desafío, ya que el poder político y económico se concentra en las ciudades. En concreto, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) estima que solo el 30% de las comunidades rurales pueden ser electrificadas con el interconectado, mientras que para el 70% restante son necesarios sistemas autónomos (IEA et al., 2020).

Al implementar este tipo de estrategias descentralizadas se requiere, entre otras cosas, de mecanismos que aborden eficazmente los problemas técnicos y sociales de cada región, promoviendo el uso de las energías renovables de bajo coste (Acheampong et al., 2021). Debido a esto, en distintas regiones del mundo se han impulsado planes de electrificación en zonas rurales de países en desarrollo, promoviendo el uso de las energías renovables como la eólica, la solar y sus combinaciones en sistemas híbridos. Estas tecnologías han demostrado su pertinencia como opciones de producción de electricidad en comparación con los combustibles fósiles; ayudando a reducir el impacto ambiental, mejorando los servicios de salud, e impulsando beneficios derivados como la mejora de las oportunidades en educación, la creación de empleo, el desarrollo socioeconómico rural y la igualdad de género (Kusakana & Vermaak, 2013; Namaganda-Kiyimba & Mutale, 2020).

Estudios sobre diferentes planes y proyectos de electrificación en África, Asia y América Latina, han mostrado una limitada sostenibilidad en el tiempo de un número significativo de proyectos (Bhandari et al., 2020; Nieuwenhout et al., 2001). Los fracasos en los planes de electrificación rural son principalmente atribuidos a la falta de recursos y/o a los limitados conocimientos técnicos, económicos y sociales de las entidades promotoras, así como la falta de inclusión de políticas estructurales en los gobiernos nacionales y municipales (Adebayo et al., 2013), la incorrecta implementación de los sistemas, y la falta de seguimiento de los proyectos (Barnes & Foley, 2004). En consecuencia, los usuarios beneficiados por estos planes se sienten insatisfechos con los sistemas de electrificación y los abandonan, retornando a un suministro energético tradicional (velas, queroseno, pilas, etc.), pese a su mayor coste. En comparación con los sistemas eléctricos, la energía generada por lámparas de queroseno cuesta 70 veces más, las velas 150 veces más y las pilas entre 10 y 30 veces más (IEA, 2015).

Otros problemas comunes son las limitaciones en la toma de decisiones para definir la solución en la elección de la tecnología por parte de los promotores de la electrificación, que es una decisión compleja. Por eso, los promotores de la electrificación han tendido a replicar planes estandarizados en cada comunidad, sin estudiar detalladamente las necesidades reales de la población y las peculiaridades de cada zona. Así, diferentes tecnologías utilizadas en lugares con distintos recursos energéticos no producen la misma energía, provocando desde interrupciones en el suministro hasta sobrecargas que pueden causar problemas entre los usuarios y los equipos (Azimoh et al., 2017; Domenech et al., 2015a). En este sentido, la toma de decisiones debe estar bien sustentada, considerando y respetando el entorno y las peculiaridades de la comunidad (López-González et al., 2019). En concreto, es necesario que

las estrategias desarrolladas de planificación de la electrificación rural definen la mejor tecnología a implementar en cada zona, en función de los requerimientos socioeconómicos de la población, así como de los recursos energéticos disponibles en cada zona.

Los encargados de llevar la electricidad hasta las regiones rurales son los promotores de la electrificación, quienes suelen ser gobiernos regionales y locales u Organizaciones No Gubernamentales (ONG). Estas instituciones son las responsables de ejecutar los planes de electrificación y de definir la forma en que se debe cubrir la demanda de electricidad para todas las personas que integran la comunidad. Para garantizar el diseño adecuado de los planes, es necesaria la utilización de herramientas de ayuda a la toma de decisiones que faciliten el trabajo de estas entidades.

### **1.1.3. La planificación de la electrificación rural**

En los últimos años, se ha optado por la investigación en materia de planificación de la electrificación rural, definida como: “estudiar metódicamente cómo obtener los recursos energéticos que se utilizarán en el futuro” (Khodayar, 2017). El objetivo es “el uso eficiente de los recursos disponibles para abastecer la demanda de electricidad a mínimo coste, sin comprometer los recursos que necesitarán las próximas generaciones ni el medio ambiente” (Rey, 2005). En concreto, Amador (2000) afirma que la ejecución de planes de electrificación rural debe perseguir que las comunidades accedan a la energía eléctrica en condiciones de igualdad con los usuarios urbanos.

El proceso de planificación abarca un proceso amplio a escala regional, definida como un espacio geográfico amplio (de una o varias comunidades) que posee características particulares. Así, se realiza un análisis de la zona, identificando los requerimientos eléctricos, las potencialidades energéticas, las características socioeconómicas y las características tecnológicas con las que cuentan las comunidades de estudio. Con esto, para el conjunto de comunidades estudiadas, se definen distintas opciones tecnológicas de electrificación rural factibles, en función del coste de cada tecnología en cada comunidad. De este modo, se eligen aquellas tecnologías que presenten una mayor viabilidad económica, considerando también aspectos ambientales y sociales. Considerar aspectos ambientales permite a los beneficiarios un apego humano al lugar y al paisaje (Nkumbe, 2019). Por su parte, considerar aspectos sociales permite integrar a la población local en todo el proceso del proyecto, y en consecuencia la apropiación de los sistemas (Barron & Torero, 2014; Fisher-Vanden et al., 2015). Entre las limitaciones técnicas y económicas, cabe resaltar el uso limitado de herramientas adecuadas para obtener un diagnóstico y una evaluación de alternativas tecnológicas para su selección en cada comunidad (Torres Pérez et al., 2021).

En efecto, la planificación de la electrificación rural es un proceso complejo que requiere contemplar una gran cantidad de aspectos simultáneamente para asegurar que las soluciones se adapten a la realidad de cada zona y su población, asegurando así su perdurabilidad y sostenibilidad en el tiempo. Por lo tanto, es necesario que se aumente el acceso a la energía en zonas rurales, pero mediante una planificación de la electrificación rural que diseñe y ordene la implementación de proyectos de manera estructurada que favorezca la sostenibilidad de los

proyectos a medio y largo plazo. A pesar de todo el esfuerzo y la complejidad que conlleva la planificación y el desarrollo de los proyectos de electrificación rural, no existe una guía metodológica clara y organizada que esté orientada a definir una secuencia de pasos y procedimientos estandarizados que permitan, de forma sencilla, la valoración de las distintas opciones tecnológicas (López-González et al., 2019; Rodríguez & Sarmiento, 2010).

En este contexto, esta tesis doctoral surge de la necesidad de implementar una propuesta de planificación de la electrificación rural, que asista a los promotores de los planes de electrificación en todo el proceso de decisión, desde la evaluación inicial hasta la implementación del plan. Con este trabajo, se pretende mejorar la sostenibilidad y la eficacia de los procesos de electrificación rural realizados en zonas remotas de países en desarrollo.

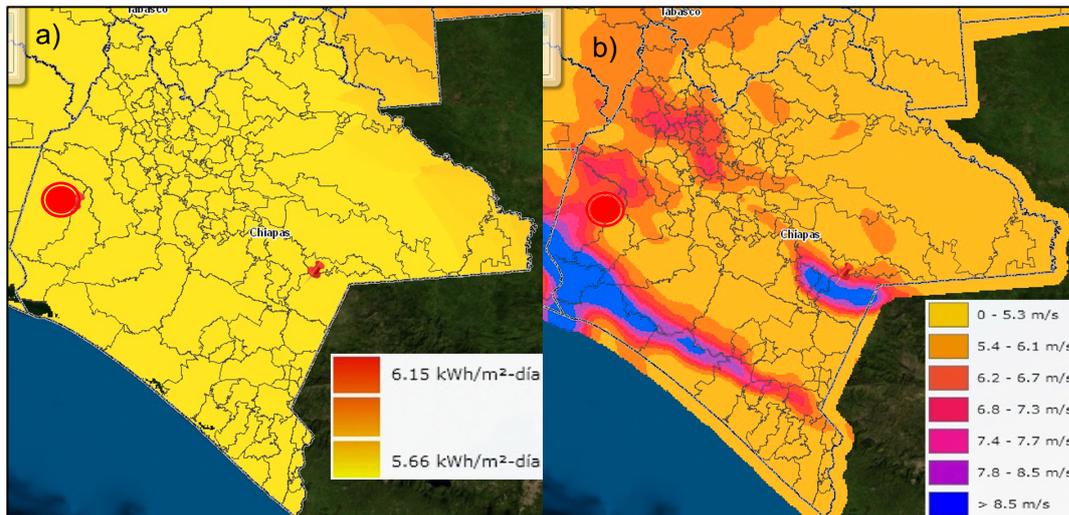
#### **1.1.4. Caso de estudio**

El desarrollo de esta tesis se valida mediante su aplicación a un caso de estudio en Chiapas, México (Figura 1.3). En este país, a pesar de que la cobertura eléctrica es relativamente elevada, más del 7 % de las viviendas localizadas en los estados del sur, no tiene electricidad. Actualmente, y según cifras del Instituto Nacional de Estadística y Geografía de México, hay unas 500.000 viviendas sin electricidad, repartidas en alrededor de 40.000 localidades, la mayoría con menos de 80 habitantes y sin servicios básicos como agua potable, asistencia médica, servicios educativos, etc. (INEGI, 2020b). El estado con el IDH más bajo es Chiapas (PNUD, 2019). Este estado está localizado al sur del país y se divide en 124 municipios, con una población de 5.543.828 habitantes, de los cuáles el 49% se distribuye en comunidades urbanas y el 51% en comunidades rurales. Es el séptimo estado más poblado del país. Existen aproximadamente 10.000 comunidades dispersas, de las cuales un 60% aproximadamente carecen de energía eléctrica, lo que supone alrededor de 40.000 viviendas (INEGI, 2020b).

En cuanto a fuentes de generación, en 2019, México tiene una capacidad instalada de alrededor de 80.000 MW (Secretaría de Energía [SENER], 2020): 68,6% en combustibles fósiles, 2,0% en energía nuclear y un 29,4% en energías renovables (hidroeléctrica 15,8%, eólica 7,5%, fotovoltaica 4,4%, geotérmica 1,2%, y biogás y biomasa 0,5%). Sin embargo, el país tiene un potencial muy significativo en algunos recursos renovables. En particular, Chiapas cuenta con un buen potencial en recursos energéticos, tanto de energía solar como de energía eólica; siendo un lugar adecuado para el desarrollo de proyectos basados en energías renovables (Figura 1.2). Según SIGER<sup>1</sup>, (Herramienta de simulación y procesamiento de datos y de Sistemas de Información Geográfica, (IIE, 2016)) la radiación solar media diaria es de aproximadamente de 5,66 kWh/m<sup>2</sup>. Hasta el momento, se han instalado en Chiapas cerca de 42 kW de capacidad con paneles solares en proyectos aplicados a comunidades aisladas. En cuanto al recurso eólico, Chiapas cuenta con el potencial adecuado para desarrollar proyectos eólicos. Los lugares con mayor potencial se encuentran en los municipios de Arriaga y Cintalapa, aprovechando el potencial remanente del Istmo de Tehuantepec. En ambos casos, se alcanzan velocidades del viento de hasta 8,5 m/s, a una altura de 50 m.

---

<sup>1</sup> Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México. Instituto de Investigaciones Eléctricas.



**Figura 1.2. Radiación global media anual (a). Velocidad media del viento (b) de Chiapas**

En los últimos años se han implementado varios proyectos enfocados al desarrollo de las comunidades aisladas en Chiapas y, en concreto, proyectos de electrificación rural con energías renovables. Uno de los municipios en los que se han llevado a cabo diferentes proyectos de electrificación rural es Cintalapa, ubicado al suroeste de Chiapas, con coordenadas geográficas de 16° 39' N y 93° 44' W con una altitud de 540 m.s.n.m. Cintalapa tiene extensión territorial de 2.404,4 km<sup>2</sup>, alrededor del 3,3% de toda la superficie de Chiapas. Además, ocupa el 16° lugar de todo el estado con más viviendas sin servicio de energía eléctrica (INEGI, 2020b). Según estadísticas del INEGI en el 2020, el municipio de Cintalapa tiene una población total de 88.106 habitantes, de los cuales, poco más del 2,5% no cuentan con energía eléctrica. Cuenta con 89 comunidades sin electrificar, de un total de 604. Por lo tanto, son más de 2.000 personas quienes habitan en zonas no electrificadas, que además en su mayoría viven en comunidades con una vivienda donde habitan entre 1 y 5 personas. En consecuencia, en los últimos años se han realizado diferentes proyectos de electrificación rural, que permiten el desarrollo de las comunidades aisladas.

En el 2013, surge el programa *Red de comunidades solares de Chiapas (RECOMSOL)*, implementado por la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas, con el objetivo de electrificar 8 comunidades rurales del municipio de Cintalapa, con 481 habitantes, cuya distribución se muestra en la Figura 1.3 (d): La Magdalena, La Mora, El Progreso, Mariano Pérez, Nueva Esperanza, Nuevo Amanecer Tenejapa, El Tuzal y Villa del Río. El plan pretende contribuir al desarrollo de las comunidades aprovechando recursos energéticos locales, e incluye: electrificación de viviendas, bombeo de agua potable, iluminación de exteriores, electrificación de escuelas y otros puntos de interés, etc. El plan surge de numerosas peticiones realizadas por el consejo comunal de varias comunidades para extender la red eléctrica en la región.

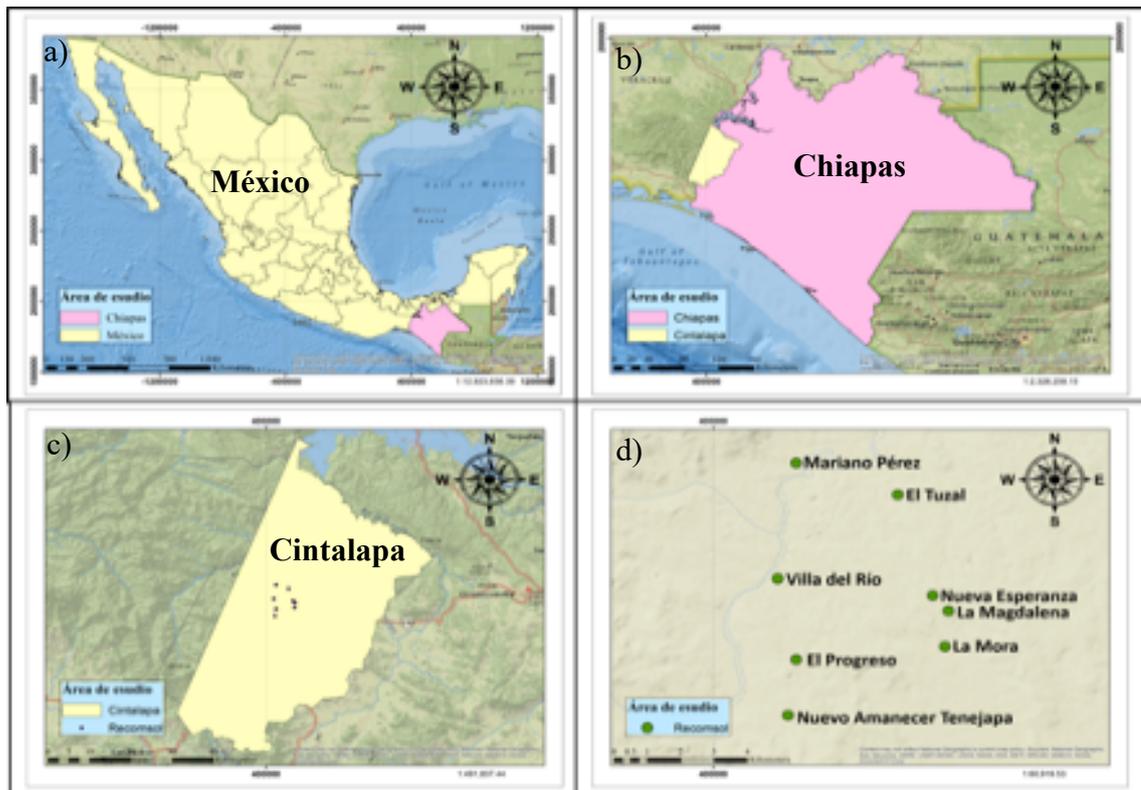


Figura 1.3. Mapa de México (a), Chiapas (b), Cintalapa (c) y las comunidades de estudio (d)

Debido a los altos costes del interconectado para las comunidades más alejadas de la línea de media tensión, el gobierno regional ha encargado la intervención de la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas (UNICACH) para el desarrollo de proyectos autónomos. En lo que respecta al mantenimiento de los sistemas, en una primera fase, se encargarían los técnicos de UNICACH y, en una segunda fase, se espera que se encarguen los propios beneficiarios, tras recibir una formación adecuada y contando con visitas ocasionales de técnicos contratados por el gobierno para reparaciones de gran envergadura.

## 1.2. OBJETIVOS

El objetivo general de esta tesis doctoral es evaluar planes de electrificación rural y desarrollar una propuesta de planificación en comunidades rurales, que guíe en todo el proceso de toma de decisiones a los promotores de la electrificación rural. La propuesta desarrollada considera los aspectos socioeconómicos, energéticos y tecnológicos de la región de estudio para definir, a escala regional, un conjunto de soluciones tecnológicas factibles (extensión de la red eléctrica, generador diésel, eólico y solar) en cada comunidad en función de su coste, priorizando aquellas comunidades por las que se debe iniciar la electrificación.

Para su validación, la propuesta se aplica al programa *Red de comunidades solares de Chiapas* (RECOMSOL), en Chiapas (México), con el soporte de la institución promotora del plan, UNICACH. Así, se propone la mejor solución tecnológica y la priorización de las 8 comunidades rurales de estudio, demostrando que la propuesta de planificación permite guiar e interactuar a los promotores en todo el proceso de decisión de forma clara y sistematizada.

A continuación, se presentan los objetivos específicos y las preguntas de investigación de la tesis doctoral, necesarias para alcanzar los objetivos propuestos (Tabla 1.1). En cada caso, se indica el capítulo donde se aborda.

**Tabla 1.1. Objetivos Específicos y Preguntas de Investigación**

<b>Objetivos específicos y preguntas de investigación</b>	<b>Capítulo</b>
<i>Objetivo 1:</i> Evaluar planes de proyectos de electrificación rural.	3
<i>Pregunta 1:</i> ¿Qué aspectos y características deben de considerarse para realizar el proceso de evaluación de planes de proyectos de electrificación rural?	3
<i>Objetivo 2:</i> Definir una propuesta para la planificación de la electrificación rural.	4
<i>Pregunta 2.1:</i> ¿Qué aspectos y características deben de considerarse y cómo se debe obtener la información para realizar una planificación de la electrificación rural?	5
<i>Pregunta 2.2:</i> ¿Cómo se obtiene la mejor alternativa tecnológica de electrificación rural a escala regional, con base al mínimo coste?	6
<i>Pregunta 2.3:</i> ¿Cómo se deben y priorizar los proyectos de electrificación en comunidades rurales?	7
<i>Objetivo 3:</i> Validar la propuesta de planificación rural en un caso de estudio real.	8
<i>Pregunta 3:</i> ¿Cómo funciona y qué resultados se obtienen en la planificación de un caso de estudio real, utilizando la propuesta de planificación desarrollada?	8

A continuación, se muestran los avances de la investigación ya publicados en artículos de revistas científicas:

Autores/as: Gómez-Hernández, D.; López-González, A.; Domenech, B.; Ferrer-Martí, L.; Moreira, J.; Farrera, N.

Título: Comparative evaluation of rural electrification project plans: A case study in Mexico.

Revista: Energy Policy (2019), 129, 23-33

Índice de impacto (SCI/SSCI): JCR-Science Edition, 4.880

Cuartil y área (SCI/SSCI): **Q1** Environmental Sciences (46/241)

ISSN: 0301-4215

Autores/as: López-González, A.; Domenech, B.; Gómez-Hernández, D.; Ferrer-Martí, L.

Título: Renewable microgrid projects for autonomous small-scale electrification in Andean countries

Revista: Renewable and Sustainable Energy Reviews (2017), 79, 1255-1265

Índice de impacto (SCI/SSCI): JCR-Science Edition, 9.184

Cuartil y área (SCI/SSCI): **Q1** Green & Sustainable Science & Technology (1/33)

ISSN: 1364-0321

Autores/as: Gómez-Hernández, D.; Domenech, B.; Ferrer-Martí, L.

Título: Evaluación de alternativas de la electrificación rural, un análisis de competitividad tecnológica para Chiapas

Revista: Staobil lekilal ta lekil abtel. Administración para el Desarrollo (2017), 12, 21–37

ISSN: 2007-2910

### 1.3. CONTENIDO

En este apartado se describe la estructura y el contenido de cada capítulo de este documento:

- En el *capítulo 1*, se especifica el contexto del problema de planificación de la electrificación rural mediante energías renovables para comunidades aisladas. Asimismo, se definen los objetivos generales y específicos de este trabajo.
- En el *capítulo 2*, se detalla el estado del arte y se revisa la literatura científica entorno a: las tecnologías de electrificación rural existentes, evaluaciones de sistemas de electrificación rural y herramientas de diseño de proyectos a escala local y planes regionales de electrificación rural. Con todo, se concluye justificando la necesidad del desarrollo de esta tesis doctoral.
- En el *capítulo 3*, se presenta la metodología utilizada para el desarrollo de la tesis doctoral y se resumen las contribuciones principales. La tesis se desarrolla en 5 pasos. En primer lugar, se evalúan planes de proyectos de electrificación rural. A partir de los resultados de la evaluación, se desarrolla la propuesta de planificación en 3 etapas: la recopilación y evaluación de la información regional, la definición de proyectos y su priorización. Finalmente, se valida la propuesta mediante su aplicación a un caso de estudio de Chiapas. Cada uno de los pasos se detalla en los siguientes capítulos.
- En el *capítulo 4*, se analizan y comparan diferentes estrategias de planificación de la electrificación rural. Para ello, se desarrolla una metodología de evaluación multicriterio, que permite identificar las fortalezas y limitaciones de cada plan en términos de estrategias a escala regional, escala local y modelo de gestión.
- En el *capítulo 5*, se propone cómo llevar a cabo un análisis de la región de la zona donde implementar el plan de electrificación. En concreto, se definen las características que se deben de considerar, así como la información a recopilar y los mecanismos que facilitan esta tarea.
- En el *capítulo 6*, se detalla la definición de proyectos a escala regional. Para ello, se utiliza como base la herramienta IntiGIS, basada en Sistemas de Información Geográfica, que permite comparar el coste de diferentes tecnologías de electrificación, teniendo en cuenta las características principales de cada comunidad, y obtener la(s) mejor(es) tecnología(s).
- En el *capítulo 7*, se describe la priorización de proyectos. Para ello, se define un conjunto de criterios, que se ponderan utilizando la herramienta AHP (Proceso Analítico Jerárquico), y luego se evalúan los distintos proyectos de cada comunidad con la Programación Compromiso (PC).

- En el *capítulo 8*, se presenta el caso de estudio y la validación de la propuesta de planificación desarrollada en esta tesis doctoral. En concreto, se elabora la planificación de la electrificación de las 8 comunidades rurales del programa RECOMSOL (Chiapas, México). Los resultados son validados por los promotores del plan.
- En el *capítulo 9*, se presentan las conclusiones y aportaciones principales de esta investigación, además de las posibles líneas de trabajo futuras.
- Finalmente, en el *capítulo 10*, se listan las referencias consultadas en todo el proceso de elaboración de esta tesis doctoral.

## 2. ESTADO DEL ARTE

A continuación, se analiza el estado del arte publicado en la literatura especializada sobre planificación de la electrificación rural en países en desarrollo. El análisis del estado del arte se basa en los artículos publicados en los últimos años, pero también incluye artículos menos recientes para poder observar la evolución de la investigación.

Este capítulo se divide en 5 apartados. En el apartado 2.1, se describen las tecnologías de electrificación rural más utilizadas en planes y proyectos de electrificación rural (fotovoltaica, eólica, generadores diésel y extensión de la red) y se presenta un esquema general del funcionamiento de cada una. En el apartado 2.2, se analiza la evaluación de sistemas de electrificación, desde diferentes dimensiones: técnica, económica, social e institucional. A continuación, se presentan metodologías, herramientas y casos de estudio de diseño de proyectos a escala local de una comunidad (apartado 2.3) y de planes a escala regional que abarquen diversas localidades (apartado 2.4). Por último, en el apartado 2.5, se extraen las conclusiones del análisis del estado del arte, que sirven como punto de partida y justificación para el desarrollo de este trabajo.

### 2.1. TECNOLOGÍAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Existen diferentes opciones para la electrificación de comunidades rurales aisladas, tal y como se esquematiza en la Figura 2.1.

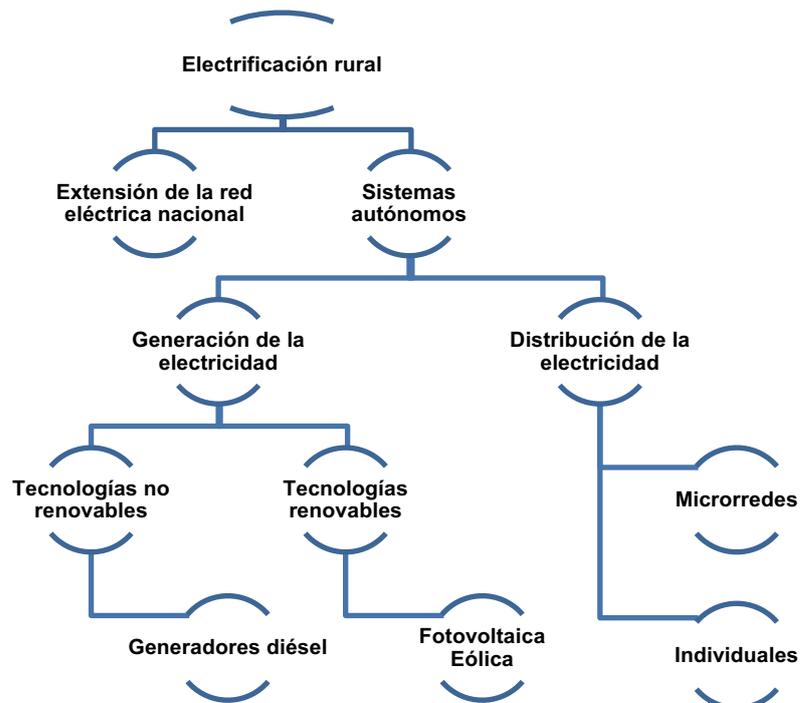


Figura 2.1. Tecnologías utilizadas para extender el acceso a la electricidad en zonas rurales

Una de las estrategias habituales para promover el acceso a la electricidad en zonas rurales por parte de los gobiernos es la extensión de la red eléctrica nacional. Esto es suministrar energía eléctrica mediante la extensión de líneas de transmisión eléctrica en Media Tensión (MT) hasta

los poblados (Bhattacharyya & Palit, 2021) y, mediante un transformador, reducir la potencia a Baja Tensión (BT) para transportarla hasta los hogares. Los beneficiarios, por su parte, realizan un pago por cada kW/h consumido (Lee et al., 2016). Sin embargo, esta opción puede ser demasiado costosa y presentar limitaciones técnicas (como fuertes caídas de tensión) en zonas geográficas remotas, dispersas y difícilmente accesibles (Ahlborg & Hammar, 2014; Wang et al., 2021).

Como alternativa a la extensión del interconectado, se pueden utilizar sistemas autónomos, que permiten generar y distribuir la electricidad in situ, brindando múltiples beneficios a los usuarios. Para los sistemas autónomos, existen distintas opciones tecnológicas, tanto para la generación como para la distribución de electricidad (Palit & Bandyopadhyay, 2016).

En cuanto a la generación eléctrica, puede llevarse a cabo mediante tecnologías no renovables, como los generadores diésel. Los generadores diésel representan una forma clásica de suministrar electricidad a zonas rurales aisladas en las últimas décadas, debido a que es una tecnología probada, de gran difusión, sencilla y conocida por los usuarios (Basir Khan et al., 2015; Mohammad Rozali et al., 2016). Sin embargo, esta opción conlleva emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y genera dependencias del coste y transporte del combustible, además de elevados costes de operación y mantenimiento (O&M) (Ranaboldo et al., 2015; Schmid & Hoffmann, 2004).

En los últimos años, la generación eléctrica mediante energías renovables se ha posicionado como una alternativa viable ya que permite aprovechar los recursos locales, disminuyendo las dependencias externas y, con un diseño adecuado, presenta una buena fiabilidad a un coste accesible (Domenech et al., 2014; Fried & Lagakos, 2021). Las energías más utilizadas en zonas rurales son la solar, la eólica y la hidráulica (Bekele & Tadesse, 2012; Ortega-Arriaga et al., 2021). Sin embargo, a pesar de que la hidráulica tiene una buena relación coste-beneficio, depende de la existencia de un río cercano, lo que la hace inviable en muchas ocasiones, mientras que el recurso eólico y solar es más generalizado.

La energía solar mediante el uso de paneles fotovoltaicos aprovecha la incidencia de la radiación solar para, mediante el efecto fotovoltaico (Ehrlich, 2013), transformarla en energía eléctrica (Chowdhury & Zaman, 2012; Kebede & Mitsufuji, 2017). Estos sistemas son utilizados en zonas rurales de países en desarrollo proporcionando alumbrado y electricidad a los centros sanitarios, las iglesias y las escuelas, además de finalidades productivas y domésticas (Deshmukh et al., 2010; Xue, 2017). Las ventajas de esta tecnología radican en que no emite CO<sub>2</sub>, es inagotable, fomenta la independencia energética y carece de piezas móviles que encarezcan la instalación y la O&M. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica resulta limitada para zonas que presentan un bajo recurso solar o con mucha humedad. Además, en este tipo de sistemas, la generación de electricidad se produce únicamente durante el día, de modo que es necesario utilizar equipos de almacenamiento para el uso de la energía por las noches (Xue, 2017).

Por otra parte, la energía eólica ha sido utilizada en los últimos años en zonas rurales, mediante mini-aerogeneradores de baja potencia, que transforman la energía cinética de las palas de un aerogenerador impulsadas por el viento en energía eléctrica. Las ventajas de esta tecnología radican en que no emite CO<sub>2</sub>, es inagotable, fomenta la independencia y a largo plazo resulta mucho más barata que las energías convencionales (Hasan et al., 2016; Lew, 2000; Orrell & Foster, 2015; Yu et al., 2017). No obstante, al igual que los sistemas fotovoltaicos, la energía eólica depende directamente del recurso en la zona y presenta una alta variabilidad, lo que en algunos casos limita su aplicación. Además, presenta una mayor complejidad en el diseño, la instalación y la operación que la solar (Hdidouan & Staffell, 2017).

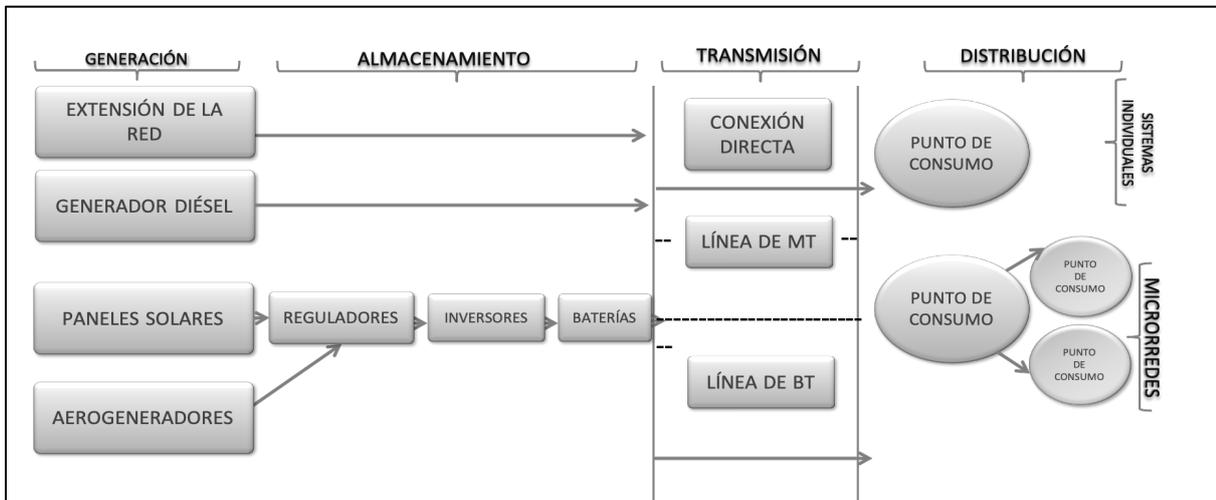
Otra forma de generación que se ha implementado en los planes y proyectos de electrificación rural en los últimos años es la utilización de sistemas híbridos. Estos combinan dos o más tipos de tecnologías, como la solar, la eólica o el diésel, entre otras. Esta combinación puede aumentar la eficiencia de los sistemas frente a una única tecnología, proporcionando un mayor equilibrio en el suministro de energía y contrarrestando las variaciones en los recursos energéticos. Además, suelen mejorar los factores de carga y ahorrar costes de O& M (Bala & Siddique, 2009; Prodhan et al., 2017).

En general, los sistemas híbridos solar-eólicos obtienen una producción eléctrica relativamente constante porque ambos recursos se complementan (Nema et al., 2009). Sin embargo, el dimensionado de estos sistemas es más complejo que trabajar con una única tecnología (Bäck et al., 2018); y a menudo se opta como tecnología de base por la que tenga una mayor disponibilidad de recurso y se usa la otra como complemento (Dufo-López & Bernal-Agustín, 2005). Otro ejemplo de sistemas híbridos son los eólico-diésel. La variabilidad existente en el recurso eólico y la demanda eléctrica, se compensa mediante un generador diésel de complemento. Estos sistemas son competitivos económicamente donde existe un elevado potencial eólico y una demanda media-alta. Amador (2000) define que el funcionamiento de sistemas eólico-diésel es recomendable por las siguientes condiciones: cuando el viento está en calma, el grupo diésel trabaja a potencia nominal; cuando la velocidad del viento es variable el grupo diésel apoya la producción de electricidad; y en el caso de velocidad del viento suficientemente alta, el aerogenerador genera toda la potencia y el grupo diésel se encuentra detenido o mantiene su funcionamiento en condiciones estables.

En la Figura 2.2, se ilustra un esquema típico de instalaciones para electrificación rural, incluyendo las 4 tecnologías de generación descritas anteriormente. Como se puede observar, los paneles solares y los aerogeneradores cuentan con un regulador de carga para proteger a las baterías de sobrecargas y descargas profundas. Luego, el sistema de acumulación (baterías) es el encargado de almacenar la energía para compensar el desfase que puede existir entre la generación y el consumo de electricidad. La electricidad se almacena en corriente continua (CC), de modo que es necesario usar posteriormente un inversor para transformarla en corriente alterna (CA), mucho más adecuada para la mayoría de cargas eléctricas.

En cuanto a la transmisión de electricidad, para distancias largas, se suelen utilizar líneas de media tensión (MT), como es habitual en la extensión del interconectado o en la conexión

entre pueblos (Domenech et al., 2017), siendo necesario el uso de transformadores (Amador, 2000). Estos dispositivos permiten pasar de baja tensión (BT), donde se genera, a MT, para su transmisión, y luego se vuelve a pasar a BT para su distribución a los puntos de consumo. Además, para distancias cortas dentro de una misma comunidad, se usan líneas de BT (Centro de Demostración y Capacitación en Tecnologías Apropriadas [CEDECAP], 2006).



**Figura 2.2. Esquema de elementos que integran la generación y la distribución en la electrificación rural**

Finalmente, en relación con la distribución de la electricidad, siguiendo el esquema de la Figura 2.2, se puede realizar mediante sistemas individuales, donde la generación y la distribución son independientes para cada punto de consumo; o mediante microrredes, que concentran la generación y distribución para varios puntos de consumo. Los sistemas individuales son adecuados para elevadas dispersiones entre puntos, aunque presentan limitaciones en la capacidad para incorporar nuevas conexiones y adaptarse a incrementos de demanda (Ferrer-Martí et al., 2012). En cambio, las microrredes presentan beneficios frente a los sistemas individuales: permiten aprovechar zonas de mayor potencial energético, suponen una menor inversión debido a las economías de escala y tienen capacidad para hacer frente a crecimientos de la demanda (Azimoh et al., 2017; Bahramara et al., 2016). Además, estas configuraciones favorecen la igualdad en el consumo de todos los puntos, lo que provoca menos conflictos entre usuarios y favorece la inclusión de nuevos beneficiarios (Khare et al., 2016). La principal desventaja es que aumentan los costes por extensión del cableado y el diseño de los sistemas es más complejo que los individuales, puesto que se deben diseñar las conexiones entre puntos y analizar hasta qué alcance resulta rentable extenderlas (Ferrer-Martí et al., 2012; Khare et al., 2016; Ranaboldo et al., 2015).

Existen varias configuraciones posibles de microrredes de distribución (Figura 2.3): en anillo o bucle cerrado, o bien, radial o de antena. Las microrredes en bucle cerrado se caracterizan por tener dos (o más) de sus extremos alimentados por un generador, interconectando a varios puntos de generación. Como ventaja, brindan una buena seguridad en el suministro puesto que, si se interrumpe la generación en un punto de generación, los demás siguen suministrando electricidad. Sin embargo, su coste es elevado (Riera et al., 2005). Los sistemas radiales se

caracterizan por un flujo de corriente eléctrica en un solo sentido; es decir, en uno solo punto hay generadores y de allí parten los conductores con una o varias ramas de salida (en forma de árbol). La sencillez de operación y el bajo coste hace que estas configuraciones sean más usadas en zonas rurales de países en desarrollo (Domenech et al., 2015a).

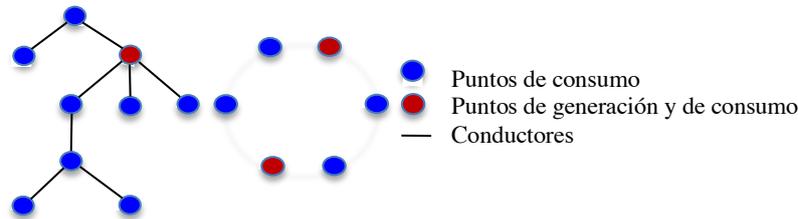


Figura 2.3. Microrred radial o de antena (izquierda) y en anillo o bucle cerrado (derecha)

De acuerdo con lo dicho anteriormente, existen varias opciones para la generación y distribución de la electricidad en zonas remotas, y la elección de la opción más adecuada no resulta sencilla. En efecto, es necesario tener en cuenta una gran cantidad de aspectos particulares del área de estudio con objeto de adecuar la solución seleccionada a las peculiaridades de cada contexto.

A modo de resumen, en la Tabla 2.1 se presenta un análisis general de distintas tecnologías de generación y distribución para electrificación rural, tanto convencionales como basadas en energías renovables, que se analizarán en la presente tesis doctoral. En cada caso se destacan las características más relevantes para el propósito de estudio (Pinedo Pascua, 2010): el nivel de potencia para el que tienden a ser utilizadas; una orientación de los costes inicial y de O&M; comentarios generales; y el impacto social y medioambiental en el entorno. Como se puede observar, la extensión de la red es la opción que presenta los mejores niveles de potencia y los menores costes de O&M, pero al depender de las distancias de las viviendas a la red de MT, resulta inviable económicamente en zonas remotas. En los generadores diésel destacan los altos costes de O&M, mientras que los sistemas basados en energías renovables, como los fotovoltaicos, eólicos y sus combinaciones, presentan costes más bajos de O&M. Para la distribución, en general las microrredes solares tienen un nivel de potencia mayor que los sistemas individuales y pueden ser utilizadas para electrificar centros de salud o escuelas, mientras que los sistemas individuales son utilizados para uso doméstico.

En cualquier caso, es fundamental analizar en profundidad cada uno de los sistemas de generación y distribución, para que la tecnología elegida se adapte a la realidad de la zona geográfica en la que se implanta y a las peculiaridades de los beneficiarios, para asegurar su perdurabilidad y sostenibilidad en el tiempo (Pinedo Pascua, 2010).

**Tabla 2.1. Comparación de las Tecnologías de Electrificación**

<b>Tecnología</b>	<b>Nivel de potencia</b>	<b>Coste inicial</b>	<b>Coste de O&amp;M</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Impacto social y medioambiental</b>
<i>Extensión de la red eléctrica</i>	Muy alta	Bajo-alto, en función de la distancia	Bajo	Puede suministrar todos los servicios, pero inviable económicamente para comunidades dispersas	Requiere producción centralizada, a menudo con combustibles fósiles. Contaminación local y regional. Control externo
<i>Generador diésel individual</i>	Media	Medio	Alto	Tecnología probada y accesible, pero con altos costes de O&M. El suministro de combustible en áreas rurales puede ser irregular	Contaminación atmosférica, auditiva y de suelos a escala local
<i>Generador diésel central</i>	Alta	Alto	Alto	Tecnología cara en su O&M. El suministro de combustible en áreas rurales puede ser irregular. Requiere de un almacenamiento alto de combustible	Requiere producción centralizada, contaminación atmosférica, auditiva y de suelos a escala local
<i>Sistema eólico-diésel</i>	Alta media	Alto medio	Alto	Tecnología con buenos niveles de potencia, pero con costes elevados de O&M para el sistema diésel. El suministro de combustible en áreas rurales puede ser irregular	Requiere producción centralizada, contaminación atmosférica, auditiva y de suelos a escala local
<i>Sistema solar-eólico</i>	Alta media	Alto medio	Bajo	Suministra electricidad para centros de salud, escuelas y aplicaciones productivas	Sin emisiones de CO <sub>2</sub> , muy bajo impacto medioambiental
<i>Sistema fotovoltaico (microrred)</i>	Media	Alto	Bajo	Bajos costes de O&M. Suministra electricidad para centros de salud, escuelas y aplicaciones productivas	Sin emisiones de CO <sub>2</sub>
<i>Sistema fotovoltaico (individual)</i>	Baja	Medio	Bajo	Bajos costes de O&M. Suministra electricidad para iluminación, radio y TV	Sin emisiones de CO <sub>2</sub>
<i>Sistema eólico</i>	Alta media	Medio	Bajo	Amplio margen de capacidad. Puede ser competitivo con la generación eléctrica convencional	Muy bajo impacto medioambiental

**Fuente: elaboración propia (adaptado de Pinedo Pascua (2010))**

## **2.2. EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE ELECTRIFICACIÓN**

En los últimos años, se ha venido discutiendo en la literatura la sostenibilidad de los proyectos de electrificación rural. Mientras que algunos proyectos han presentado buenos resultados, en otros casos los beneficios han sido muy relativos. A continuación, se analizan las evaluaciones del estado del arte en relación a las dimensiones técnica (subapartado 2.2.1), económica (subapartado 2.2.2), social (subapartado 2.2.3) e institucional (subapartado 2.2.4). Finalmente

se destacan los estudios que hacen evaluaciones multidimensionales (subapartado 2.2.5). Cabe destacar que las fronteras entre dimensiones no siempre son evidentes en la literatura revisada. Sin embargo, se ha querido hacer la distinción para enfatizar aquellas características que se priorizan en cada trabajo.

### **2.2.1. Dimensión técnica**

A continuación, se recogen trabajos que se centran en evaluar, principalmente, el rendimiento técnico de los proyectos. Para ello, se utilizan encuestas/entrevistas a la población y/o herramientas de análisis y simulación de los equipos, estudiando tanto la instalación como la operación y el mantenimiento a medio plazo.

Por ejemplo, Zhang & Kumar (2011) evalúan un proyecto de electrificación rural en el oeste de China iniciado en 2001, que utiliza aerogeneradores, microrredes fotovoltaicas y pequeñas hidroeléctricas, de acuerdo con la disponibilidad de recursos energéticos y la demanda a ser suministrada. Los autores analizan algunos de los problemas encontrados en el programa de electrificación rural, mediante encuestas realizadas a los habitantes, después de la implementación. Los problemas encontrados son los siguientes: los proyectos se limitan a la instalación de los equipos; el control de calidad del sistema (servicio energético confiable) sigue siendo débil; se requiere una mejora en el servicio de O&M; y la propiedad y responsabilidad de gestión de los sistemas. Por ello, proponen algunas soluciones como la creación de un mecanismo de control de calidad del sistema, contemplar los costes de O&M y de gestión, y la ampliación del diseño del sistema para el futuro crecimiento de las cargas.

Shyu (2012) evalúa en profundidad el plan de electrificación “Township Electrification Program”, implementado en dos municipios de China en el 2002, utilizando microrredes híbridas (eólica y solar) y microrredes solares, abarcando a un total de 340.000 personas. La evaluación se lleva a cabo mediante entrevistas y encuestas a los beneficiarios, después de 5 años de su implementación. Los autores concluyen que el plan tiene una buena orientación técnica, pero a escala local se subestiman las implicaciones financieras, los recursos humanos y la capacidad institucional. Las lecciones aprendidas de esta evaluación permiten ofrecer algunas ideas para los países en desarrollo, como mejorar el acceso a la electricidad con fuentes de energía renovables en las zonas rurales remotas.

Millinger et al. (2012) evalúan el impacto causado en los beneficiarios por la implementación de un proyecto de electrificación rural en la India. El proyecto incluye microrredes basadas en tecnologías eólica y solar, con respaldo de un banco de baterías y generadores diésel, para aumentar la calidad del suministro. La evaluación se llevó a cabo mediante encuestas, entrevistas y análisis de producción de energía eléctrica. La electrificación en estos pueblos ha tenido un efecto positivo en la educación de los niños y en el empoderamiento de las mujeres en términos de una mayor libertad de uso del tiempo, ya que aprovechan las horas diurnas para otras actividades más que cocinar cuando se les da la opción.

Ismail et al. (2013) presentan un análisis tecno-económico de un sistema híbrido que consiste en paneles fotovoltaicos, un sistema de baterías y un generador diésel como fuente de energía

de reserva para un hogar típico de una aldea de Malasia. Con esta combinación, se logra disminuir el coste de operación, aumentar la eficiencia y reducir las emisiones contaminantes. Para lograrlo, se calcula un balance de energía para cada hora en un año, por lo que el diseño del sistema híbrido permite cubrir una determinada carga en un sitio específico. Los resultados obtenidos pueden generalizarse para otros sitios, siempre y cuando éstos tengan una carga diaria e irradiación solar promedio similares. Los resultados son comparados con otros trabajos que utilizan HOMER, resultando similares a los de este estudio.

Sánchez et al. (2015) revisan proyectos de electrificación en la amazonia brasileña. Afirman que, de forma generalizada, las energías renovables, además de facilitar el acceso a la electricidad con recursos locales, disminuyen la dependencia externa de las comunidades, siendo adecuadas en numerosos contextos. Además, los proyectos no deben ser de tipo “technology-push”, es decir donde se imponga la electrificación sin un análisis detallado de las necesidades (Mondal et al., 2010). Por el contrario, es necesario favorecer la participación de los usuarios en programas de capacitación de las tecnologías, involucrar a todos los actores, desarrollar mecanismos de financiación y romper las barreras políticas.

En la Tabla 2.2, se destacan las características principales de las evaluaciones técnicas de los proyectos de electrificación rural analizados.

**Tabla 2.2. Publicaciones Consultadas de Evaluaciones de la Dimensión Técnica**

<b>Referencia</b>	<b>Características</b>	<b>Conclusiones</b>
<i>Zhang &amp; Kumar (2011)</i>	Consideran solo la instalación de los equipos. Débil control de calidad del sistema y limitado servicio de O&M. Confusión en la propiedad y responsabilidad de gestión.	Proponen la creación de un mecanismo de control de calidad, contemplar todos los costes de O&M y de gestión, y ampliar el sistema para futuros crecimientos cargas.
<i>Millinger et al. (2012)</i>	El 75% de las 69 microrredes evaluadas presentan poco rendimiento. Los habitantes reemplazan los focos ahorradores por incandescentes.	Más horas de estudio para los niños. Libertad de tiempo en las mujeres.
<i>Shyu (2012)</i>	Subestiman a escala local, las implicaciones financieras, recursos humanos y capacidad institucional.	Permite ofrecer algunas ideas para mejorar el acceso a la electricidad en países en desarrollo.
<i>Ismail et al. (2013)</i>	Balance de energía para cada hora en un año, presentando buenos resultados para una cierta carga en un sitio específico. Considera un valor para la pérdida de probabilidad de suministro de energía.	Mediante un sistema híbrido (solar-diésel) se lograr disminuir el coste de operación, aumentar la eficiencia y reducir las emisiones contaminantes.
<i>Sánchez et al. (2015)</i>	Necesaria capacitación a los usuarios en el uso de las tecnologías, aunque no involucra a todos los actores. Falta de mecanismos de financiación y barreras políticas.	La electrificación no debe imponerse sin un análisis de las necesidades de la población.

### **2.2.2. Dimensión económica**

En este subapartado se analizan publicaciones que se focalizan, fundamentalmente, en evaluar los costes que intervienen en todo el proceso de la electrificación rural, incluyendo aquellos de producción, administrativos, financieros y de O&M.

Biswas et al. (2001) evalúan el impacto de un modelo integrado, para favorecer el desarrollo equitativo de localidades rurales de Bangladesh, mejorando el empoderamiento de las comunidades. El modelo plantea un sistema de créditos para autofinanciar los sistemas de generación de energía con tecnologías renovables, devolviendo el dinero con los ingresos generados por dichos sistemas. Este tipo de mecanismos puede favorecer notablemente la sostenibilidad de los proyectos, aunque no aseguran su éxito.

Lallement et al. (2006) evalúa algunas lecciones aprendidas del Programa de Aldeas Solares en Honduras, donde utilizan los sistemas fotovoltaicos pequeños para proporcionar energía eléctrica para las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC), que están permitiendo a las comunidades remotas tener acceso a servicios mejorados de negocios y servicios relacionados con la agricultura, la educación, la salud y otras necesidades sociales. Así, se determina que la mayoría de las localidades cuentan con muy baja escolaridad, lo que hace difícil establecer microempresas. En otras se observa un crecimiento económico mediante la creación de algunas microempresas (pequeñas tiendas y bares); e incluso se ha planificado la creación de una microempresa de cine operada por la comunidad, proyectando películas en la televisión de la escuela por las noches, y cobrando una cuota que posteriormente podría utilizarse para el mantenimiento de los equipos e incluso el reemplazo de los sistemas.

Lemaire (2009) examina a la empresa ESCO, establecida en Zambia, que se encarga de suministrar electricidad mediante sistemas solares domésticos a sus clientes en zonas rurales. Éstos permiten mejorar la calidad de vida de las personas, mediante el suministro de necesidades básicas como la iluminación, TV y radios. El impacto ha sido bastante positivo, sobre todo para los niños que pueden estudiar por más horas por las noches, así como el desarrollo de microempresas como pequeños restaurantes, tiendas, bares y molinos ampliando su horario de apertura. Los autores concluyen, que existe un buen historial de pago (el 95% de los clientes pagan) debido a la calidad del servicio prestado por las ESCO y, en caso de incumplimiento de pago, se procede a la desconexión inmediata. El éxito se debe principalmente al estudio que realizan previamente las ESCO de los solicitantes locales, donde seleccionan las personas que tienen fuentes regulares de ingresos.

Chaurey & Kandpal (2010b) indican que existen algunos planes o proyectos de electrificación rural que en su mayoría se han pagado con donaciones o subsidios gubernamentales (México, Indonesia, Sri Lanka e India). Sin embargo, en otros países (Kenia, Zimbabue, Bangladesh e incluso en la India) se han desarrollado mediante una economía de libre mercado, mostrando innovaciones en el diseño del sistema, así como en los mecanismos financieros e institucionales (Chandrasekar & Kandpal, 2007; Nouni et al., 2006). En otros casos, una combinación basada en el mercado y donaciones podría ser útil de acuerdo con un estudio comparativo de dos proyectos en El Salvador (Balint, 2006).

Carrasco et al. (2013) evalúan los costes de O&M del Programa de Electrificación Rural Global (PERG), otorgado a las Empresas de Servicios Energéticos (ESCO), llevado a cabo en Marruecos. El estudio se basa en datos extraídos de los costes operativos del programa en un lapso de 5 años. El programa abarca a 12 provincias con más de 13.000 sistemas solares domésticos en 2010. En el estudio, los autores identifican que los costes de instalación de los equipos son similares a los costes de O&M para todo el período del programa, y que los costes principales son los equipos en la fase inicial de la instalación (29,4 %), y las actividades de mantenimiento incluyendo el repuesto de piezas (26,5 %).

Por último, Wassie & Adaramola (2021) analizan los impactos económicos de la electrificación rural con sistemas solares fotovoltaicos en Etiopía, a partir de un estudio de 605 hogares rurales y 137 luminarias solares. Consideran que una vivienda que utiliza sistemas fotovoltaicos autónomos, podría ahorrar el consumo de 43,68 litros de queroseno y una disminución de 107 kg de CO<sub>2</sub> al año, en comparación con un hogar no electrificado. Esta reducción, podría permitir a un hogar rural ahorrar entre 65 y 75 dólares al año en los costes de suministro de energía. Como conclusión, destacan que es necesario prestar atención a la mala calidad y al alto coste de los equipos fotovoltaicos, así como el acceso limitado a fuentes de financiamiento crediticio.

En la Tabla 2.3, se destacan las características principales de las evaluaciones económicas de los proyectos de electrificación rural analizados.

**Tabla 2.3. Publicaciones Consultadas de Evaluaciones de la Dimensión Económica**

Referencia	Características	Conclusión
<i>Biswas et al. (2001)</i>	Evalúa un modelo integral para mejorar el empoderamiento de las comunidades.	Sistema de créditos para tecnologías renovables. Favorecer notablemente la sostenibilidad de los proyectos.
<i>Lallement et al. (2006)</i>	Evalúa un programa que utiliza la energía solar fotovoltaica para las (TIC), para cubrir necesidades como negocios, agricultura, educación, salud, etc.	Algunos pueblos han obtenido beneficios por la comercialización de sus negocios a través de internet, microempresas (mini cines) y computadoras con internet en las escuelas. Es necesario que se utilicen tecnologías menos costosas y más eficientes, para obtener mejores beneficios.
<i>Lemaire (2009)</i>	Evalúa un programa de electrificación rural mediante sistemas solares y su impacto en los beneficiarios.	Buena calidad de servicio, por lo tanto, buen historial de pago. Programa exitoso, debido a que se realiza un estudio de las personas que tienen fuentes de ingresos.
<i>Chaurey &amp; Kandpal (2010b)</i>	Analiza proyectos dirigidos y otros basado en la economía de libre mercado.	La mejor opción es la que combina donantes con la economía de libre mercado.
<i>Carrasco et al. (2013)</i>	Evaluación de costes de O&M, con un historial de datos de 5 años, de un programa de electrificación rural con sistemas solares domésticos.	Los costes de instalación (29,4 %) son similares a los de O&M (26,5 %).
<i>Wassie &amp; Adaramola (2021)</i>	Análisis económico de 605 hogares rurales y 137 luminarias solares en Etiopía.	Ahorro entre 65 y 75 dólares al año, en queroseno, y disminución del CO <sub>2</sub> emitido.

### **2.2.3. Dimensión social**

Los estudios que se incluyen en la dimensión social, evalúan el impacto (tanto los beneficios como las limitaciones) que tienen los proyectos y planes de electrificación rural en la población beneficiaria. Cabe destacar que evaluaciones consideradas en otras dimensiones también analizan este impacto, puesto que es el objetivo último de cualquier iniciativa de esta índole. Sin embargo, estos trabajos se focalizan directamente en el análisis de la dimensión social, en vez de estudiar otras dimensiones que acaban impactando a nivel social.

Van-Campen et al. (2000) evalúan programas de electrificación rural en países de América Latina, mediante la realización de encuestas. Se revelan algunos problemas característicos de los programas como: gran dispersión de los consumidores potenciales y baja demanda; concentración del consumo en un breve periodo del día; gran pérdida de energía por caídas de tensión; robos; limitado poder de compra de los usuarios; y falta de mantenimiento y servicio. Sin embargo, se hace notable un aumento de trabajo/estudio/tareas escolares por la noche, más posibilidades recreativas (TV/radio, lectura, etc.), mejores condiciones de salud (refrigeración, ausencia de humo, no hay peligro de incendios), tiempo libre, sobre todo para las mujeres, satisfacción/autoestima/actitud positiva, y mejoras domésticas que coinciden con la instalación.

Jacobson (2007) realiza una evaluación de la importancia social que tiene la electrificación rural mediante sistemas solares domésticos con batería en la Kenia rural, beneficiando principalmente a la clase media de la región. Este estudio fue analizado por un periodo de 5 años, mediante observaciones detalladas del uso de electricidad solar en 15 hogares, complementadas con el monitoreo electrónico de datos del uso de electrodomésticos mediante la recopilación de información, entrevistas y trabajo de campo. Los autores identifican, en primer lugar, que el uso de la energía es destinado principalmente para la TV, iluminación y, en la etapa final, en la carga de equipos móviles, teniendo en cuenta que la generación eléctrica es relativamente baja. Incluso en algunas viviendas la utilización de la electricidad es para uso exclusivo de la TV, lo que permite facilitar la capacidad de los anunciantes de negocios para llegar a un público más amplio. En segundo lugar, la electrificación rural tiene un impacto menor (debido a la poca generación) pero significativo en la educación de los niños, para los hogares que utilizan la energía en iluminación. En tercer lugar, la electricidad está apoyando el uso emergente de teléfonos móviles, para la comunicación familiar a larga distancia.

Javadi et al. (2013) investigan numerosos planes y proyectos realizados por instituciones gubernamentales y privadas relacionadas con la electrificación rural, tanto conectados a red como autónomos. Identifican que, a pesar de la fiabilidad de la conexión a la red, las fuentes de energía renovables son la mejor opción, especialmente en áreas alejadas de las conexiones de la red. Los desafíos entre las instituciones financieras y las agencias ejecutivas se traducen en la gestión de los recursos y el desarrollo tecnológico para superar las barreras y los problemas existentes. También se indica que los proyectos exitosos son los que promueven la creación de puestos de trabajo e ingresos para la gente local; es decir que se muestran útiles para la población. Por último, el aumento del nivel de educación y sensibilización de los consumidores puede mejorar considerablemente el proyecto.

Hirmer & Cruickshank (2014) desarrollan un marco conceptual que permite identificar las cuestiones que más valoran los habitantes de distintas comunidades rurales electrificadas, para asegurar así la adecuación y la sostenibilidad de los proyectos. En concreto, se identifican los 5 valores clave para el éxito de los proyectos: funcional, importancia social, epistémico, emocional y cultural. Sin embargo, la investigación concluye que, pese a su importancia para responder a las necesidades reales de cada habitante, los aspectos socioculturales están frecuentemente olvidados.

Por último, Huang et al. (2021) analizan el impacto social del Programa de Alivio de la Pobreza Fotovoltaica en tres aldeas rurales en el noroeste de China, mediante una investigación in situ y entrevistas para recopilar información. Concluyen que el programa contribuye de gran manera en la reducción de la pobreza. La población que habita en las aldeas ha aumentado sus ingresos propios, gracias a los subsidios y a la venta de electricidad. En general, tienen una notable mejora en su nivel de vida con el suministro de energía solar. El programa también contribuye en la generación de empleos. Los factores que dificultan el desarrollo del proyecto son la falta de fondos de inversión, la mala calidad de los paneles solares y la baja conciencia pública, entre otros aspectos.

En la Tabla 2.4, se destacan las características principales de las evaluaciones sociales de los planes de electrificación rural analizados.

**Tabla 2.4. Publicaciones Consultadas de Evaluaciones de la Dimensión Social**

Referencia	Características	Conclusiones
<i>Van-Campen et al. (2000)</i>	Evalúa sistemas con dispersión de consumidores, poca demanda, concentración del consumo en un breve periodo del día, caídas de tensión, robos, limitado poder de compra y falta de mantenimiento.	A pesar de las limitaciones de los sistemas, se observa un notable aumento de las horas de estudio, las condiciones de salud, el tiempo libre y a nivel doméstico
<i>Jacobson (2007)</i>	Evalúa los beneficios de la electrificación solar en la clase media rural.	La TV es el principal impulsor de la demanda energética. Además, se obtienen más horas de estudio para los niños y se favorece la carga de equipos móviles para la comunicación familiar a larga distancia.
<i>Javadi et al. (2007)</i>	Analiza planes y proyectos público-privados, tanto conectados a red como autónomos.	Se requiere de políticas que mejoren la gestión de los recursos y el desarrollo tecnológico. Por otra parte, se promueve la creación de puestos de trabajo e ingresos para la gente local.
<i>Hirmer &amp; Cruickshank (2014)</i>	Evalúan los aspectos que más valoran las poblaciones de las comunidades rurales electrificadas.	Identifican los 5 valores clave para el éxito de los proyectos: funcional, importancia social, epistémico, emocional y cultural. Los aspectos socioculturales están frecuentemente olvidados.
<i>Huang et al. (2021)</i>	Analiza el impacto social en el nivel de pobreza, calidad de vida, ingresos y generación de empleo.	Identifican que la falta de fondos de inversión, la mala calidad de los paneles solares y la baja conciencia pública están entre los causantes de la alta tasa de abandono de la energía fotovoltaica y dificultan el desarrollo del proyecto.

#### **2.2.4. Dimensión institucional**

A continuación, se analizan publicaciones que se centran en la dimensión institucional; es decir, que evalúan el funcionamiento de los planes y proyectos en cuanto al papel de las instituciones público-privadas promotoras. En este sentido, en los últimos años se ha venido insistiendo que la electrificación rural debe ser promovida por los gobiernos, pero sin que éstos interfieran una vez iniciada, para dar el impulso inicial y que luego el mercado asegure la continuidad de las iniciativas (Rudnick et al., 2014).

Por ejemplo, Sarraf et al. (2013) investigan las políticas de proyectos de electrificación rural llevados a cabo en Camboya. Se identifica que el financiamiento limitado, las políticas inadecuadas y los débiles marcos institucionales son los principales problemas que abarcan la electrificación rural en la mayoría de los países en desarrollo. En este sentido, el gobierno se ha planteado que para el año 2030, el 70% de los hogares sin electricidad alcancen este servicio. Para cumplir con este objetivo, el gobierno establece 2 programas principales: Política de Desarrollo del Sector energético y Política de Electrificación Rural. Ambas, se caracterizan por el apoyo financiero mediante el subsidio del Fondo de la Electrificación Rural (Gobierno) y los incentivos a la inversión pública y privada, a corto y medio plazo. Las principales tecnologías implementadas son los sistemas solares domésticos y la microhidráulica. La investigación concluye en la identificación de 3 principales barreras: a) económicas, (b) legal y reguladora y (c) financiera e institucional.

Lee & Leal (2014) revisan los planes de electrificación rural de los 15 países miembros de la red *Economic Community of West African States* (ECOWAS), estudiando: el tipo de documentación de que disponen; los actores involucrados; los objetivos perseguidos; el modo en que se planifica la demanda, los modelos de planificación utilizados y las tecnologías. Los autores concluyen que, para muchos países, existe todavía una importante brecha política, que limita la réplica de proyectos, pese a ser exitosos.

Mundo-Hernández et al. (2014) comparan y contrastan las políticas y el potencial energético fotovoltaico de Alemania y México. Con esta información, hacen una serie de recomendaciones para México, que pueden ser extrapoladas a otros contextos. Por ejemplo, resaltan la importancia de implementar estrategias para diversificar las fuentes de energía y asegurar la generación de energía limpia garantizando la preservación del medio natural. También se debe crear una conciencia respecto a los beneficios sociales, económicos y ambientales de dichos sistemas; y distribuir los conocimientos respecto a los sistemas fotovoltaicos para favorecer su disseminación, a través de foros públicos u otras opciones con los usuarios. En paralelo, es recomendable invertir en la tecnología, con el objetivo de ser capaces de producir los equipos por sí mismos, lo que ayuda a reducir los costes de la energía, así como implementar políticas y programas gubernamentales que ofrezcan beneficios claros para los consumidores. Por último, es importante aprender de iniciativas y resultados de otros países para mejorar el desarrollo de los programas gubernamentales.

Quitrow (2015) desarrolla un marco integral para la evaluación de políticas, adaptado a promover el uso de tecnologías ambientales, debido a la necesidad de una combinación de

políticas para orientar la innovación de soluciones ambientales amigables. El marco se aplica entonces para la evaluación de la Misión Solar Nacional de la India, la estrategia del país para promover las tecnologías de energía solar. Así, se elabora una “estrategia política” con base en lecciones aprendidas en la literatura sobre la gobernanza de la innovación ambiental y el cambio tecnológico. El autor, identifica que es necesario facilitar las reducciones de costes en la red eléctrica, así como promover la capacidad de fabricación de sistemas solares locales en la India.

Por último, Ozoegwu & Akpan (2021) analizan la política de energía solar de Nigeria que se basa en la Política de Energía Renovable de la Comunidad Económica de los Estados de África Occidental. En concreto, recomiendan poner mayor énfasis en la experiencia técnica, los materiales y la disponibilidad de datos para la fabricación de paneles solares que puedan resistir las condiciones ambientales nigerianas, así como la necesidad de modelos comerciales impulsados por políticas públicas, empleo y empoderamiento de las mujeres. Para lograrlo, es necesario realizar reformas a la política energética, industrial y medioambiental, impulsando microempresas de tecnología solar en la región, mediante el modelo de pago por subsidios fiscales, para empoderar a las pequeñas clínicas de salud en áreas remotas, y que éstas actúen como puestos de avanzada en la lucha contra la pandemia emergente de la COVID 19 y otras enfermedades.

En la Tabla 2.5, se destacan las características principales de las evaluaciones institucionales de los planes de electrificación rural analizados.

**Tabla 2.5. Publicaciones Consultadas de Evaluaciones de la Dimensión Institucional**

Referencia	Características	Conclusiones
<i>Sarraf et al. (2013)</i>	Evalúa las políticas de desarrollo y promoción de la electrificación rural en Camboya, identificando las principales limitaciones.	Establecen 2 políticas principales, caracterizadas por el apoyo financiero mediante el subsidio del gobierno, además de inventivos a la inversión pública y privada a corto y mediano plazo.
<i>Lee et al. (2014)</i>	Revisa planes de electrificación rural a gran escala en distintos países de África.	Existe una importante brecha política, que limita la réplica de proyectos pese a ser exitosos.
<i>Mundo-Hernández et al. (2014)</i>	Compara las políticas de electrificación rural en México, con buen potencial energético, y Alemania con menor potencial.	Destacan la importancia de estrategias para diversificar las fuentes de energía, concienciar sobre los beneficios de los proyectos, y desarrollar políticas gubernamentales a largo plazo.
<i>Quitow (2015)</i>	Propone un marco para la evaluación de estrategias políticas de electrificación rural.	Evaluando el caso indio, se identifica la importancia de abaratar los costes de la red eléctrica y la promoción de las tecnologías locales.
<i>Ozoegwu &amp; Akpan (2021)</i>	Proponen fabricar paneles solares resistentes a las condiciones ambientales y modelos comerciales impulsados por políticas de empleo y empoderamiento de las mujeres.	Realizar reformas a la política energética, industrial y medioambiental, impulsando microempresas de tecnología solar en la región, para empoderar a las pequeñas clínicas de salud en la lucha contra la pandemia COVID 19 y otras enfermedades.

### **2.2.5. Multidimensional**

En los subapartados anteriores (2.2.1 a 2.2.4) se han revisado trabajos que se centran principalmente en una dimensión (técnica, económica, social o institucional). Sin embargo, Diesendorf (2001) afirma que el desarrollo sostenible tiene facetas multidimensionales que están interconectadas entre sí. En este sentido, algunas publicaciones proponen evaluaciones integrales para analizar la sostenibilidad de los planes y proyectos de electrificación rural en conjunto, elaborando indicadores o criterios que analicen la interdependencia entre la naturaleza, los individuos, la economía y la equidad entre generaciones (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación [FAO], 2013).

Chakrabarti & Chakrabarti (2002) examinan, desde un punto de vista social, económico y ambiental, la viabilidad de sistemas fotovoltaicos (recientemente instalados) comparado con sistemas convencionales (carbón y diésel) previamente instalados en 5 comunidades de una isla remota de la India. Desde el punto de vista económico, consideran costes de producción y distribución directos e indirectos (coste del capital, coste anual del capital, O&M y \$/kWh). Así, comentan que los sistemas fotovoltaicos resultan viables con respecto a los convencionales debido a que no conllevan costes externos de los combustibles fósiles (por ejemplo, transporte del combustible). En cuanto a lo social, el uso de energía solar presenta una notable mejora en la educación y los ingresos por actividades productivas. En cuanto a lo ambiental, en el caso de las tecnologías convencionales se considera el coste de las actividades de protección del medio ambiente (por ejemplo, plantar árboles para absorber CO<sub>2</sub>). Con esto, los autores concluyen que, medioambientalmente, los sistemas fotovoltaicos son superiores a los convencionales al no depender de combustibles externos. El estudio está basado en una encuesta realizada cuatro años después de la implementación del plan y, tras la instalación de los sistemas fotovoltaicos, se recogen mejoras notables y un impacto significativo en la educación, el comercio, el entretenimiento, la salud, etc.

Ruiz et al. (2007) analizan numerosos sistemas fotovoltaicos instalados en Brasil, en el marco del Programa de Desenvolvimento Energético de Estados y Municípios (PRODEEM). Los resultados muestran que el 46% de los sistemas quedaron inservibles al poco tiempo y otros bien instalados inicialmente dejaron de funcionar a los pocos meses por falta de mantenimiento (36%). Por lo tanto, es necesario involucrar a la población en los proyectos de forma adecuada, mediante capacitaciones que faciliten la auto-sustentación de los proyectos y muestren la necesidad de un adecuado mantenimiento de los equipos.

Luthra et al. (2015) proponen una metodología de investigación, mediante una extensa revisión de la literatura, donde se tiene como objetivo identificar 25 indicadores categorizados en 5 dimensiones (económica, ambiental, social, operacional y tecnológica), para evaluar la sostenibilidad de la planificación y clasificar las barreras para adoptar tecnologías renovables/sostenibles en el contexto de la India. Concluyen que se requiere una mayor atención para las perspectivas de los formuladores de políticas y los analistas de decisiones tanto a corto como a largo plazo.

Cândido & Cavalcanti (2016) analizan 8 estudios sobre indicadores de sostenibilidad energética para la mayoría de las fuentes generadoras de energía en los que identifican 61 indicadores, que son divididos en las siguientes dimensiones necesarias: social, ambiental, económica, tecnológica, política, territorial y cultural. Todo ello con el objetivo de crear una base de indicadores que pueda ser utilizada por un conjunto de actores sociales directa e indirectamente involucrados en la generación, transmisión y distribución de energía.

Finalmente, López-González et al. (2019) proponen una metodología integral para la evaluación de la sostenibilidad de los programas de electrificación rural. La metodología tiene un enfoque formativo, para ir mejorando los programas durante su desarrollo de forma continua, y una perspectiva de gestión, orientando a los tomadores de decisión en las acciones a llevar a cabo. Además, se consideran 4 dimensiones de sostenibilidad (ambiental, técnica, socioeconómica e institucional), que se evalúan a través de 15 criterios. Los criterios de examinan mediante unos indicadores ad-hoc que se adaptan a cada contexto. La metodología se aplica al programa “Sembrando Luz” de Venezuela, concluyendo sobre las ventajas y las oportunidades de mejora de dicha iniciativa. Además, se comparan las tecnologías renovables utilizadas con la extensión del interconectado, extrayendo indicaciones para mejorar los programas con energías renovables en el futuro.

Cabe destacar que un punto clave para asegurar la sostenibilidad en todas las dimensiones del proyecto es la implementación de un modelo de gestión para organizar el mantenimiento técnico y económico de los sistemas a lo largo de su vida útil (Narula & Bhattacharyya, 2017). Se han utilizado diferentes estrategias a nivel mundial a la hora de definir modelos de gestión, entre otros: privada, cooperativa, municipal y comunitaria. Cada una tiene características particulares en términos de propiedad del equipo, participación del usuario final, responsabilidades de operación y mantenimiento, tarifas eléctricas, etc. (Yadoo & Cruickshank, 2012). La diferencia clave entre las estrategias es que las tareas de manejo pueden ser realizadas por expertos externos o por operadores comunitarios debidamente capacitados. La gestión comunitaria requiere la formación de personas sin experiencia y no evita la necesidad de expertos externos en caso de averías importantes. Sin embargo, permite la proximidad y la rapidez a la hora de resolver problemas técnicos menores y frecuentes, a la vez que genera puestos de trabajo locales (Leary et al., 2012).

En este sentido, Lillo et al. (2015) utilizan el enfoque de desarrollo humano para evaluar el modelo de gestión de cinco proyectos de electrificación que usan diferentes tecnologías en Cajamarca (Perú). Este enfoque amplía la base de información con la que se analizan los proyectos tecnológicos, centrándose no sólo en los recursos generados, sino también en la expansión de las oportunidades para las personas. Así, se extraen 4 recomendaciones importantes: mejorar el impacto sobre la equidad y la diversidad, participando en el proceso de diseño del modelo de gestión; mejorar la sostenibilidad en proyectos futuros, priorizando los proyectos donde la iniciativa proviene de la comunidad; promover el empoderamiento, aumentando el alto grado de participación; y fomentar la productividad, desarrollando planes de capacitación sobre producción, administración empresarial y acceso a los mercados.

En la Tabla 2.6, se destacan las características principales de las evaluaciones multidimensionales de los planes de electrificación rural analizados.

**Tabla 2.6. Publicaciones Consultadas de Evaluaciones Multidimensionales**

Referencia	Características	Conclusiones
<i>Chakrabarti &amp; Chakrabarti (2002)</i>	Evaluación económica, social y ambiental de sistemas solares fotovoltaicos frente a tecnologías convencionales.	Los sistemas solares son mejores a nivel económico (evitan costes del combustible), social (mejora en la educación y los ingresos productivos) y ambiental (ahorran emisiones nocivas).
<i>Ruiz et al. (2007)</i>	Evalúa sistemas fotovoltaicos en Brasil dando respuesta a por qué el 46% quedaron inservibles al poco tiempo y el 36 % a los pocos meses.	Las carencias en la instalación y el mantenimiento están en el origen de los fallos. Por ello, se recomienda involucrar a la población mediante capacitaciones.
<i>Luthra et al. (2015)</i>	Evalúa la sostenibilidad de proyectos de electrificación mediante 25 indicadores organizados en 5 dimensiones.	Es necesario incluir el punto de vista de los formuladores de políticas a corto y largo plazo.
<i>Cândido &amp; Cavalcanti (2016)</i>	Recopila 61 indicadores, organizados en 7 dimensiones, para evaluar la sostenibilidad energética.	Crea una base de indicadores que puede ser utilizada en distintos contextos para la generación, transmisión y distribución de energía.
<i>López-González et al. (2018)</i>	Proponen una metodología de evaluación de programas de electrificación rural con enfoque formativo y perspectiva de gestión, incluyendo 4 dimensiones de sostenibilidad.	La metodología orienta a los tomadores de decisión sobre las oportunidades de mejora del programa evaluado, fortaleciendo la implementación de renovables, así como de futuras iniciativas.
<i>Lillo et al. (2015)</i>	Propone poner más atención en el modelo de gestión y no enfocarse solo en las cuestiones económicas y técnicas. Para ello utiliza el enfoque de desarrollo humano.	Con el enfoque propuesto, busca mejorar el impacto sobre la equidad y la diversidad, mejorar la sostenibilidad, promover el empoderamiento y fomentar la productividad.

### 2.3. DISEÑO DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

En este apartado se analiza el diseño de proyectos a escala local. En el primer subapartado, se presentan modelos de optimización (subapartado 2.3.1), que consideran multitud de información del problema de estudio, generalmente técnica y económica, para diseñar la solución más adecuada según una función de valoración u objetivo del problema. En el subapartado 2.3.2, se presentan herramientas y programas informáticos que dan soporte a todo el proceso de diseño en una interfaz gráfica y fácil de utilizar en diferentes contextos. Finalmente, en el subapartado 2.3.3, se analiza el uso de técnicas multicriterio para escoger la mejor solución, de un conjunto predefinido de soluciones posibles, teniendo en cuenta aspectos tecno-económicos, sociales y ambientales.

#### 2.3.1. Modelos de optimización de proyectos

A pesar de las numerosas ventajas de utilizar las energías renovables, es importante decir que aún presentan ciertos inconvenientes asociados a la posible insatisfacción de los usuarios si no se cubren sus necesidades eléctricas de manera adecuada o existen interrupciones frecuentes

en la generación de la electricidad. En este sentido, se recomienda utilizar métodos de optimización para el diseño de proyectos de electrificación (Baños et al., 2011).

Nguyen (2007) desarrolla un procedimiento de evaluación de la viabilidad de sistemas de electrificación eólico-solares para localidades rurales de Vietnam, mediante cuatro pasos. Primero, se seleccionan las tecnologías renovables candidatas. Después se calculan las potencias de estas tecnologías bajo las condiciones meteorológicas de Vietnam. Esta información se utiliza posteriormente, junto con los datos económicos y financieros de las tecnologías seleccionadas, para determinar el Coste Nivelado de Energía (LEC, por sus siglas en inglés). Por último, el LEC de cada tecnología se compara con el de la extensión del interconectado. Así, se identifica que los sistemas fotovoltaicos son más adecuados en el Norte del país, mientras que los aerogeneradores son preferibles en el Sur.

Ekren & Ekren (2009) desarrollan un modelo que optimiza el diseño de un sistema de generación híbrido (solar-eólico) con un banco de baterías, para abastecer la demanda de un instituto universitario en Turquía. El modelo realiza un análisis detallado de los recursos energéticos (sol y viento), así como de dos tipos distintos demanda horaria. Asimismo, utilizan la tecnología diésel como soporte para asegurar la robustez del conjunto. Para resolver el modelo, los autores utilizan un enfoque heurístico basado en la simulación. Como resultado, se obtienen el tamaño óptimo de los paneles, los aerogeneradores y las baterías, en un tiempo de cálculo reducido.

Ould Bilal et al. (2010), diseñan un sistema híbrido (solar, eólica y baterías) mediante un algoritmo genético multiobjetivo, considerando la influencia de 3 perfiles de carga con la misma energía total en la configuración óptima del sistema. Los objetivos principales son: la minimización del coste anualizado del sistema y la minimización de las pérdidas de energía. El diseño se aplica en Potou (Senegal), y se obtiene el diseño óptimo del sistema y su estrategia de control, es decir, cuándo utilizar cada equipo y por cuánto tiempo.

Ferrer-Martí et al. (2013) desarrollan un modelo de programación lineal para diseñar sistemas autónomos eólico solares, considerando el detalle del recurso eólico, la demanda de energía y potencia y el almacenamiento en baterías. Como resultado, se obtiene la solución de mínimo coste de la inversión, así como la localización de los equipos de generación y distribución, combinando sistemas individuales con microrredes. Como caso de estudio, el modelo se aplica a comunidades rurales de Perú. Aunque los resultados son satisfactorios, los tiempos de cálculo de los modelos tienden a ser elevados. En este sentido, se ha ampliado la investigación desarrollando procedimientos heurísticos. Además, Ranaboldo et al. (2015) incluye también la posibilidad de generar en puntos de no demanda para aprovechar el potencial de puntos lejanos a la comunidad pero con buen potencial energético (por ejemplo, la cima de una montaña).

Ramli et al. (2018) diseñan un algoritmo que permite optimizar un sistema con microrredes híbridas. En concreto, analizan como función objetivo la probabilidad de la pérdida del suministro de energía y el LEC. La optimización del sistema, permite seleccionar la capacidad

óptima del aerogenerador, los módulos fotovoltaicos, el generador diésel y las baterías. Asimismo, se realiza un análisis de sensibilidad para analizar el efecto de la variación de ciertos parámetros sobre el diseño óptimo. Los resultados permiten obtener un conjunto de soluciones óptimas y seleccionar la más adecuada. El algoritmo se prueba en tres estudios de casos de la ciudad de Yambú (Arabia Saudita).

Por último, Roberts et al. (2018) diseñan un método de optimización y simulación para dimensionar sistemas híbridos (solar y eólica) con un generador diésel de respaldo y un banco de baterías. El objetivo es generar diferentes escenarios con variaciones en la disponibilidad de los recursos energéticos, la demanda y la probabilidad de fallo de los equipos. El método permite diseñar el sistema híbrido de menor coste, extrayendo el máximo potencial de los recursos renovables y garantizando un suministro eléctrico confiable. El diseño se aplica en una comunidad rural del Amazonas (Brasil) y se obtiene un conjunto de Pareto donde todas las soluciones incluyen generación fotovoltaica, un banco de baterías y un generador diésel.

En la Tabla 2.7, se resumen las características más destacadas de las herramientas de optimización para el diseño de soluciones de electrificación a escala local revisadas.

**Tabla 2.7. Publicaciones Consultadas de Optimización de Diseño de Proyectos**

Referencia	Tecnología	Características
<i>Nguyen (2007)</i>	Sistema de generación eólico y/o solar	Cálculo del LEC para distintas tecnologías. Comparación con el coste del interconectado.
<i>Ekren &amp; Ekren (2009)</i>	Sistema de generación híbrido (eólico-solar-baterías-diésel)	Análisis detallado de los recursos energéticos. Análisis de dos diferentes tipos de demandas horarias.
<i>Ould-Bilal et al. (2010)</i>	Sistema de generación híbrido (eólico-solar-baterías)	Análisis detallado de la demanda: 3 perfiles de carga. Equilibrio entre el coste y las pérdidas del sistema.
<i>Ferrer-Martí et al. (2013)</i>	Sistema de generación híbrido (eólico-solar-baterías)	Optimización detallada considerando la demanda de energía y potencia, los recursos energéticos y el detalle de los equipos, combinando microrredes e individuales.
<i>Ranaboldo et al. (2015)</i>	Sistema de generación híbrido (eólico-solar-baterías)	Si resuelve el problema previo con metaheurísticas, incluyendo la posible generación en puntos de no demanda.
<i>Rambli et al. (2018)</i>	Microrred híbrida (eólica-solar-diésel-baterías)	Equilibrio entre el coste y las pérdidas del sistema. Análisis de sensibilidad de ciertos parámetros para ofrecer un rango de soluciones factibles.
<i>Roberts et al. (2018)</i>	Sistema de generación híbrido (eólico-solar-baterías-diésel)	Minimización del coste actualizado neto. Análisis de múltiples escenarios según los recursos energéticos, la demanda y el fallo de los equipos.

### 2.3.2. Herramientas de diseño de proyectos de electrificación

En este subapartado se presentan herramientas informáticas que permiten sistematizar el proceso de toma de decisiones. Estas herramientas, permiten diseñar los sistemas de generación y/o distribución autónoma, mediante combinaciones de energías convencionales y renovables. La mayoría de las herramientas se basan en la evaluación de criterios de técnicos

y económicos, para generar un conjunto de alternativas y luego realizan una comparación entre ellas.

Sinha & Chandel (2014) revisan y comparan 19 herramientas informáticas existentes para el dimensionado y análisis económico de tecnologías de electrificación rural, entre las que destacan HOMER, Hybrid2, RET Screen, iHOGA, INSEL e iGRHYSO. Posiblemente, la herramienta más utilizada es HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), desarrollada por NREL (National Renewable Energy Laboratory), que permite considerar en detalle la generación y acumulación, incluyendo numerosas opciones tecnológicas: sistemas híbridos, aerogeneradores, generadores hidráulicos, generadores diésel, soporte de baterías e inversores, entre otros. El programa permite determinar el sistema de menor coste a lo largo de la vida útil para una demanda dada, mediante simulaciones de funcionamiento horario a lo largo de un año. También realiza un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de un cambio en cualquiera de los parámetros de entrada. HOMER ha sido utilizada por muchos estudios en la electrificación rural (Mbaka et al., 2010). Por ejemplo, Hafez & Bhattacharya (2012) comparan sistemas convencionales con sistemas renovables (eólicos, solares e hidráulicos) y mixtos. Los autores demuestran que los sistemas renovables son mejores ambientalmente y los mixtos son mejores en términos económicos. Concluyen sobre la importancia de implementar un buen sistema de tarifas para la adecuada sostenibilidad económica de los sistemas.

Cabe destacar, sin embargo, que HOMER realiza un diseño desde un punto de vista técnico y económico, pero sin incluir aspectos sociales o ambientales (Escobar & Vilar, 2012). En este sentido, existen herramientas similares, como iHOGA (Dufo-López & Bernal-Agustín, 2011). iHOGA es una herramienta multiobjetivo que optimiza simultáneamente el coste del sistema, las emisiones de CO<sub>2</sub> y la energía no servida; es decir, la energía demandada que no se puede cubrir debido a deficiencias en el sistema eléctrico (Baldivieso et al., 2012). Con iHOGA, primero, se obtienen los datos que definen el sistema de generación y acumulación, y segundo, se optimizan los objetivos estudiados. Por ejemplo, Fadaeenejad et al. (2014) utilizan iHOGA para simular distintas opciones de electrificación para una comunidad en Malasia, concluyendo que el sistema eólico-solar con soporte de baterías es la mejor opción. Sin embargo, iHOGA, tampoco considera características socioeconómicas específicas de las comunidades ni el sistema de distribución eléctrica.

La herramienta ViPOR (Village Power Optimization Model for Renewables) (Lambert & Hittle, 2000) permite, mediante una heurística de optimización, diseñar el sistema de distribución de la electricidad para la comunidad de estudio. Para ello, se distinguen las viviendas a electrificar y se combinan soluciones individuales y pequeñas microrredes. ViPOR está pensado para ser utilizado con HOMER, de forma que se puede hacer un diseño integral, tanto de la generación como de la distribución de electricidad. Sin embargo, se limitan los posibles puntos de generación y el número de microrredes, además de no considerar caídas de tensión en el diseño de las microrredes ni aspectos sociales.

Howells et al. (2005) proponen un modelo que permite conocer las necesidades mínimas energéticas de una localidad rural no electrificada en Sudáfrica, definiendo los límites y restricciones de los usuarios. Con esto, hallan que el consumo de electricidad es bajo, y se podrían reducir los costes disminuyendo la capacidad de zonas con bajos ingresos. El modelo utilizado es MARKAL/TIMES, desarrollado por el Programa de Análisis de Sistemas de Tecnología Energética (ETSAP) de la Agencia Internacional de Energía. MARKAL/TIMES, es un modelo de optimización de bajo coste, que utiliza aspectos como el coste y el rendimiento de la tecnología, para evaluar a las mejores opciones tecnológicas.

Systems Europe (2013) desarrolla la herramienta LAP (Low voltage electrification Analysis and Planning), basada en SIG que permite realizar el diseño técnico y la evaluación económica de proyectos de electrificación de bajo voltaje. La herramienta considera 5 diferentes tipos de suministro de energía: subestaciones de bajo y medio voltaje, plantas diésel, generadores eólicos acoplados a generadores diésel, pequeñas plantas hidroeléctricas y sistemas solares. LAP considera los costes de inversión, de operación y mantenimiento de la red, así como los ingresos por los usuarios del servicio. Como resultado, se obtiene un balance económico optimizado del proyecto.

Finalmente, Uwineza et al. (2021) aplican el método de Monte Carlo para ayudar en la toma de decisiones, con el objetivo de encontrar el mejor sistema de energía híbrida, identificando el LEC y la incertidumbre, a partir de las diversas configuraciones posibles obtenidas de la herramienta de simulación HOMER, utilizada para simular y optimizar un sistema de energía híbrida que complementa un generador diésel existente en la isla de Popova. Los resultados permiten la toma de decisiones más realistas sobre la inversión en sistemas de generación de energía renovable en cualquier país.

En la Tabla 2.8, se resumen las características más destacadas de las herramientas de diseño de sistemas de energías renovables.

**Tabla 2.8. Publicaciones Consultadas de Herramientas de Diseño de Proyectos**

Referencia	Herramienta	Ventajas	Desventajas
<i>Hafez &amp; Bhattacharya (2012)</i>	HOMER	Compara soluciones convencionales, renovables y mixtas, considerando los recursos energéticos, la instalación del sistema y criterios tecno-económicos.	Utiliza los mismos criterios para evaluar diferentes tipos de tecnologías renovables y no incluye aspectos sociales.
<i>Dufo-López &amp; Bernal-Agustín 2011</i>	iHOGA	Herramienta similar a HOMER que, además de minimizar el coste, minimiza las emisiones y la energía no servida.	El cálculo interno resulta complejo y no detalla la distribución ni los aspectos sociales.
<i>Lambert &amp; Hittle (2000)</i>	HOMER + ViPOR	Compara numerosas tecnologías y evalúa los recursos energéticos y la demanda detallada, así como el sistema de distribución.	No permite interactuar al usuario ni incluye aspectos sociales. Tiene limitaciones en la distribución.
<i>Howells et al. (2005)</i>	MARKAL/TIMES	Cálculo sencillo que permite conocer las necesidades mínimas energéticas de una localidad.	No toma en cuenta variables cualitativas ni cuenta con un análisis espacial.
<i>Systems Europe (2013)</i>	LAP	Evalúa el recurso energético y realiza el diseño tecno-económico de proyectos de electrificación rural.	Los criterios técnicos no están enfocados a sistemas aislados ni incluye aspectos sociales.
<i>Uwineza et al. (2021)</i>	Monte Carlo + HOMER	Calcula el mínimo coste y permite tomar decisiones sobre la inversión de sistemas híbridos.	No incluye aspectos sociales y tiene limitaciones en la distribución.

### 2.3.3. Diseño de proyectos mediante análisis multicriterio

En este subapartado se presentan trabajos donde se utilizan métodos multicriterio para seleccionar la mejor alternativa de electrificación para comunidades rurales de entre un conjunto predefinido de alternativas, teniendo en cuenta diversos criterios y la perspectiva de las distintas personas involucradas en el proyecto (Pohekar & Ramachandran, 2004).

Cavallaro & Ciraolo (2005) desarrollan un método multicriterio denominado NAIADE para evaluar la mejor alternativa de electrificación con energía eólica, conforme a un análisis de la energía eléctrica a producir y la demanda en la Isla de Sicilia (Italia). Para ello, utilizan criterios: tecno-económicos (costes de inversión, costes de operación y mantenimiento, capacidad de producción energética, ahorro de energía de fuentes no renovables, madurez de la tecnología y tiempo de puesta en marcha) y medioambientales (emisiones de CO<sub>2</sub> ahorradas, impacto visual, ruido, impacto en los ecosistemas y aceptación de la sociedad). Los resultados muestran que una turbina de 150 kW es la opción más adecuada, por encima de 5 turbinas de 15 kW, 2 turbinas de 150 kW y 5 turbinas de 15 kW más una planta fotovoltaica de 30 kWp.

Keller et al. (2007) desarrollan una herramienta de diseño y simulación que permite generar diferentes escenarios con las tecnologías hidráulica, solar, eólica y biomasa para cubrir la demanda requerida para los distintos usos, mediante el dimensionado de los puntos de generación. Mediante la técnica AHP, se seleccionan las alternativas más adecuadas, tomando en cuenta varios criterios (cualitativos y cuantitativos) en función de la opinión de todos los

actores involucrados en el proceso. La desventaja de utilizar esta herramienta, es que no se especifica en detalle la microrred seleccionada, además de limitar las tecnologías que se pueden instalar en un mismo punto.

Jagu et al. (2014) identifican la mejor tecnología (microhidro, solar, biomasa, híbrido solar-eólico y biometanización) para la electrificación en India utilizando PROMETHEE. Primero identifican los criterios (ambiental, social, económico, recursos energéticos, técnico, operacional y regulatorio) y luego los priorizan para evaluar las tecnologías. Los autores realizan visitas de campo en seis lugares tipo de la India y recopilan la información de los encargados de proyectos de electrificación, expertos técnicos, organizaciones no gubernamentales y usuarios finales. Con esto, concluyen que la mejor opción tecnológica es la micro-hidráulica para este contexto.

Rojas-Zerpa & Yusta (2015) proponen una aplicación combinada de dos métodos de decisión multicriterio, AHP y VIKOR, para facilitar la selección de la mejor solución para el suministro eléctrico de zonas rurales remotas, teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos, ambientales y sociales (incluidos el Índice de Desarrollo Humano y la generación de empleos). Su trabajo utiliza pesos para cada criterio, que se seleccionan mediante las opiniones de los expertos, y posteriormente una valoración de las alternativas para cada criterio.

Domenech et al. (2015a) proponen una metodología integral que guía a los tomadores de decisión en todo el proceso de diseño de sistemas eólico-solares con soporte de baterías para comunidades rurales. La metodología es flexible para adecuarse a las características y condicionantes de cada caso de estudio. El proceso de diseño consta de 3 niveles de decisión, centrándose primero en la demanda a cubrir, luego en la distribución eléctrica y finalmente en los equipos de generación. En cada nivel, se sigue un doble proceso: primero se genera un conjunto de soluciones factibles con una herramienta de optimización y luego se selecciona la más adecuada con la programación compromiso, con criterios técnicos, económicos y sociales. La metodología permite interactuar al tomador de decisiones a lo largo de todo el proceso para ir ajustando las decisiones progresivamente. Posteriormente, presentan un modelo de optimización de la planificación energética a largo plazo y multiobjetivo adaptado a los sistemas eléctricos nacionales con poca infraestructura eléctrica existente. Determina la ubicación, el tipo, la capacidad y el momento de las adiciones a la infraestructura del sistema de energía.

En la Tabla 2.9, se destacan las características de los casos de estudio con herramientas multicriterio para el diseño de proyectos a escala local.

**Tabla 2.9. Publicaciones Consultadas de Diseño Multicriterio de Proyectos**

Referencia	Ventajas	Desventajas
<i>Cavallaro &amp; Ciraolo (2005)</i>	Considera aspectos tecno-económicos y ambientales	Aunque algunos aspectos sociales se incluyen en la categoría medioambiental, no se incorpora el impacto en la comunidad.
<i>Keller et al. (2007)</i>	Compara numerosas tecnologías, incluyendo criterios cualitativos y cuantitativos.	No permite la interacción con el usuario. Presenta limitaciones en la generación y distribución eléctrica.
<i>Jagu et al. (2014)</i>	Considera aspectos ambientales, sociales, económicos, recursos energéticos, técnicos, operacionales y regulatorios	Los criterios sociales son limitados.
<i>Rojas-Zerpa &amp; Yusta (2015)</i>	Facilitar la toma de decisiones de forma transparente y participativa.	Los aspectos sociales a nivel local son limitados y no se detalla el sistema de distribución.
<i>Domenech et al. (2015a)</i>	Combina optimización y multicriterio, incluyendo criterios técnicos, económicos y sociales a nivel local. Obtiene soluciones muy detalladas.	Limita las tecnologías a eólica-solar.

## 2.4. DISEÑO DE PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

A continuación, se presentan trabajos encontrados en la literatura sobre planes de electrificación rural a escala regional, que se han implementado en regiones de todo el mundo. A diferencia del apartado 2.3, que se centraba en el diseño de proyectos, aquí se pone el énfasis en estudios regionales que incluyen varias comunidades simultáneamente, aunque puedan ejecutarse en diferentes fases temporales. En concreto, primero se analizan modelos de optimización para el estudio de planes de electrificación rural (subapartado 2.4.1). Posteriormente, se revisan herramientas que sistematizan el análisis de los planes (subapartado 2.4.2). Finalmente, se presentan estudios de planes de electrificación que utilizan un enfoque multicriterio como herramienta de apoyo a la toma de decisiones (subapartado 2.4.3).

### 2.4.1. Modelos de optimización de planes de electrificación

Uno de los problemas más significativos al diseñar planes de electrificación rural es la elección de la tecnología más adecuada (Mainali, 2014). Esto se debe, principalmente, a la escasez de recursos financieros, y en ocasiones técnicos, destinados a este propósito por parte de los gobiernos. En este subapartado se analizan publicaciones donde se comparan distintas tecnologías para la electrificación rural a escala regional. Como se ha mencionado, las opciones consideradas en este trabajo son la solar, la eólica, los generadores diésel.

Gutierrez-Vera (1992) analiza el rendimiento de sistemas eólico-solar-diésel y sus posibles variaciones. En concreto, examina 19 tipos de tecnologías de electrificación a escala regional, de las cuales 7 son seleccionadas (solar, eólica, diésel individual, solar y diésel central, sistemas híbridos y extensión de la red eléctrica). Además, analiza el rendimiento en la electrificación de 12 comunidades remotas de Santa María Magdalena (México), buscando satisfacer 12 objetivos de diseño técnicos y 5 socioeconómicos, así como su impacto en el medio ambiente. El estudio se basa en el análisis de las necesidades energéticas de una comunidad, como “pueblo típico replicable”, y de bases de datos nacionales para los perfiles

socioeconómicos. Del análisis se obtiene que la mejor opción es un sistema híbrido autónomo (paneles solares, generador diésel y, opcionalmente un aerogenerador). El sistema a instalar en la comunidad está equipado con un sistema de adquisición de datos para facilitar la evaluación de su desempeño y extrapolarlo a otras aldeas.

Mnassri & Leger (2010) comparan los sistemas fotovoltaicos autónomos con los generadores diésel, analizando su factibilidad con distintos parámetros, como el recurso solar, la demanda energética, el coste de instalación y el análisis del coste del ciclo de vida; en comunidades remotas de Túnez. Identifican que el clima y la ubicación geográfica resultan determinantes para la utilización de la energía solar. La región de estudio presenta altos niveles de insolación que, combinados con los costes a la baja de los paneles fotovoltaicos, conducen a que para un período de treinta años la generación fotovoltaica es más barata que la generación diésel, que depende de los combustibles. Los autores recomiendan analizar sistemas híbridos, que combinen ambas tecnologías (solar y diésel), que serían más económicos al disminuir considerablemente el tamaño del banco de baterías.

Mahapatra & Dasappa (2012) presentan un análisis para elegir la mejor opción entre la energía solar fotovoltaica, la biomasa y la extensión de la red para electrificar aldeas remotas. El modelo está basado en el análisis del coste del ciclo de vida, considerando la disponibilidad de la red y las horas de funcionamiento de los sistemas de energía renovable. El análisis muestra que, para los pueblos con baja demanda de energía situados muy lejos de la red eléctrica, los sistemas basados en la biomasa son más competitivos que los sistemas fotovoltaicos o incluso que la extensión de la red. Así, identifica que la generación de energía de la biomasa y los sistemas fotovoltaicos pueden ser competitivos en costes, en comparación con la extensión de la red eléctrica nacional.

Poudel (2013) propone una serie de indicadores para el diseño de un plan de electrificación rural en Nepal. Estos indicadores son: la distancia de equilibrio para la extensión del interconectado, el LEC, el coste actual neto, el coste de capital medio por vivienda y la fiabilidad del suministro energético. Estos parámetros se calculan y analizan sobre la base de los datos disponibles en la región. Con este análisis, se identifican las áreas candidatas para implementar sistemas autónomos. A modo de ejemplo, se estudia la viabilidad de un sistema híbrido (eólica y solar) en el oeste de Nepal, que podría ser replicado en otras áreas del país.

Baurzhan & Jenkins (2016) examinan la viabilidad de planes de electrificación basados en energía solar en Afganistán y Nepal, centrándose en indicadores socioeconómicos y ambientales, como el Coste de Electrificación Equivalente (LEC), el coste-efectividad, la asequibilidad, el financiamiento, el impacto ambiental y la reducción de la pobreza. Con esto, realizan una comparación entre la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos solares frente a los grupos electrógenos diésel, mediante el LEC. El artículo concluye que el cálculo del LEC y la disponibilidad de recursos son útiles para determinar las vías rentables que se pueden adoptar a corto plazo para promover la electrificación entre los pobres y el desarrollo sostenible en general.

En la Tabla 2.10, se resumen las características principales de los artículos aquí revisados. Nótese que se centran en la evaluación y comparación de sistemas con diferentes tecnologías, buscando su viabilidad para la elección de la/s mejor/es tecnologías en los planes de electrificación, utilizando métodos como el análisis del ciclo de vida, entre otros indicadores.

**Tabla 2.10. Publicaciones Consultadas de Modelos de Planificación**

Referencia	Tecnologías	Características
<i>Gutiérrez-Vera (1992)</i>	Múltiples	Elección de opciones de electrificación con base en su rendimiento y objetivos técnicos y socioeconómicos. Diseño de una comunidad tipo extrapolable a una región.
<i>Mnassri &amp; Leger (2010)</i>	Fotovoltaica Diésel	Análisis de viabilidad de un sistema regional fotovoltaico frente a uno diésel, estudiando el recurso solar, la demanda y los costes de instalación y del ciclo de vida.
<i>Mahapatra et al. (2012)</i>	Extensión de la red Fotovoltaica Biomasa	Elección de opciones de electrificación según el análisis de los componentes principales y el coste del ciclo de vida.
<i>Poudel (2013)</i>	Múltiples	Propuesta de indicadores para identificar áreas donde implementar sistemas autónomos en áreas candidata de una región. Caso de estudio eólico-solar, que podría ser replicado.
<i>Baurzhan &amp; Jenkins (2016)</i>	Fotovoltaica Diésel	Análisis de la viabilidad de planes de energía solar teniendo en cuenta diferentes criterios, particularmente el LEC.

Dentro de los modelos de planificación de la electrificación rural mediante la comparación de tecnologías, existen trabajos que utilizan los Sistemas de Información Geográfica (SIG). Los SIG son una valiosa herramienta de análisis geoespacial y cálculo matemático, que pueden ser usados para diseñar planes de electrificación rural, no sólo para estimar el potencial de los recursos energéticos de una región, sino también para seleccionar la/s tecnología/s más adecuada/s (Rodríguez & Sarmiento, 2010). Hasta la fecha se han utilizado herramientas SIG en diferentes países y contextos (Aydin et al., 2010; Hernández-Escobedo et al., 2010, 2014; Ramachandra & Shruthi, 2005; Sliz-Szkliniarz & Vogt, 2011).

Nässén et al. (2002) comparan la extensión de la red eléctrica con sistemas los fotovoltaicos autónomos, estimando los costes del ciclo de vida en el norte de Ghana. Los autores utilizan ArcView (un SIG que realiza la gestión de datos y análisis complejos), para la identificación de 75 comunidades. Además, utilizan ViPOR (herramienta que se ha detallado anteriormente) para minimizar la longitud de líneas de MT y BT. Así, los autores afirman que los sistemas fotovoltaicos resultan económicamente más viables para fines de iluminación, entretenimiento, información e instalaciones públicas básicas como escuelas y hospitales. Sin embargo, para altos consumos de los hogares o para propósitos industriales, los sistemas fotovoltaicos no resultan viables económicamente.

Yue & Wang (2006) evalúan el potencial energético (eólica, solar y biomasa) en una zona rural de Chigu (Taiwán). El enfoque adoptado evalúa los potenciales locales de las fuentes de energía renovables con la ayuda de un SIG, de acuerdo con las condiciones locales reales, y permite tener en cuenta restricciones como las condiciones climáticas, los usos del suelo y los entornos ecológicos locales. El potencial se evalúa bajo la consideración de ciertas

restricciones. Para la eólica: velocidad del viento de 4 m/s; distancia mínima de los pueblos de 250 m; distancia entre las turbinas eólicas de tres veces el diámetro del rotor; producción anual calculada con la velocidad media del viento y la rugosidad mediante la “Wind Turbine Power Calculator”. Para la solar: área de construcción; del suelo; de los paneles y capacidad de instalación. Por último, para la biomasa: superficie destinada a la plantación de cultivos.

Kaijuka (2007) realiza un análisis de Uganda, utilizando un SIG para el proceso de planificación de la electrificación rural. Esta investigación es impulsada para analizar diferentes patrones en la demanda. El objetivo es identificar diferentes modelos de demanda y áreas prioritarias para la inversión. Para lograrlo, se analiza un escenario de demanda donde la electricidad puede ser suministrada a diferentes áreas seleccionadas en un mapa, estudiando la red de distribución eléctrica, la localización de las comunidades y los centros prioritarios (centros de salud, escuelas, etc.). Con esta información, se desarrolla una herramienta para ponderar a cada comunidad, en función del tipo de demanda, lo que permite establecer una clasificación según el orden de prioridad para la electrificación.

Van Hoesen & Letendre (2010) utilizan una herramienta SIG, basada en ArcView, para identificar las áreas con mayor potencial energético (eólico, solar y biomasa) para la electrificación de zonas rurales en Poultney (EEUU), permitiendo implementar infraestructuras físicas, cultivos para la biomasa, aerogeneradores y paneles fotovoltaicos. Para ello, se utilizan datos de gran resolución y se realizan los mapas del potencial energético, dividiéndolos en tres categorías: electricidad, calefacción y transporte. Los autores identifican que el análisis indica un potencial limitado para la infraestructura física y un potencial moderado para el desarrollo de la biomasa.

Hernández-Escobedo et al. (2015) evalúan el potencial solar para aplicaciones fotovoltaicas en el Golfo México, con la ayuda de los SIG. En concreto, realizan 13 mapas que permiten la ubicación de las zonas con mejor potencial y la información sobre el terreno. Los datos utilizados en el análisis se obtienen de Estaciones Meteorológicas Automáticas del Servicio Meteorológico Nacional de México cada 10 min durante un período de 10 años, así como de la Superintendencia de Meteorología y Energía Solar y la Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio (NASA) cada mes durante 22 años. Como resultado, se concluye que en la región sur del estado de Veracruz se registra el mayor recurso solar. Por tanto, la energía solar tiene un potencial significativo para complementar las necesidades energéticas en los estados mexicanos a lo largo del Golfo de México. Además, se recomienda que el gobierno adopte políticas de apoyo y promoción de la energía solar para mantener las reservas de combustibles fósiles y reducir los gases de efecto invernadero.

Por último, Torres Pérez et al. (2021) presenta la herramienta LECGIS para la evaluación tecno-económica de alternativas de electrificación rural, que se puede adaptar a las realidades de diferentes escenarios. Además, permite la agrupación de viviendas aisladas, para una mejor modelización del coste de los sistemas centralizados. Se describe la aplicación de esta herramienta en el caso de estudio de Guamá (Cuba). Así, se calculan y comparan 7 opciones tecnológicas para la electrificación de comunidades, con base en el LEC. Actualmente, la

herramienta se está desarrollando aún más, y se está mejorando el algoritmo de extensión de la red y la agrupación de hogares, para decidir si atenderlos con alternativas de electrificación basadas en microrredes o con la red nacional.

En la Tabla 2.11, se resumen las características más destacadas de las herramientas SIG revisadas. Estas herramientas permiten evaluar simultáneamente diferentes recursos energéticos, determinar las mejores localizaciones, considerar las condiciones geográficas que afectan al rendimiento de las tecnologías, y extrapolar la información a regiones contiguas. Así, las SIG posibilitan el análisis de los datos existentes en las zonas de estudio, reduciendo la necesidad de visitas de campo, favoreciendo la planificación a gran escala y estimando las tecnologías en base al indicador LEC (Amador & Domínguez, 2005).

**Tabla 2.11. Publicaciones Consultadas de Modelos de Planificación de la Generación con SIG**

Referencia	Tecnologías	Características
<i>Nässén et al. (2002)</i>	Extensión de la red Fotovoltaica	Uso de ArcView para estudiar la viabilidad económica sistemas fotovoltaicos frente a la extensión de la red, en función de la tipología de usuarios y su consumo.
<i>Yue &amp; Wang (2006)</i>	Eólica Fotovoltaica Biomasa	Evaluación del potencial energético teniendo en cuenta condiciones climáticas, usos de suelo y entornos ecológicos.
<i>Kaijuka (2007)</i>	Múltiples	Se examinan las áreas prioritarias para la inversión en sistemas de electrificación, en función del escenario de demanda, la red eléctrica, la localización de comunidades y los puntos prioritarios.
<i>Van Hoesen &amp; Letendre (2010)</i>	Eólico Fotovoltaica Biomasa	Evaluación del potencial para desarrollar infraestructuras para cubrir las necesidades energéticas, de calefacción y de transporte.
<i>Hernández-Escobedo (2015)</i>	Fotovoltaica	Estudio del potencial fotovoltaico en regiones de México para presionar al gobierno en la puesta en marcha de iniciativas que ayuden al desarrollo de esta tecnología.
<i>Torres Pérez et al. (2021)</i>	LECGIS	Permite calcular y comparar opciones tecnológicas para la electrificación de comunidades, con base en el LEC.

Así como los modelos previos se centraban en la comparación de tecnologías de generación, existen investigaciones que se focalizan en mejorar la calidad y la seguridad de la distribución eléctrica. Esta distribución se puede llevar a cabo mediante sistemas individuales, donde la generación se da en cada punto de consumo, o mediante microrredes, que concentran la generación y acumulación para varios puntos de consumo.

Camblong et al. (2009) promueven la electrificación de zonas rurales en 3 regiones de Senegal mediante la instalación de microrredes con energías renovables (eólica, solar, diésel y biomasa), dado el enorme potencial de la región. Los resultados permiten a Alzola et al. (2009) proponer un plan de electrificación mediante un kit estandarizado, guiándose por principios de economías de escala, simplicidad técnica y fiabilidad, replicable en muchas comunidades de la región. La principal barrera de este tipo de tecnologías se debe a los altos costes de los paneles en Senegal; para lo cual proponen fortalecer los mecanismos financieros que apoyen el desarrollo de este mercado.

Por su parte, Chaurey & Kandpal (2010a) realizan una comparación tecno-económica de un sistema solar doméstico y microrredes solares, mediante los costes anuales del ciclo de vida para el mismo tipo de cargas y patrones de consumo en un número variable de hogares, para una comunidad teórica en la India. El estudio analiza la viabilidad de las dos opciones desde la perspectiva de los usuarios, una empresa de servicios energéticos y la sociedad. Los resultados muestran que la microrred es la opción más económica para un pueblo que tiene un terreno geográfico plano y más de 500 hogares densamente ubicados, usando 3-4 aparatos de bajo consumo, por un promedio de 4 h diarias. Los sistemas solares domésticos muestran ser mejores para viviendas que se encuentran con mucha dispersión o presentan una baja densidad de carga. Los autores concluyen que este estudio puede servir como base para las empresas promotoras de la electrificación.

Mamaghani et al. (2016) analizan microrredes híbridas (eólica-solar-diésel) para la electrificación de tres pueblos en Colombia, comprendidos en el “Plan de desarrollo de Colombia 2011-2030 para fuentes de energía no convencionales”. Este trabajo presenta una evaluación sistemática de diferentes configuraciones considerando datos como: los recursos energéticos recopilados del Atlas de radiación solar y de viento del gobierno de Colombia; el coste actual neto de las energías y de las emisiones contaminantes. Así, los autores, proponen y evalúan siete casos de diseño basados en combinaciones de generadores diésel, paneles solares y mini-aerogeneradores. Además, identifican que en Unguía y Jericó, dado el bajo recurso eólico, las microrredes diésel-solar son las más convenientes desde el punto de vista económico; mientras que en Puerto Estrella la mejor configuración es la microrred solar-eólica debido a la dificultad de transportar combustible hasta esta zona rural.

Azimoh et al. (2017) presentan un análisis de microrredes implementadas en el marco de planes de electrificación rural en numerosos países africanos (Hansen et al., 2014; Innovation Energie Développement & IED, 2013; IRENA, 2013; Léna, 2013; Taele et al., 2012). Estas experiencias han tenido un éxito limitado, entre otras cosas, debido a los limitados conocimientos de los promotores de la electrificación. En cambio, en países Asia y Latino América, se observa un mayor número de éxitos con microrredes (Barnes, 2005; Deshmukh et al., 2013; Gerlach et al., 2013; Ghosh et al., 2010; Peskett, 2011). Esto es debido a que estos países han puesto un mayor énfasis en la integración entre los planes y los beneficiarios. A partir de la evaluación, Azimoh et al. (2017) identifican los factores de éxito y los desafíos para la instalación de microrredes híbridas (solar-diésel) en Namibia y su extrapolación al África subsahariana. Para ello, proponen un modelo del análisis del coste del ciclo de vida, basado en estudios de campo, entrevistas a representantes, instituciones públicas y proveedores de energía. Las claves para el éxito de las microrredes se basan en que el sistema se encuentre en una zona con potencial de crecimiento; además de utilizar un sistema progresivo de tarifas por parte del gobierno que ayude a amortiguar los costes de los sistemas.

En la Tabla 2.12, se resumen las características más importantes de los trabajos presentados. Los distintos autores afirman que las microrredes son viables para la electrificación de zonas remotas donde la extensión de la red eléctrica nacional es demasiado costosa. Sin embargo, estos estudios no analizan la generación eléctrica, sino que partes de tecnologías predefinidas.

Además, es necesario analizar una mayor cantidad de criterios energéticos, técnicos y económicos tanto para la generación como para la distribución de electricidad, mediante herramientas estandarizadas de planificación. Se podrá así ahorrar tiempo y recursos invertidos en el diseño de planes. Dichas herramientas se detallan en el siguiente subapartado.

**Tabla 2.12. Publicaciones Consultadas de Modelos de Planificación de la Distribución**

Referencia	Tecnología	Características
<i>Camblong et al. Alzola et al. (2009)</i>	Microrredes híbridas (eólica-solar-diésel-biomasa)	Promueve la implementación de un kit estándar para una región, para aprovechar economías de escala, manteniendo la simplicidad técnica.
<i>Chaurey &amp; Kandpal (2010a)</i>	Microrredes fotovoltaicas Sistema solar doméstico	Comparación económica de ambos sistemas para una comunidad tipo, para replicar soluciones en toda una región.
<i>Mamaghani et al. (2016)</i>	Microrred híbridas (eólica-solar-diésel)	Evaluación de 7 opciones tecnológicas de diseño para determinar la mejor opción en distintas zonas.
<i>Azimoh et al. (2017)</i>	Microrredes híbridas (eólica-solar)	Evaluación de casos exitosos y fracasos. Propuesta de un modelo para evaluar potenciales ubicaciones de microrredes, en función de las características locales.

#### 2.4.2. Herramientas de planificación de la electrificación

Como se ha comentado anteriormente, muchos planes de electrificación rural han presentado limitaciones debido a los altos costes de los proyectos por la falta de un diseño adecuado. En este sentido, es importante utilizar herramientas de diseño, análisis y planificación de los sistemas en las diferentes etapas de ejecución (Sinha & Chandel, 2014, Ciller & Lumbreras, 2020). En las últimas décadas, se han desarrollado herramientas que permiten realizar simulaciones y dar soporte a la toma de decisiones en planificación de la electrificación rural. La simulación permite replicar situaciones reales (o que podrían serlo), para determinar estadísticamente su comportamiento en el tiempo. El soporte a las decisiones provee de información al encargado del plan para elegir la opción que mejor se adapte a las necesidades del problema.

Hybrid2, ha sido desarrollado por el Laboratorio de Investigación de Energía Renovable (NREL) de la Universidad de Massachusetts, EEUU, con el apoyo del Laboratorio Nacional de Energía Renovable. Se trata de un programa de simulación basado en series temporales (demanda, velocidad del viento, etc.) que permite evaluar el recurso energético disponible y simula el rendimiento de sistemas híbridos con un enfoque técnico. Hybrid2 es un modelo de simulación que predice el comportamiento a largo plazo de sistemas energéticos, utilizando diversos datos de entrada de los equipos a utilizar (aerogeneradores, sistemas fotovoltaicos, generadores diésel, baterías, convertidores y otros componentes eléctricos). Además, realiza un estudio económico de costes de capital, gastos de operación y mantenimiento, costes de reemplazos con los que calcula los flujos de efectivo del plan y otros indicadores económicos (Manwell et al., 2006). La desventaja de este software es que tiene un acceso limitado a los parámetros.

Otra herramienta utilizada en la planificación de la electrificación es INSEL (Integrated Simulation Environment Language), desarrollada por la Universidad de Oldenburg (Luther & Schumacher-Gröhn, 1991). El análisis del funcionamiento del sistema se puede llevar a cabo con un intervalo de tiempo especificado por el usuario. Una de sus ventajas es la flexibilidad para crear los modelos y las configuraciones del sistema. Autores como Beyer et al. (2003), evalúan los aspectos técnicos y las limitaciones de añadir sistemas fotovoltaicos a sistemas diésel (previamente instalados), teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas de una región al norte de Brasil. Los autores analizan el dimensionado de los paneles solares según el ahorro de combustible que se puede obtener. Como validación, se estudia el desempeño de un sistema híbrido solar-diésel, extrapolando los resultados a toda la región y concluyendo que la energía fotovoltaica es económicamente factible para los proveedores de electricidad, lo que podría incrementar el mercado de energía fotovoltaica en Brasil.

Por último, Network Planner Tool (NPT) (Blake & Gilboy, 1993) es una herramienta de apoyo a la decisión para explorar los costes de diferentes opciones tecnológicas de electrificación en comunidades no electrificadas. Es un modelo en sistema web accesible, escrito en Python y desarrollado por Modi Research Group, de la Universidad de Columbia (EEUU). NPT combina datos sobre la demanda y el coste de electricidad en la población de estudio, además de datos socioeconómicos, lo que permite calcular diferentes estimaciones de la demanda para un conjunto de comunidades. Con estos datos, el modelo calcula proyecciones de costes de tres opciones de electrificación (solar, diésel y/o extensión de la red) y propone la mejor tecnología para electrificar comunidades dentro de un tiempo específico. Los resultados, permiten a los planificadores comprender los costes y los plazos de implementar la electrificación en general, así como priorizar las áreas donde la extensión de la red es la mejor opción. En este sentido, Kemausuor et al. (2014) utiliza NPT para comparar los costes a largo plazo para suministrar electricidad a 2600 comunidades en Ghana dentro de un período de 10 años. Los resultados muestran que la mejor opción para la mayoría de las comunidades es la extensión de la red, lo que representa más del 85% del total; mientras que para un pequeño porcentaje propone la utilización de sistemas fotovoltaicos.

La mayoría de las herramientas descritas no toman en cuenta la influencia del territorio sobre las comunidades rurales en materia de accesibilidad, patrones de la población, etc. Kaijuka (2007) recomienda el uso de SIG, que pueden proporcionar un conjunto clave de componentes necesarios para la planificación en forma de datos georreferenciados, utilizando coordenadas GPS. Además, los SIG permiten analizar datos estadísticos para ayudar a la toma de decisiones de los responsables de realizar los planes.

ArcGIS es una plataforma SIG desarrollada para la captura, edición, análisis, tratamiento, diseño, publicación e impresión de información geográfica. Sobre esta base, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) de Madrid desarrolló IntiGIS, que permite evaluar y comparar la mejor opción tecnológica (renovable y convencional) para comunidades rurales a escala regional. Para ello, se analizan las alternativas tecnológicas incorporando aspectos sociodemográficos, económicos,

cartográficos y técnicos, a través de la realidad territorial de la región de estudio en México (Pinedo Pascua, 2010).

IntiGIS es una herramienta enfocada a usuarios que trabajen en electrificación rural en las fases de evaluación previa en países en desarrollo (Calvert et al., 2013). Los resultados permiten ayudar en la elección de la tecnología más adecuada (solar, mini-eólica, diésel individual, diésel central, eólico-diésel y conexión a red), en una región compuesta por diversas localidades rurales, considerando el LEC (Obi et al., 2017). Como resultado, se obtienen tanto los valores numéricos como cartográficos de cada una de las tecnologías de generación eléctrica estudiadas, así como el mejor resultado en cada punto de demanda (Domínguez et al., 2008). También se permite realizar un análisis de sensibilidad espacial que sirve para evaluar la importancia de cada variable en el caso de estudio, analizar la estabilidad del resultado y estudiar diferentes escenarios en función de la variabilidad de los parámetros (Domínguez & Pinedo, 2009).

A modo de ejemplo, Corral et al. (2013) presentan una propuesta de electrificación para las localidades rurales del municipio de Ensenada (México). Para ello, utilizan la herramienta IntiGIS para encontrar la tecnología más adecuada en cada localidad. Los autores concluyen que la única alternativa para la extensión de la red son las comunidades que se encuentran a menos de 900 m, lo que equivale a un 4% de las comunidades rurales del municipio de Ensenada. En cambio, para el 83% de las comunidades es más conveniente utilizar sistemas fotovoltaicos, y para el 13% restante la eólica individual. Por su parte, Martínez-Sarmiento et al. (2013) presentan una propuesta de electrificación para la provincia de Carchi (Ecuador) con IntiGIS. Los resultados muestran que la tecnología fotovoltaica es la más competitiva para el total de viviendas, debido a su bajo LEC, y en segundo lugar la extensión de la red, debido a que el sector de San Marcos (Carchi) concentra una densidad de demanda muy elevada.

En la Tabla 2.13, se resumen las características más destacadas de las herramientas de simulación y ayuda a la toma de decisiones revisadas.

**Tabla 2.13. Publicaciones Consultadas de Herramientas Informáticas de Planificación**

Herramienta	Ventajas	Desventajas
<i>Hybrid2</i>	Permite evaluar el recurso energético Simula el rendimiento de sistemas híbridos con un enfoque técnico. Toma en cuenta las fluctuaciones en la demanda y los recursos.	No incluye un análisis de sensibilidad. Los criterios económicos únicamente están delimitados en cuanto a ganancia-utilidad. Evaluación de alternativas basadas en criterios técnicos y económicos.
<i>INSEL</i>	Presenta flexibilidad para crear los modelos y configuraciones del sistema.	No incluye análisis de sensibilidad. No permite la realización de optimizaciones.
<i>NPT</i>	Calcula las proyecciones de costes. Propone la opción más rentable. Incorpora SIG para el análisis espacial.	No considera generadores diésel para las microrredes.
<i>IntiGIS</i>	Calcula el LEC a partir de la ubicación, los recursos energéticos y la dispersión en cada comunidad de una región para distintas opciones tecnológica. Permite hacer un análisis de sensibilidad.	No considera el detalle de las soluciones.

### **2.4.3. Diseño de planes mediante análisis multicriterio**

En este subapartado, se presentan estudios de planes de electrificación que utilizan un enfoque multicriterio para el análisis, como herramienta de apoyo a la toma de decisiones. Esto permite integrar diferentes indicadores o criterios de acuerdo con la opinión de distintos actores en un único marco de análisis para obtener una visión integral (Linares, 2002).

Pokharel & Chandrashekar (1998) aplican el método STEP para el análisis de la planificación de energía en zonas rurales. El método STEP, propuesto por Benayoun et al. (1971) es un método interactivo que permite la comparación directa entre alternativas. Los autores lo aplican para analizar la situación energética en una cuenca hidrográfica de Phetewatal (India), evaluando criterios como: el tipo de combustible, los dispositivos de uso final y los usos finales. El principal objetivo es minimizar el coste de implementar un programa de energía; el segundo objetivo es la sustitución de fuentes energéticas tradicionales por más eficientes; y el tercer objetivo es la maximización del empleo local. Concluyen que se obtienen resultados coherentes, aunque el principal inconveniente de esta herramienta es que, en caso de existir muchas restricciones, conllevaría una gran cantidad de tiempo de cálculo o un ordenador de mayor robustez, que no muchas veces está al alcance de todos.

Beccali et al. (2003) evalúan un plan de acción para la difusión de tecnologías de energía renovable a escala regional en la isla de Cerdeña (Italia), utilizando la herramienta ELECTRE (Elimination and Choice Expressing Reality). Esta herramienta consiste en reducir el tamaño del conjunto de soluciones eficientes, identificando dominancias entre diferentes tecnologías renovables. Los autores evalúan una serie de 12 criterios y 3 posibles escenarios decisorios: alta prioridad a los efectos ambientales, aspectos sociales y económicos destacados, y atención a las estrategias de ahorro y racionalización. Con lo anterior, los autores logran identificar que la isla tiene un alto potencial energético, donde se puede buscar la reducción del consumo de los combustibles fósiles, coherente con las necesidades técnicas del sistema actual.

Rahman et al. (2013) presentan un enfoque estandarizado para la toma de decisiones relacionadas con la extensión de los servicios de electricidad en zonas rurales. En concreto, comparan la extensión de la red eléctrica nacional con los sistemas autónomos, tomando como base el LEC. Para ello, se utiliza la herramienta de ayuda a la toma de decisiones multicriterio SMAA (Análisis de Aceptabilidad Estocástica Multicriterio) para evaluar las tecnologías autónomas mediante 24 criterios. Así, presentan un caso de estudio en un pueblo de Bangladesh, señalando que la extensión de la red resulta inviable, mientras que la energía solar fotovoltaica y el biogás, son las alternativas que cuentan con una mayor aceptabilidad entre la población.

Aly et al. (2017) investigan la idoneidad espacial de las instalaciones de energía solar en Tanzania, a través del uso de SIG (Sistemas de Información Geográfica), combinado con la toma de decisiones multicriterio basada en el método AHP (Proceso Analítico Jerárquico). De esta forma se determinan los pesos de siete criterios de clasificación identificados a partir de la opinión de expertos: áreas protegidas, cubierta terrestre, topografía, cuerpos de agua, expansión urbana y baja radiación solar. Como resultado del estudio, se muestra un mapa

donde se categorizan las áreas en función del potencial solar (más adecuadas, adecuadas, moderadamente adecuadas y menos adecuadas). Por último, con la evaluación de los criterios y la identificación de las áreas potenciales de energía solar, se obtienen cuatro puntos óptimos en el mapa, donde resulta más idónea la instalación de sistemas fotovoltaicos.

En la Tabla 2.14, se resumen las características más destacadas de las herramientas multicriterio que se han utilizado para el diseño de planes de electrificación rural. En cada caso, se destacan las ventajas y limitaciones de las herramientas usadas.

**Tabla 2.14. Publicaciones Consultadas de Diseño de Planes Multicriterio**

Referencia	Ventajas	Limitaciones
Pokharel & Chandrashekar (1998)	Permite una comparación directa entre las soluciones alternativas.	Solo admite criterios cuantitativos.
Beccali et al. (2003)	Puede manejar criterios cuantitativos y cualitativos y de proveer una completa ordenación de las alternativas. No requiere de gran esfuerzo del decisor.	Necesidad de un análisis de sensibilidad. No considera la intensidad de las preferencias. Método poco sólido a nivel teórico.
Rahman et al. (2013)	Permite modelar de forma flexible varios tipos de información inexacta, incierta, imprecisa o parcialmente ausente.	No considera un análisis de sensibilidad. Es compleja de utilizar y entender.
Aly et al. (2017)	Facilita el uso de criterios cualitativos y cuantitativos, e incluye la participación social, de forma simple y flexible. Permite el análisis de sensibilidad	Requiere de mucha información, no siempre fácil de recopilar. Uso de una escala de 9 valores.

## 2.5. CONCLUSIONES DEL ESTADO DEL ARTE

La estrategia habitual para aumentar la cobertura eléctrica es la extensión de la red nacional, aunque resulta demasiado costosa en áreas remotas, dispersas e inaccesibles (Ahlborg & Hammar, 2014). Alternativamente, los sistemas autónomos permiten generar y distribuir la electricidad in situ (Palit & Bandyopadhyay, 2016). La generación eléctrica puede basarse en tecnologías convencionales, como los generadores diésel que han sido ampliamente utilizados en las últimas décadas (Mohammad Rozali et al., 2016). En cambio, las energías renovables (como la eólica y la solar) están recibiendo cada vez más atención y permiten aprovechar recursos locales (Bekele & Tadesse, 2012). La distribución eléctrica se puede desarrollar mediante sistemas individuales (sistema independiente para cada punto de consumo) o microrredes (que abastecen a varios puntos de consumo) (Azimoh et al., 2017). Las microrredes aumentan el coste del cableado, pero tienen importantes beneficios en comparación con los sistemas individuales como aprovechar las ubicaciones de alto recurso o una mayor flexibilidad en el consumo (Ferrer-Martí et al., 2012).

La evaluación y valoración de las estrategias de electrificación es un tema clave para identificar las fortalezas y debilidades de cada opción, para la correcta implementación de los sistemas futuros. La evaluación técnica debe ser analizada conjuntamente con la dimensión económica para conocer la factibilidad, los precios en el mercado de las tecnologías, los

impuestos y los subsidios (Ismail et al., 2013). A su vez, se puede constatar que existe una clara relación entre el análisis económico y el social (Biswas et al., 2001); y algunos autores recomiendan que los factores sociales sean igual o más importantes que el diseño técnico de los planes de electrificación. Además, la evaluación de la dimensión institucional destaca que en los proyectos de electrificación rural deben ir de la mano con los gobiernos nacionales y regionales para lograr un impacto exitoso en las dimensiones anteriormente analizadas. Por eso, es necesario desarrollar evaluaciones multidimensionales de los proyectos.

En estos sistemas, un punto clave para asegurar la sostenibilidad multidimensional del proyecto es organizar el mantenimiento técnico y económico de los sistemas de electrificación a lo largo de su vida útil (Narula & Bhattacharyya, 2017). En particular, se recomienda que se promueva la participación de los usuarios, y fomentar la productividad, desarrollando planes de capacitación sobre producción, administración empresarial y acceso a los mercados (Lillo et al., 2015). Además, se recomienda priorizar los proyectos donde la iniciativa proviene de la comunidad ya que ésta es clave para la sostenibilidad del proyecto.

El marco institucional para desarrollar los proyectos son los Planes de Electrificación Rural, los cuales se diseñan con base en elementos sociales, económicos y geográficos, a nivel gubernamental o institucional. En muchos países, los planes se han implementado utilizando diferentes estrategias en términos de la demanda cubierta, los recursos energéticos o las tecnologías. Diseñar un plan de electrificación rural es muy complejo, y la falta de recursos y capacidades ha hecho que a veces se tienda a replicar planes, sin particularizarlos a cada región. La falta de particularización y de satisfacción de las necesidades provoca que un número significativo de proyectos no sea sostenible en el tiempo. Además, las consideraciones sociales, ambientales, políticas, técnicas y sustentables siguen siendo una limitación en numerosos casos en los que se han aplicado; tal y como lo demuestran distintas evaluaciones llevadas a cabo en contextos muy diferentes.

En el diseño de planes de electrificación rural, hay estudios que se han centrados solo en el análisis de tecnologías para la generación, y otros más centrados en la distribución. Para obtener solución más eficaz globalmente, hay herramientas que abarcan el diseño de planes desde la generación hasta la elección de la mejor estructura de distribución, considerando microrredes. Entre ellas destacan las herramientas basadas en SIG, que logran detallar el modo en que se integran geográficamente los sistemas de electrificación y tener en cuenta la influencia del territorio sobre las comunidades rurales en materia de accesibilidad, patrones de la población, etc. (Kaijuka, 2007). En concreto, se destaca la herramienta IntiGIS que ha sido aplicada exitosamente en casos de estudio en México (Corral et al., 2013). Los resultados permiten ayudar en la elección de la tecnología más adecuada (solar, mini-eólica, diésel individual, diésel central, eólico-diésel y conexión a red) en una región compuesta por diversas localidades rurales, minimizando el coste (Obi et al., 2017).

En la literatura, se han desarrollado también modelos para el diseño de planes de electrificación rural que consideran múltiples criterios. Estos permiten seleccionar la mejor alternativa, de entre un conjunto de alternativas, teniendo en cuenta aspectos sociales, ambientales,

económicos, etc. Además, ofrecen a los decisores de planes de electrificación rural poder gestionar información cualitativa y cuantitativa. Sin embargo, se suelen limitar a evaluar y comparar soluciones predefinidas, sin detallar cómo se han obtenido dichos escenarios. Además, la gran mayoría de herramientas no consideran diferentes fases de ejecución del plan y se siguen limitando a considerar parámetros técnicos y económicos (Ciller & Lumbreras, 2020). En este contexto, esta tesis doctoral pretende superar las limitaciones encontradas en la literatura, y en particular:

- Se desarrolla una propuesta de planificación de la electrificación rural que diseñe los proyectos considerando la generación y la distribución, así como las características y el detalle de las comunidades. Además, se propone un modelo multicriterio para priorizar los proyectos a implementar en diferentes etapas, teniendo en cuenta aspectos técnicos y sociales.
- Para identificar los aspectos clave que se deben incluir en la propuesta de planificación, se realiza previamente un análisis de planes ya implementados considerando múltiples criterios y teniendo en cuenta tanto la escala regional como local.

### 3. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta el esquema general de la metodología seguida para el desarrollo de esta tesis doctoral sobre evaluación y planificación de la electrificación rural. El desarrollo del trabajo consta de 5 pasos (Figura 3.1): una evaluación inicial de planes ya implementados (paso 1), el desarrollo de una propuesta de planificación que consta de 3 etapas (pasos 2, 3 y 4) y una validación de la propuesta en un caso de estudio (paso 5).

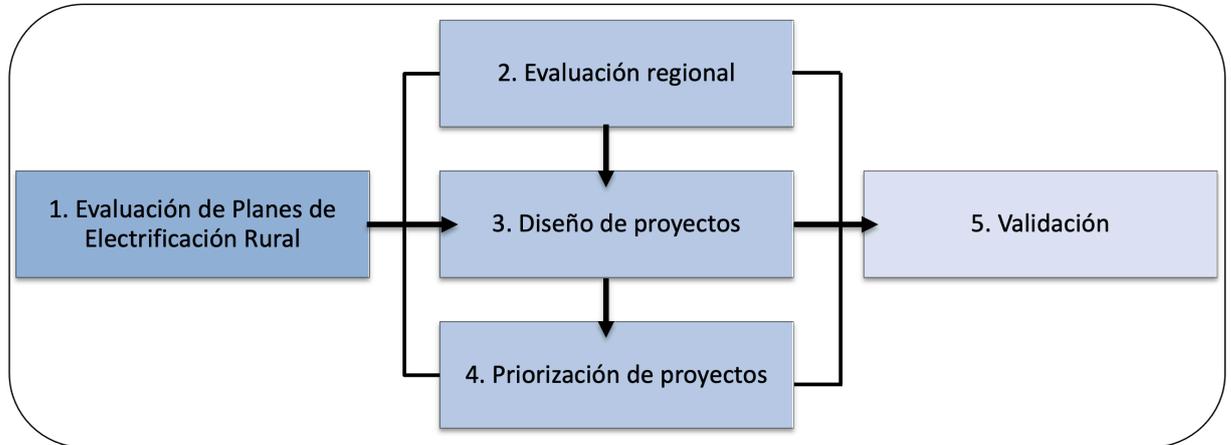


Figura 3.1. Metodología

Cada uno de estos pasos se resume en los siguientes apartados de este capítulo y, posteriormente, se explica detalladamente en capítulos específicos.

**1.- Evaluación de planes de electrificación rural** (resumen en apartado 3.1, detalle en capítulo 4)

Se empieza evaluando planes de electrificación ya implementados para extraer lecciones aprendidas que considerar en la implementación de futuros planes y, en particular, en la propuesta de planificación de esta tesis.

**2.- Evaluación regional** (resumen en apartado 3.2, detalle en capítulo 5)

Las evaluaciones de la región de estudio tienen como objetivo recopilar la información necesaria para desarrollar el plan de electrificación rural. Para la definición de la información a recopilar y de los instrumentos adecuados, se tienen en cuenta los resultados del paso 1.

**3.- Diseño de proyectos** (resumen en apartado 3.3, detalle en capítulo 6)

En este paso se realiza el diseño técnico del proyecto de electrificación a implementar en cada una de las comunidades de la región. Para definir las tecnologías a considerar y los criterios de diseño, se tienen en cuenta los resultados del paso 1.

#### **4.- Priorización de proyectos (resumen en apartado 3.4, detalle en capítulo 7)**

En este paso se priorizan los proyectos a implementar y se define su orden de ejecución. En la definición de los criterios a considerar y de los indicadores de evaluación, se tienen en cuenta los resultados del paso 1.

#### **5.- Validación y aplicación a un caso real (resumen en apartado 3.5, detalle en capítulo 8)**

La propuesta de plan de electrificación rural se valida con un caso real de México.

Como resultado de todo el proceso se obtiene una propuesta de solución tecnológica para electrificar cada comunidad y un orden priorizado de ejecución del proyecto de las diferentes comunidades. A partir de aquí, debe ejecutarse el plan, considerando la disponibilidad o limitaciones presupuestarias. En el momento en que se decida implementar un proyecto en una comunidad, deberá hacerse el diseño detallado de proyecto. Para definir el esquema de distribución con microrredes y/o puntos individuales en el diseño detallado, que queda fuera del alcance de la tesis, se propone utilizar modelos de optimización (Domenech et al., 2015b).

### **3.1. EVALUACIÓN DE PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

El primer paso de la tesis tiene como objetivo analizar y comparar las estrategias de planificación. A pesar de las numerosas experiencias de planes de electrificación rural implementadas en el mundo, un número de proyectos significativo no es exitoso. Por eso, es necesario analizar las experiencias ya implementadas para extraer lecciones aprendidas a considerar en la implementación de futuras iniciativas y, en particular, en la propuesta de planificación de esta tesis. En concreto, se evalúan tres planes desarrollados en Chiapas (México). Los tres utilizan diversas opciones para ampliar el acceso a la electricidad en áreas remotas, así como para la gestión de proyectos:

- Plan 1: amplía la red eléctrica nacional, que es la opción comúnmente utilizada por los gobiernos centrales, y la gestión de la operación y manteniendo (O&M) está centralizada.
- Plan 2: implementa sistemas fotovoltaicos individuales, una solución común y técnicamente simple, mientras que la O&M se realiza en un esquema regional.
- Plan 3: utiliza microrredes eólicas y/o fotovoltaicas, que se utilizan cada vez más por su buen rendimiento, siendo las responsabilidades de O&M delegadas a los usuarios finales.

Para ello, se desarrolla una metodología de evaluación de planes en tres niveles, que permite examinar las cuestiones clave abordadas por los tomadores de decisiones:

- Nivel 1: el análisis a escala regional de todo el plan.
- Nivel 2: el diseño técnico a escala local de una comunidad.
- Nivel 3: el modelo de gestión para la sostenibilidad técnica y económica.

Para valorar los planes respecto a cada nivel, se definen criterios y su evaluación con indicadores cuantitativos o cualitativos. Así, se logra un marco integral que permite una comprensión diferenciada de las estrategias de planificación, identificando sus principales fortalezas y limitaciones.

Los resultados muestran que la extensión de la red nacional es un plan de gran alcance, donde los usuarios finales adoptan el papel de consumidores que pagan por un servicio sin cualquier participación. Por tanto, a pesar de la buena calidad del servicio y la gestión eficiente del mantenimiento, aparece la disconformidad porque el coste de la electricidad no es adecuado para los bajos ingresos de la población de las zonas rurales. El uso de sistemas fotovoltaicos individuales es técnicamente simple y tiene un coste relativamente bajo, proporcionando acceso a una cantidad suficiente de energía. La principal limitación depende de la fiabilidad del sistema frente a averías, ya que los usuarios finales dependen de un único generador. Finalmente, en planes pequeños, el uso de energía eólica y/o fotovoltaica mediante microrredes, junto con una evaluación detallada de la demanda y los recursos energéticos, permiten adaptar el proyecto de electrificación a las necesidades específicas de cada comunidad, promoviendo así el desarrollo socioeconómico integral de la población. En contraste, estos proyectos son más caros y costosos de diseñar, y requieren de la motivación de los usuarios finales para garantizar su sostenibilidad a medio y largo plazo. Además, están sujetos a la variabilidad de recursos, lo que puede condicionar la seguridad del suministro.

En conclusión, cada estrategia tiene sus ventajas y limitaciones. Por un lado, los planes de gran alcance pueden proporcionar acceso a la electricidad a muchas familias, pero no permiten la participación y la particularización, lo que puede dar lugar a limitaciones en los usos y servicios energéticos. Por otro lado, los planes pequeños pueden ser más completos y beneficiosos en términos de suministro eléctrico y desarrollo socioeconómico de los habitantes, aunque a un mayor coste.

A partir de estos resultados se propone:

- Considerar como opciones tecnológicas la extensión de red y los sistemas aislados, ya que ambas tienen diferentes ventajas e inconvenientes, y pueden ser la opción más adecuada en función de la comunidad concreta. Además, se propone incluir la tecnología diésel como opción para mejorar la continuidad del suministro.
- Como el diseño detallado del proyecto de todas las comunidades es muy costoso, se propone dividir el diseño técnico del plan según el nivel de detalle. Inicialmente solo se haría un diseño tecnológico orientativo, no detallado, lo que permitiría tener una primera idea del plan con un coste limitado. En el momento en que se decida implementar el proyecto en una comunidad, se haría un diseño detallado. En particular, para los sistemas con energías renovables, que son los más difíciles de diseñar, en el primer diseño se propone que no se defina la estructura de distribución en una o varias microrredes (que es lo más costoso). Esta definición del proyecto detallado se realizaría en el momento de implementar el proyecto.

- Teniendo en cuenta que el plan puede tener restricciones de presupuesto que no permitan implementar todos los proyectos a la vez, se propone incluir un paso que priorice los proyectos y defina el orden de ejecución más adecuado. Para la priorización se tendrían en cuenta criterios que se ha identificado que facilitan el éxito del proyecto, en particular:
  - o Organización de la comunidad
  - o Garantía de mantenimiento
  - o Seguridad y continuidad de suministro
  - o Usos comunitarios y productivos
  
- Previo al diseño, se debe realizar una recopilación exhaustiva de la información de la región que luego permita hacer los diseños y las priorizaciones, incluyendo información socioeconómica, energética y tecnológica. Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación de los planes de electrificación del paso 1, se enfatiza la necesidad de obtener información relativa a:
  - o Localización y acceso de la comunidad, que puede condicionar los costes logísticos en la instalación y, posteriormente, en el aprovisionamiento y facilidad de mantenimiento.
  - o Demanda detallada de las familias, para ajustar los sistemas a las demandas y asegurar que se cubren las necesidades sin sobredimensionar el sistema y los costes.
  - o Relaciones sociales entre la población de la comunidad, que puedan condicionar la gestión del sistema, y su grado de motivación.
  - o Potencial energético detallado, para asegurar la generación de energía con los sistemas implementados
  - o Tecnología disponible para la instalación y, sobretodo, para el mantenimiento del sistema, en cuanto a suministro de piezas para reparaciones y capacidad técnica disponible.

### **3.2. EVALUACIÓN REGIONAL**

La planificación de la electrificación rural comienza con la recopilación de los datos que deben servir para la elaboración del plan de electrificación a escala regional (Etapa 1). Esto se logra a través de las evaluaciones iniciales de las comunidades de estudio, que permiten recopilar la información necesaria para la elaboración del plan de electrificación. Así, se propone 3 tipos de evaluaciones: socioeconómica, de recursos energéticos disponibles y tecnológica.

#### **1.- Evaluación socioeconómica:**

Consiste en analizar las características sociales y económicas más destacables de cada comunidad y su población, recopiladas a través de bases de datos, visitas de campo y reuniones con los representantes locales de las organizaciones de referencia (alcaldes, líderes de asociaciones vecinales, etc.), además de encuestas y entrevistas a sectores de la población o

individualizadas. Así, se determina la demanda eléctrica de cada punto de consumo (familiares, productivos y comunitarios), y se valora la organización interna y la capacidad de operación y mantenimiento del sistema.

## **2.- Evaluación de los recursos energéticos disponibles:**

Se realiza un análisis de los recursos del solar y eólico, para determinar el potencial energético en cada punto de consumo, así como en los puntos donde exista un buen potencial energético, para una posible ubicación de las tecnologías. Para la tecnología diésel, se estudia el coste y la viabilidad del transporte de combustible hasta la comunidad. Para la conexión a la red eléctrica, se analiza el coste y la viabilidad técnica de la extensión de la electricidad hasta la comunidad, considerando la orografía.

## **3.- Evaluación tecnológica:**

Se analizan las posibles tecnologías a utilizar en función de su disponibilidad, mediante un estudio de mercado que permita determinar las características técnicas y económicas de todos los equipos de la instalación (aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, generadores diésel) y distribución (cableado para la conexión a la red eléctrica, baterías, inversores, etc.).

### **3.3. DISEÑO DE PROYECTOS**

En este paso de la metodología, se parte de un conjunto de comunidades sin electrificar de una región determinada y de la evaluación de la información socioeconómica, energética y tecnológica recopilada anteriormente. Con esta información, se realiza una definición de proyectos a escala regional (Etapa 2), que consiste en un análisis de costes de electrificación con las tecnologías de electrificación disponibles y la elección de la mejor opción para cada comunidad. Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación de los planes de electrificación del paso 1:

- Se consideran como opciones tecnológicas la solar, la eólica, la extensión de red y la generación con diésel. Se realiza un diseño de proyecto particular para cada comunidad, considerando las particularidades técnicas y sociales para garantizar la sostenibilidad a largo plazo de los sistemas.
- El esquema de electrificación (combinación y detalles de las posibles microrredes) no se analiza en detalle y se deja para el diseño del proyecto en detalle (cuando ya se haya priorizado y se vaya a implementar el sistema de una comunidad). Excepcionalmente, para la tecnología diésel, se compara la solución de generadores diésel individuales con una sola microrred central, debido a la diferencia significativa de coste que puede haber entre los esquemas de distribución para esta misma tecnología.

Así, para un conjunto de comunidades en una región, se pretende concretar distintas opciones tecnológicas factibles (fotovoltaica, eólica, diésel y conexión a red), en función del mínimo coste. Existen diferentes trabajos en la literatura que utilizan un parámetro para el análisis de rentabilidad de instalaciones de producción de energía eléctrica y proyectos de electrificación rural, este parámetro es el Coste de Electrificación Equivalente (LEC) (Blum et al., 2013; Hartvigsson et al., 2018). El LEC es una medida común que permite para comparar diferentes

tecnologías de generación de energía eléctrica desde el punto de vista económico (con diferentes tipos de inversión y tiempos de operación anualizados y actualizados al presente), técnico y de demanda (Bruck et al., 2018). Con esto, se obtienen las tecnologías más competitivas para cada una de las comunidades estudiadas en la región en función del mínimo LEC (Ouyang & Lin, 2014). Cabe señalar que el LEC para cada tecnología se calcula de distinta forma, al ser tecnologías diferentes en cuanto a diseño, instalación, etc. Por otro lado, clarificar que cuando se hable de “costes”, se habla de los costes anualizados y actualizados.

Para realizar este proceso de cálculo del LEC, se recomienda utilizar herramientas de apoyo a la toma de decisiones (Domínguez & Pinedo, 2009). Estas herramientas permiten reducir el tiempo invertido en los cálculos y mejorar la calidad de la aproximación del diseño y la elección de la tecnología a utilizar. Existen muchas herramientas que permiten definir las soluciones tecnológicas para una determinada región. Sin embargo, pocas permitan manejar gran cantidad de información y combinar la selección de la mejor tecnología para cada localidad con la visualización mediante mapas territoriales. Una herramienta que permite integrar estos procesos es IntiGIS, que es la que se propone utilizar en este trabajo.

Cabe señalar que, para el presente estudio, se ha decidido utilizar la herramienta IntiGIS, pero no de la manera en la que habitualmente se ha trabajado, ya que, para este estudio, se ha realizado un análisis más detallado. El detalle, consiste principalmente en analizar con una mayor resolución el área de estudio (conjunto de píxeles); es decir, no se utiliza el tamaño del píxel prototipo de la mayoría de estudios de IntiGIS (500-1000 m), incluyendo a un conjunto de comunidades por píxel. En esta tesis doctoral, se utiliza una resolución de 100 m<sup>2</sup>, considerando la distancia máxima de la longitud de baja tensión definida por las normas de la empresa encargada de distribuir la electricidad en México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Este tamaño de píxel, coincide con el tamaño individual de cada localidad analizada en este estudio, por lo que se obtienen resultados más precisos. Además, para calcular las distancias desde el centro del píxel, donde se situaría el generador/transformador en las soluciones centralizadas, hasta las viviendas, no se considera un valor promedio sino las coordenadas exactas de cada vivienda, ajustando así de forma más precisa los costes.

### **3.4. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS**

Una vez que se ha descrito la definición de proyectos a escala regional, y definidas las mejores opciones tecnológicas para cada comunidad, es necesario realizar el análisis de priorización de proyectos de las diferentes comunidades (Etapa 3). Así, se procede a realizar un análisis para obtener el orden jerárquico de las comunidades por las que se debe comenzar el proceso de electrificación. Para realizar esta tarea, es necesario utilizar herramientas multicriterio de apoyo a la toma de decisiones, que permiten integrar diferentes criterios y encontrar la decisión más adecuada para los sistemas. La priorización de proyectos multicriterio se desarrolla tal como propone Wang et al. (2009). Primero, se definen los criterios y los correspondientes indicadores que permiten evaluar cada proyecto. A continuación, se ponderan los criterios y se evalúan los proyectos según cada criterio e indicador. Finalmente, la agregación ponderada de las valoraciones permite priorizarlos.

Es importante que los criterios seleccionados consideren la opinión de los diferentes actores involucrados en el proceso de toma de decisiones. En este trabajo, la propuesta de criterios e indicadores se ha realizado mediante un análisis bibliográfico, y principalmente considerando los resultados de la evaluación de planes realizada en el paso 1. Además, los criterios fueron consultados por tres investigadores, expertos en el tema de electrificación rural, de distintas universidades de México, y con un experto en proyectos de electrificación desde el Gobierno del Estado de Chiapas. Se ha consultado con el Dr. Joel Moreira Acosta y el Dr. Neín Farrera Vázquez, de la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas (UNICACH); con el Dr. Roger Castillo Palomera, de la Universidad Politécnica de Chiapas (UPChiapas); y con el Ing. Juan Carlos Vidal del Instituto de Energías Renovables de Chiapas (IERCH), quienes han participado en todo el proceso de selección y análisis de los criterios. Se realizaron 5 reuniones con los expertos: individualmente con Roger Castillo en las instalaciones de la UPChiapas y con Juan Vidal en las instalaciones del IERCH, y de forma grupal con Joel Moreira y Neín Farrera, tanto en la UNICACH como en las 5 visitas a las comunidades del programa RECOMSOL.

A efectos del presente trabajo, se proponen dos grandes grupos de criterios, el análisis técnico y el social. Cada una de estas categorías incluye a 7 criterios. El análisis técnico integra a todos aquellos criterios asociados a las tecnologías de electrificación. El análisis social integra a todos aquellos criterios del entorno de las comunidades, la población y sus características. Para evaluar cada criterio se definen unos indicadores, tanto cualitativos como cuantitativos, en función del criterio y de la disponibilidad de información. La propuesta de criterios se muestra en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1. Criterios para la Priorización de Proyectos**

<b>Criterios técnicos</b>	<b>CT</b>	<b>Criterios sociales</b>	<b>CS</b>
Coste	CT1	Equidad entre comunidades	CS1
Continuidad del recurso	CT2	Facilidad de instalación y mantenimiento	CS2
Asistencia técnica	CT3	Organización de la comunidad	CS3
Emisiones de CO <sub>2</sub>	CT4	Infraestructuras (educación y salud)	CS4
Impacto ambiental	CT5	Comunicación	CS5
Riesgo de fallas	CT6	Nivel de estudios	CS6
Adaptabilidad	CT7	Acceso al agua potable	CS7

Una vez definidos los criterios, el siguiente paso es la asignación de pesos. Sin embargo, esta no resulta una tarea sencilla debido a que es complejo determinar el grado de importancia que los criterios tienen para el decisor de manera fiable, principalmente debido a la subjetividad propia de la valoración. Por lo tanto, se utiliza como base una herramienta multicriterio de apoyo a la toma de decisiones, denominada AHP (Proceso Analítico Jerárquico). La valoración de los criterios, la realizaron los 4 investigadores: Roger Castillo en su carácter de investigador en energías renovables y docente de la UPChiapas, mostró una mayor importancia a los criterios técnicos. Por su parte, que Juan Vidal, en su carácter de promotor de los proyectos de electrificación desde el Gobierno de Chiapas, tenía un mayor interés en la vertiente económica de los criterios. Por último, Joel Moreira y Neín Farrera, al tener un mayor acercamiento con

las personas de algunas de las comunidades del programa RECOMSOL, dieron una mayor importancia a los criterios sociales.

Con los pesos asignados a cada uno de los criterios, el siguiente paso es la evaluación de los proyectos. Este paso consiste en valorar cada proyecto según cada criterio (Wang et al., 2009), para luego priorizar los proyectos según el orden de ejecución. Este proceso también resulta complejo y laborioso, por lo que se propone la utilización de la Programación Compromiso (PC). Esta herramienta permite clasificar los proyectos, teniendo en cuenta las ponderaciones de los criterios y las valoraciones proyecto-criterio (Domenech et al., 2015a).

### **3.5. VALIDACIÓN**

Con la validación se pretende determinar la adecuación de la propuesta de planificación en comunidades reales y verificar su utilidad. En concreto, la metodología propuesta se valida mediante su aplicación a un plan de electrificación rural, iniciado en el año 2013 e impulsado por la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas (UNICACH), junto con el Gobierno municipal de la región (Cintalapa) y la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID).

Dicho programa se denomina *Red de Comunidades Solares de Chiapas* (RECOMSOL) y pretende contribuir al desarrollo de 8 comunidades marginadas, mediante el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles. El plan incluye la electrificación de viviendas, escuelas y centros comunitarios; además de la utilización de la electricidad para actividades productivas, el suministro de agua mediante el bombeo solar, el alumbrado público, la refrigeración solar y la educación energético-ambiental.

Para la realización de la tesis doctoral, se realizaron varias estancias a lo largo de 5 años a cada una de las 8 comunidades que conforman el programa RECOMSOL, con el soporte del personal docente e investigador de la UNICACH. En particular, de investigadores como el Dr. Joel Moreira Acosta y el Dr. Neín Farrera Vázquez (UNICACH), el Dr. Roger Castillo Palomera de la Universidad Politécnica de Chiapas y el Ing. Juan Carlos Vidal del Instituto de Energías Renovables del Estado de Chiapas.

## **4. EVALUACIÓN DE PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

Este capítulo, tiene como objetivo analizar y comparar diferentes estrategias de planificación de la electrificación rural. Para ello, se desarrolla una metodología de evaluación, utilizando un enfoque de evaluación en tres niveles: la definición general a escala regional, el diseño técnico a escala local, y la gestión de la operación y el mantenimiento (O&M). En cada nivel, se definen unos criterios ad-hoc para examinar el cumplimiento de los planes, a través de criterios cuantitativos y cualitativos. Como caso de estudio, se evalúan tres planes de Chiapas (México): extensión de la red nacional con O&M nacional; sistemas fotovoltaicos individuales con O&M regional; y microrredes eólicas-fotovoltaicas con O&M local.

En el apartado 4.1, se presentan los casos de estudio (los 3 planes de electrificación rural) que se evalúan. En el apartado 4.2, se desarrolla la metodología propuesta de evaluación de planes. Finalmente, en el apartado 4.3, se analizan los resultados de la evaluación a escala regional, el diseño técnico y el modelo de gestión.

### **4.1. PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

En este estudio se evalúan 3 planes de electrificación de Chiapas:

- Plan 1 (subapartado 4.1.1): la red nacional es extendida por el gobierno mexicano, siendo la O&M administrada por una empresa de servicios públicos nacional, mientras que los usuarios finales pagan por el servicio. Esto está ilustrado por el proyecto en Nuevo Amanecer Tenejapa (incluida originalmente en el programa RECOMSOL para ser electrificada con energía solar, pero finalmente electrificada con la red nacional).
- Plan 2 (subapartado 4.1.2): se instalan sistemas fotovoltaicos individuales independientes y la O&M es administrada regionalmente, sin cargo para los usuarios finales, por el Instituto de Energías Renovables de Chiapas (INER). Esto se ilustra por el proyecto en Nuevo Belén.
- Plan 3 (subapartado 4.1.3): las microrredes eólicas y/o fotovoltaicas independientes son promovidas por el programa RECOMSOL y la Universidad de Artes y Ciencias de Chiapas (UNICACH), siendo la O&M administrada localmente por los usuarios finales. Esto se ilustra por los proyectos de El Tuzal y Villa del Río.

La Figura 4.1 muestra la ubicación de cada comunidad dentro del estado de Chiapas, mientras que los proyectos de electrificación instalados se esquematizan en la Figura 4.2.

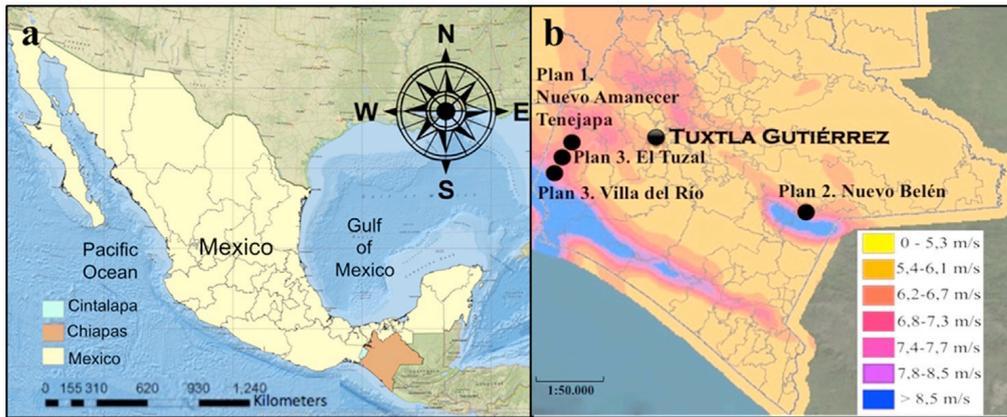
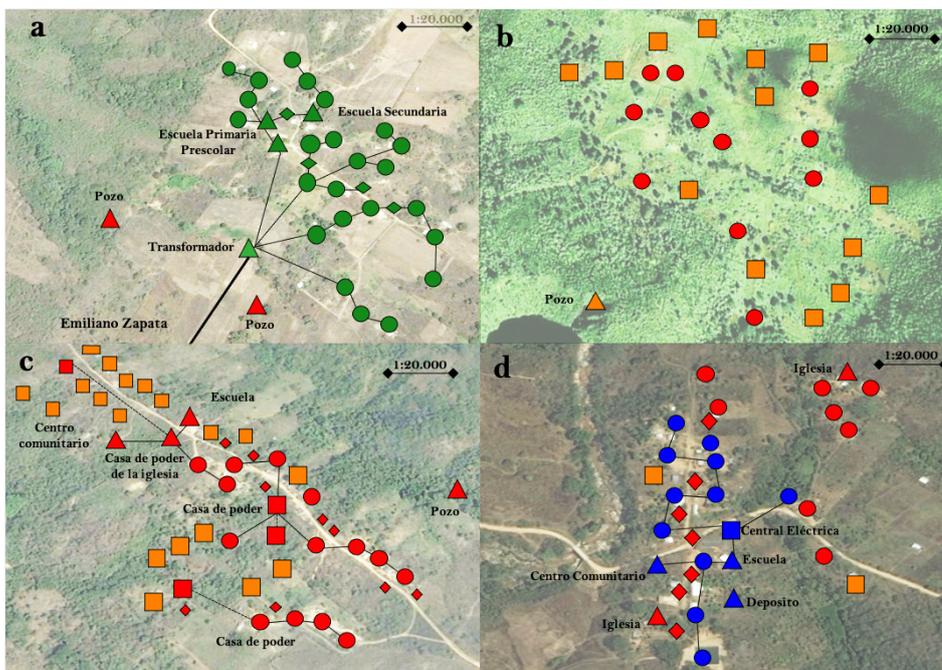


Figura 4.1. Ubicación de Chiapas (México) (a), mapa eólico (IIE, 2016) y ubicación de los proyectos (b) (Gómez-Hernández et al., 2019)



**Leyenda**

Forma (Tipo de punto)	Color (Tecnología)	Líneas
○ Casa habitada	■ Red Nacional	— BT
□ Casa deshabitada	■ FV	- - - BT, añadido más tarde
△ Punto especial	■ Eólico-FV	— MV
◇ Luminaria	■ No electrificada	

Figura 4.2. Mapa de comunidades estudiadas: (a) Nuevo Amanecer Tenejapa, Plan 1; (b) Nuevo Belén, Plan 2; (c) El Tuzal, Plan 3; y (d) Villa del Río, Plan 3 (Gómez-Hernández et al., 2019)

#### **4.1.1. Plan 1: red eléctrica nacional**

La ampliación de la red eléctrica nacional es la estrategia más utilizada del gobierno mexicano, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para incrementar el acceso a la electricidad. Con respecto al diseño técnico, la extensión de la red se realiza desde la ubicación más cercana, siguiendo un esquema radial. Para cada aldea, la demanda y el transformador a utilizar se estiman de acuerdo con patrones estandarizados.

Nuevo Amanecer Tenejapa (Figura 4.2.a) tiene 81 habitantes en 24 casas y se ubica a 100 km de la capital regional, Tuxtla Gutiérrez. La comunidad también cuenta con tres escuelas (preescolar, primaria y secundaria) y dos pozos de los que sacan agua los habitantes. La comunidad está ubicada a 700 m.s.n.m. y tiene una temperatura promedio de 24°C. El acceso a la comunidad no es fácil debido al relieve montañoso y la erosión del suelo.

En 2015, CFE extendió la red eléctrica nacional a Nuevo Amanecer Tenejapa. Se utilizó una línea de media tensión (13,8 kV) para cubrir los 15 km desde la ubicación más cercana con acceso a la red, Emiliano Zapata. Una vez allí, se instaló un transformador de 25 kVA para cambiar a líneas de baja tensión (120 V), que se utilizaron para distribuir electricidad a las 24 casas, las 3 escuelas y las 4 farolas. La red de baja tensión se diseñó siguiendo un esquema radial. Se instaló un medidor en cada punto de consumo para medirlo como la CFE realiza en cualquier otra comunidad, pueblo o ciudad. La tarifa a pagar se establece a partir del consumo, que suele rondar los US \$ 1,5–2,5 por mes en las zonas rurales pobres. Las familias deben pagar esta cantidad en la municipalidad, ubicada a 25 km. En caso de avería los usuarios finales llaman a CFE, quienes envían algunos técnicos para realizar reparaciones. Por lo general, no toma más de 1 o 2 días.

#### **4.1.2. Plan 2: sistemas fotovoltaicos individuales**

En 2012, CFE inició el plan “Bandera Blanca” para electrificar 1160 comunidades rurales sin electricidad en todo México. Dada la dispersión entre ellas y la distancia a la red eléctrica nacional, se propuso implementar sistemas autónomos aislados. En este contexto, INER, una institución perteneciente al gobierno regional de Chiapas creó el programa “Electrificación fotovoltaica rural en municipios con muy altos y altos índices de rezago social en Chiapas”. El objetivo era instalar 4395 sistemas fotovoltaicos individuales en 547 pueblos extremadamente pobres. El plan considera la misma demanda para todos los puntos de consumo, y ésta se estimó por analogía con comunidades cercanas previamente electrificadas. El recurso solar se determina a partir de bases de datos gubernamentales.

Nuevo Belén (Figura 4.2.b) se ubica a 200 km de la capital regional, Tuxtla Gutiérrez, a unos 4 km de la red eléctrica nacional, y tiene 71 habitantes en 11 casas. También hay 13 casas deshabitadas. En la comunidad no hay escuela ni centro de salud, por lo que la población debe acudir a las comunidades cercanas para estos fines, mientras que el agua potable se transporta desde un pozo cercano. Nuevo Belén se ubica a 1500 m.s.n.m. y tiene una temperatura promedio de 22° C. La comunidad se encuentra a 600 m de la carretera principal.

El proyecto de Nuevo Belén consiste en electrificar las 11 casas habitadas con sistemas fotovoltaicos individuales. Cada sistema consistiría en un panel de 250W, dos baterías de 115Ah (CC, 12 V) y un inversor de 450W (DC/AC, 120 V) para permitir el uso de una mayor variedad de electrodomésticos. El sistema fue diseñado por técnicos del INER, teniendo en cuenta un recurso solar de 4,8 kWh/m<sup>2</sup> en la región y un consumo básico en iluminación (bombillas), telecomunicaciones (TV, DVD, computadora) y pequeños electrodomésticos (licuadora, etc.). Se espera que el mismo sistema se use en las demás comunidades incluidas en el plan.

En cuanto a las actividades de O&M, cada usuario es responsable de su propio sistema. Por eso, los usuarios reciben formación sobre temas técnicos básicos: limpieza de paneles fotovoltaicos, niveles de carga de la batería, limitaciones del sistema, etc. Además, el líder de la comunidad ejerce de vínculo entre INER y la población. Durante el diseño y la instalación, él fue responsable de informar a los habitantes sobre el avance del proyecto, así como gestionar pequeñas actividades en las que debían participar los usuarios finales. Durante el funcionamiento del proyecto, es el encargado de notificar Técnicos de INER sobre averías de equipos o problemas técnicos. Finalmente, cabe destacar que la instalación y el mantenimiento de los sistemas son gratuitos para los beneficiarios.

#### **4.1.3. Plan 3: microrredes eólicas y/o fotovoltaicas**

Desde 2013, UNICACH promueve la *Red de comunidades solares de Chiapas* (RECOMSOL) para electrificar una población total de unos 500 habitantes. El plan tiene como objetivo contribuir al desarrollo de dichas comunidades aprovechando los recursos energéticos. En particular, incluye la electrificación de viviendas, escuelas, centros comunitarios, bombeo de agua potable e iluminación exterior mediante energía solar y eólica. Los técnicos de UNICACH también son responsables de las actividades de mantenimiento durante los primeros meses del proyecto, mientras que se espera que los beneficiarios realicen estas tareas posteriormente, recibiendo la formación adecuada y siendo apoyados por técnicos contratados por el gobierno de Chiapas para realizar reparaciones mayores.

El Tuzal (Figura 4.2.c) se encuentra a 90 km de la capital regional, Tuxtla Gutiérrez, a unos 14 km de la red eléctrica nacional, y tiene 49 habitantes en 14 casas. La comunidad tiene una escuela, un centro comunal y una iglesia. Las casas no tienen agua potable, que debe ser transportada desde un pozo cercano. El Tuzal se encuentra a una altitud de 600 m.s.n.m. y tiene una temperatura promedio de 24 °C. El acceso a la comunidad es muy difícil debido al relieve montañoso y la erosión del suelo. En 2015 se inauguró el proyecto de electrificación que consistente en tres microrredes, cada una alimentada por diez paneles fotovoltaicos de 250W, 4 baterías de 420 Ah (CC, 24 V) y un inversor de 3,5 kW (CA/CC, 120 V). La primera microrred (norte) alimenta la escuela, el centro comunitario, la iglesia y 2 casas. Los paneles se instalaron cerca de la iglesia, que está utilizado como central eléctrica para guardar las baterías y el inversor. La segunda microrred (centro) alimenta 8 casas y se construyó una central eléctrica cerca de ubicación de los paneles. La tercera microrred (sur) alimenta 4 casas, una de las cuales se usa como central eléctrica. El proyecto también incluye 4 paneles

fotovoltaicos de 250W para bombear agua del pozo y la electrificación de 9 farolas, cada una alimentada por un panel fotovoltaico de 250W y una batería de 115 Ah.

Cabe señalar que, en los últimos años, muchas familias han migrado, debido a la falta de servicios básicos y oportunidades socioeconómicas en la comunidad, como demuestran las 22 casas deshabitadas. Sin embargo, con los beneficios de la electricidad, se espera que algunos de ellos regresen. Por esa razón, las tres microrredes fueron inicialmente sobredimensionadas, aunque se espera que se ajusten progresivamente con la llegada de nuevas familias. De hecho, tres de las casas deshabitadas ya han sido ocupadas, cada una en una microrred diferente. Para el mantenimiento, reparación y reemplazo de equipos, cada familia paga US\$ 1 por mes, independientemente del consumo. Esta cantidad fue establecida por la propia población, según su capacidad de pago. El dinero de las tarifas se ahorra en un fondo común administrado por el líder de la comunidad. Además, los usuarios finales participaron activamente durante el proceso de instalación y contribuyeron con algunos materiales. La contribución en la instalación ha sido valorizada como US\$ 55, y esta es la aportación que deben hacer las nuevas familias que deseen ser incluidas en una microrred (además de los materiales necesarios para la conexión). UNICACH tiene la responsabilidad exclusiva de proporcionar asesoramiento cuando sea necesario y, en algunos casos, para realizar reparaciones. Paralelamente, dos habitantes han sido capacitados para el mantenimiento preventivo de los equipos.

Por su parte, Villa del Río (Figura 4.2.d) se ubica a 100 km de la capital regional, Tuxtla Gutiérrez, a unos 7 km de la red eléctrica nacional y a unos 14 km de El Tuzal, con 70 habitantes en 20 casas. La comunidad tiene una escuela, un centro comunitario, un almacén y dos iglesias. Villa del Río se encuentra a 700 m.n.s.m. y tiene una temperatura media de 24°C. El acceso a la comunidad es complicado debido a los alrededores montañosos y al acceso por caminos de tierra.

El proyecto de electrificación es significativamente diferente al de El Tuzal. Por un lado, 8 de las 20 casas y las 2 iglesias ya tenían sistemas fotovoltaicos individuales cuando se empezó el proyecto de electrificación, por lo que no fueron incluidos. Por otro lado, el recurso eólico es elevado, especialmente en el sur de la comunidad. Por tanto, el proyecto de electrificación decidió utilizar el potencial eólico en combinación con el recurso solar que, a pesar de tener un potencial menor, tiene la ventaja de ser más constante. En concreto, se implementó una microrred alimentada por una turbina eólica de 4,5 kW y una de 1 kW, así como cuarenta paneles fotovoltaicos de 250W para abastecer 12 casas, la escuela, el centro comunitario y el almacén. Se construyó una central eléctrica cerca de los generadores para albergar las cincuenta y seis baterías de 390 Ah (CC, 48 V) y los dos inversores de 3 kW (CA/CC, 120 V). Además, el proyecto electrificó 7 farolas, cada una alimentada por un panel fotovoltaico de 250 W y dos baterías de 115 Ah (CC, 12 V).

Como en El Tuzal, el proyecto fue sobredimensionado, dado que se esperaba que nuevas familias se quisieran conectar a la microrred. Sin embargo, en este caso los beneficiarios del proyecto decidieron no aceptar nuevas familias porque no querían tener una menor disponibilidad de energía por casa. El mantenimiento se organizó de manera similar a El Tuzal.

Cada familia paga US\$ 1,5 por mes por la electricidad y dos técnicos se formaron para el mantenimiento, las reparaciones y los recambios.

## 4.2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

La metodología de evaluación se desarrolla en tres niveles, centrándose en las cuestiones clave abordadas por los tomadores de decisiones: (1) la definición del plan a escala regional, (2) el diseño técnico a escala local, y (3) el modelo de gestión. En particular, los criterios ad hoc se definen en cada nivel para evaluar el cumplimiento de las estrategias de planificación a través de indicadores cuantitativos y cualitativos. La definición de criterios e indicadores se basa en consultas de expertos y en la revisión de la literatura (Ferrer-Martí et al., 2012; Ilskog & Kjellströmb, 2008; Lillo et al., 2015; Vera & Langlois, 2007; Yadoo & Cruickshank, 2012). La Figura 4.3 muestra los grupos de criterios que se analizan para estas evaluaciones.

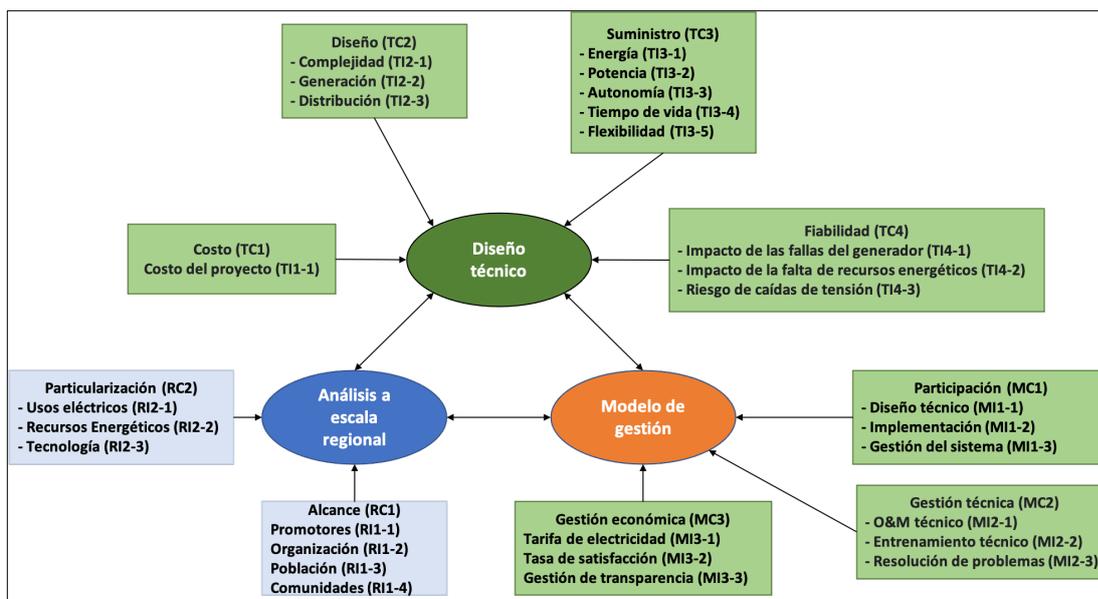


Figura 4.3. Esquema de criterios utilizados en la metodología de evaluación de planes (Gómez-Hernández et al., 2019)

En los próximos subapartados se detallan los criterios e indicadores utilizados para el análisis a escala regional (subapartado 4.2.1), el diseño técnico (subapartado 4.2.2) y el modelo de gestión (subapartado 4.2.3).

### 4.2.1. Análisis a escala regional

En el análisis regional, los planes de electrificación rural se estudian desde una perspectiva global, analizando su alcance y la particularización de cada proyecto.

- RC1, Alcance: extensión del plan en términos de las instituciones promotoras y del número de proyectos y beneficiarios alcanzados.

- RI1-1, Promotores: escala de las instituciones de financiación: local, regional o nacional. Generalmente, cuanto mayor es la escala, mayor es la capacidad económica, pero las particularidades de cada proyecto pueden perder importancia.
- RI1-2, Organización: tipo de instituciones de financiación; públicas (gobiernos, universidades, etc.) o sociales (ONG, universidades, etc.). Los organismos públicos tienden a priorizar los beneficios para la población, pero pueden estar sujetos a cambios políticos. Las organizaciones sociales persiguen el beneficio de la población, pero pueden carecer de recursos económicos.
- RI1-3, Población: estimación del número de beneficiarios, que determina los recursos necesarios (materiales y económicos).
- RI1-4, Comunidades: estimación del número de comunidades beneficiarias. Para el mismo número de beneficiarios, la logística puede ser significativamente diferente dependiendo de si se distribuyen entre muchas o pocas comunidades.
- RC2, Particularización: el grado de detalle considerado en el diseño de cada plan.
  - RI2-1, Usos eléctricos: pueden incluir aparatos domésticos (iluminación, comunicaciones, etc.), comunitarios (escuelas, centros de salud, alumbrado público, etc.) y/o usos productivos (actividades productivas, artesanías, etc.).
  - RI2-2, Recursos energéticos: las fuentes primarias consideradas en el análisis del suministro eléctrico, independientemente de si finalmente se utilizan en proyectos del plan o no. Puede incluir recursos renovables (solar y eólica), no renovables (diésel) o la extensión de la red nacional.
  - RI2-3, Tecnología: considera si el diseño de las soluciones de electrificación se replica en cada comunidad del plan a partir de un mismo patrón (estandarizado) o se adapta a las condiciones de cada caso (particularizadas).

#### **4.2.2. Diseño técnico**

El diseño de cada proyecto de electrificación rural se estudia a nivel local, considerando las características específicas de cada comunidad y su población.

- TC1, Coste: la inversión requerida para el proyecto.
  - TI1-1, Coste del proyecto: incluye el transporte e instalación de los sistemas, así como actividades derivadas como la formación de usuarios finales. El precio es considerado por familia para estandarizar las comparaciones de proyectos y se clasifica en alto, medio o bajo.
- TC2, Diseño: complejidad de la generación y distribución de las tecnologías utilizadas.
  - TI2-1, Complejidad: la estimación de la dificultad de diseñar el proyecto de electrificación. Las tecnologías renovables necesitan de evaluaciones para estimar la variabilidad de los recursos, mientras que la extensión de la red o el diésel no lo requieren. Los sistemas híbridos son más complicados que las soluciones de tecnología única, ya se debe encontrar un equilibrio entre

tecnologías. Finalmente, las microrredes son más complejas que los sistemas individuales, e implican el diseño de la estructura de la red. Considerando estos aspectos, este indicador define cualitativamente la complejidad como alta, media o baja.

- TI2-2, Generación: la tecnología de generación de electricidad utilizada: eólica, solar, diésel, híbrida o red nacional. Este indicador se centra en la tecnología del proyecto de electrificación; mientras que el indicador de recursos energéticos (RI2-2) incluye todos los recursos disponibles en la comunidad, independientemente de si finalmente se utilizan o no.
- TI2-3, Distribución: la configuración utilizada para suministrar la electricidad a los puntos de consumo dentro de la comunidad: individual o microrred; indicando la cantidad de cada opción.
- TC3, Suministro: representa aspectos como la fuente de alimentación del sistema, la vida útil esperada del proyecto y la capacidad para hacer frente a incrementos de la demanda.
  - TI3-1, Energía: la energía que se puede suministrar por familia (Wh/día), calculado a partir de la capacidad instalada de los generadores y la disponibilidad de recursos energéticos.
  - TI3-2, Potencia: la potencia máxima que se puede suministrar por familia (W), calculado a partir de la capacidad de los inversores o transformadores instalados.
  - TI3-3, Autonomía: período de autosuficiencia en el que el sistema puede satisfacer la demanda aún en ausencia de recursos energéticos, calculado a partir de la capacidad instalada de las baterías.
  - TI3-4, Vida útil: el tiempo de funcionamiento esperado del proyecto (años).
  - TI3-5, Flexibilidad: capacidad de hacer frente a aumentos de la demanda, ya sea en ocasiones especiales o debido a la incorporación de nuevas familias. Este indicador define cualitativamente si la flexibilidad es alta, media o baja.
- TC4, Fiabilidad: seguridad frente a las limitaciones del sistema debido a fallos en los generadores, falta de recursos energéticos o caídas de tensión excesivas.
  - TI4-1, Impacto de averías: para puntos que dependen de un único generador (o transformador), una avería en dicho dispositivo interrumpe por completo el suministro. En el caso de haber varios generadores, el suministro puede continuar, aunque sea en cantidad reducida.
  - TI4-2, Falta de recursos energéticos: para puntos que dependen de una única tecnología, la carencia de dicho recurso interrumpe por completo el suministro. Los sistemas híbridos, en cambio, tienen una mayor robustez frente a estas situaciones.
  - TI4-3, Riesgo de caídas de tensión: cuanto mayor sea la proximidad entre la generación y el consumo, menores serán las caídas de tensión y se reduce el riesgo de un suministro de baja calidad que podría dañar las cargas conectadas.

### 4.2.3. Modelo de gestión

El modelo de gestión examina cómo participa y se organiza la población en torno al proyecto de electrificación.

- MC1, Participación: participación de los beneficiarios en las diferentes etapas y procesos de los proyectos de electrificación.
  - MI1-1, Diseño técnico: participación de los beneficiarios en el diseño de sistemas de electrificación. Se valora si está incluida la opinión de los beneficiarios y si se adapta el diseño para responder a sus expectativas, así como para comprometerlos a mantener adecuadamente los equipos. Este indicador define cualitativamente si la participación es alta, media, baja o nula.
  - MI1-2, Implementación: participación de los beneficiarios durante la instalación de los equipos, proporcionando mano de obra y/o materiales. Este indicador define cualitativamente si la participación es alta, media, baja o nula.
  - MI1-3, Gestión del sistema: participación de los beneficiarios en la gestión del sistema de electrificación durante la vida útil del proyecto. Este indicador define cualitativamente si la participación es alta, media, baja o nula.
  
- MC2, Gestión técnica: organización de beneficiarios para organizar y gestionar las actividades de operaciones y mantenimiento de los equipos.
  - MI2-1, Técnicos de O&M: análisis de los técnicos a cargo de las tareas de mantenimiento preventivo y reparación de los equipos. Generalmente, los equipos externos tienen un mayor conocimiento técnico para resolver averías importantes, mientras que los equipos locales promueven el desarrollo y el empoderamiento de las comunidades.
  - MI2-2, Formación técnica: formación de los usuarios finales para un adecuado mantenimiento de los equipos. Esta formación puede realizarse a nivel comunitario (para cuestiones complejas), a nivel residencial (para pequeñas averías domésticas) o puede ser inexistente.
  - MI2-3, Solución de problemas: evaluación de la velocidad con la que las averías se gestionan desde que se producen hasta que se reparan, ya sea por parte de técnicos locales o externos. Este indicador evalúa cualitativamente si la resolución de problemas es lenta o rápida.
  
- MC3, Gestión económica: organización de los beneficiarios para cubrir los costes derivados de la operación y el mantenimiento de los equipos.
  - MI3-1, Tarifa eléctrica: monto que pagan los usuarios finales por la electricidad, para cubrir los costes de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto. La tarifa puede ser gratuita, periódica o según consumo.
  - MI3-2, Tasa de satisfacción: opinión sobre la tarifa eléctrica. Una percepción negativa puede causar problemas entre vecinos, el retraso de pagos o el abandono del proyecto. Este indicador evalúa cualitativamente si la satisfacción es alta, media o baja.

- MI3-3, Gestión de la transparencia: claridad en la gestión de los fondos recaudados de la tarifa eléctrica. Esta característica puede ser el origen de conflictos entre vecinos, en casos de mala gestión o si los recursos económicos son limitados. Este indicador evalúa la transparencia como alta, media o baja, indicando también la persona responsable.

### **4.3. EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LOS PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

Una vez definidos los criterios e indicadores, la metodología de evaluación se puede utilizar para evaluar las tres estrategias de planificación desarrolladas en Chiapas. El objetivo es identificar las fortalezas y limitaciones de cada plan, en términos de los procesos de toma de decisiones a escala regional, de diseño técnico y de modelo de gestión. Para hacerlo, se examina cada plan cuidadosamente, recopilando datos de diferentes fuentes de información:

- En cuanto a los indicadores de la escala regional, se consultan bases de datos gubernamentales que incluyen datos socioeconómicos generales sobre las comunidades y su población. Esta información se corrobora con los promotores de los planes.
- En cuanto a los indicadores de escala local, se examinan los informes técnicos elaborados por los promotores de los programas antes, durante y después de la implementación de los proyectos. Dichos documentos incluyen detalles sobre aspectos socioeconómicos de cada comunidad, así como cuestiones de diseño técnico y requisitos de demanda. Además, los técnicos responsables son entrevistados sobre aspectos relacionados con la confiabilidad de los sistemas de electrificación.
- En cuanto a los indicadores de gestión, se realizan visitas a las comunidades, particularmente después de la implementación de los proyectos. Así, se supervisa el rendimiento y la organización de la población. Además, se realizan entrevistas semiestructuradas a los usuarios finales, preguntando sobre cuestiones técnicas, así como su percepción y satisfacción con los sistemas. En concreto, se selecciona una muestra representativa de los beneficiarios, incluyendo líderes comunitarios y representantes de todos los grupos sociales (niños, niñas mujeres, ancianos, etc.), con el fin de recabar la opinión de todos y evitar resultados sesgados. Esta información se complementa con entrevistas a los promotores y los técnicos encargados de las actividades de operación y mantenimiento.

La Tabla 4.1 resume la información recopilada sobre los 4 proyectos estudiados. Para el tercer plan, el análisis regional se muestra conjuntamente para los dos proyectos descritos, mientras que el diseño técnico a escala local y el modelo de gestión se detallan por separado, ya que las decisiones tomadas no siempre fueron las mismas.

**Tabla 4.1. Criterios e Indicadores para los 3 Planes de Electrificación Rural Estudiados**

	Criterios		Indicadores			Plan 1	Plan 2	Plan 3	
						Nuevo Amanecer Tenejapa	Nuevo Belén	El Tuzal	Villa del Río
<b>Análisis Regional</b>	RC1	Alcance	RI1-1	Promotores	Local/Regional/Nacional	Nacional	Regional	Local	
			RI1-2	Organización	Público/Social	Público	Público	Social	
			RI1-3	Población	Número de beneficiarios	27,349	17,580	500	
			RI1-4	Comunidades	Número de comunidades	6,040	547	8	
	RC2	Particularización	RI2-1	Usos eléctricos	Doméstico/Comunitario/Productivo	Doméstico/Productivo	Doméstico	Doméstico/Comunitario/Productivo	
			RI2-2	Recursos energéticos	Eólica/Solar/Diésel/Red	Red	Solar	Eólica/Solar	
RI2-3			Tecnología	Estandarizada/particularizada	Estandarizada	Estandarizada	Particularizada		
<b>Diseño Técnico</b>	TC1	Coste	TI1-1	Coste del proyecto	Alto/Medio/Bajo	Medio (Bajo)	Bajo	Alto	Alto
	TC2	Diseño	TI2-1	Complejidad	Alta/Media/Baja	Baja	Baja	Alta	Alta
			TI2-2	Generación	Eólica/Solar/Diésel/Híbrida/Red	Red	Solar	Solar	Híbrido
			TI2-3	Distribución	Individual/Microrred (cantidad)	Microrred (1)	Individual (11)	Microrred (3)	Microrred (1)
	TC3	Suministro	TI3-1	Energía	Energía por familia (Wh/día)	Ilimitado	1,340	1,650	1,520
			TI3-2	Potencia	Potencia máxima por familia (W)	1000	450	430	310
			TI3-3	Autonomía	Autosuficiencia (días)	Ilimitado	1,5	3	7
			TI3-4	Vida útil	Años	Indefinido	15-20	15-20	15-20
			TI3-5	Flexibilidad	Alta/Media/Baja	Media	Bajo	Alto	Alto
	TC4	Fiabilidad	TI4-1	Impacto de averías	Puntos que dependen de 1 generador	31	11	9	7
			TI4-2	Falta de recursos energéticos	Puntos según 1 tecnología	0	11	30	7
			TI4-3	Riesgo de caídas de tensión	Alto/Medio/Bajo	Alto	Bajo	Medio	Medio
	<b>Modelo de Gestión</b>	MC1	Participación	MI1-1	Diseño técnico	Alta/Media/Baja/Nula	Nula	Baja	Alta
MI1-2				Implementación	Alta/Media/Baja/Nula	Nula	Baja	Alta	Alta
MI1-3				Gestión del sistema	Alta/Media/Baja/Nula	Baja	Media	Alta	Media
MC2		Gestión técnica	MI2-1	Técnicos de O&M	Externo/Local	Externo	Externo	Local	Local
			MI2-2	Formación técnica	Comunitaria/Residencial/Inexistente	Inexistente	Residencial	Com./Res.	Com./Res.
			MI2-3	Solución de problemas	Lenta/Rápida	Rápida	Lenta	Rápida	Rápida
MC3		Gestión Económica	MI3-1	Tarifa eléctrica	Libre/Periódica/Consumo	Consumo	Libre	Periódica	Periódica
			MI3-2	Tasa de satisfacción	Alta/Media/Baja	Baja	Alta	Alta	Alta
			MI3-3	Gestión de transparencia	Alta/Media/Baja (responsable)	Baja (CFE)	Baja (INER)	Media (líder)	Medio (líder)

#### **4.3.1. Análisis regional**

En cuanto al alcance de los planes (RC1), las tres estrategias son promovidas por instituciones de diferentes niveles (RI1-1): nacional en el Plan 1, regional en el Plan 2 y local en el Plan 3. Esto está relacionado con el número de habitantes (RI1-3) y las comunidades (RI1-4) beneficiadas, que son significativamente más altos en los programas administrados por instituciones superiores. Así, el Plan 1 beneficia a más de 27.000 personas y 6.000 comunidades, mientras que el Plan 3 solo llega a unas 500 personas y 8 comunidades.

Por otra parte, la escala de los promotores (RI1-1) y la población beneficiaria (RI1-3) y las comunidades abarcadas (RI1-4) limitan la capacidad de particularizar el análisis para cada proyecto (RC2). Las soluciones técnicas utilizadas (RI2-3) en planes más grandes tienden a la estandarización (Plan 1 y 2), sin tener en cuenta alternativas basadas en los recursos energéticos más adecuados para cada zona (RI2-2). En el Plan 1, solo se considera la extensión de la red eléctrica nacional; mientras que en el Plan 2, se replica siempre la misma solución: sistemas fotovoltaicos individuales. Esta última estrategia ha sido ampliamente utilizada en áreas remotas de todo el mundo dado su sencillez técnica y adaptabilidad, ya que el sol tiene un adecuado potencial para la generación de electricidad en muchas áreas. En contraste, en el plan más pequeño (Plan 3), se estudia la solución técnica más adecuada para cada comunidad. Este es el único plan donde se analiza la posibilidad de utilizar más de una tecnología de generación (eólica, solar o una combinación de ambas). Así, se propone una solución individualizada para cada caso, basado en un examen de las necesidades eléctricas de la población y la disponibilidad de los recursos energéticos. Esto conlleva, como se detalla posteriormente, una mayor complejidad de diseño (TI2-1), tanto para la generación (TI2-2) como para la distribución de la electricidad (TI2-3).

La capacidad de particularizar el estudio para cada proyecto también está relacionada con el análisis detallado de la demanda con el fin de garantizar la cobertura de las necesidades eléctricas de la población (RI2-1). El Plan 2, con alta estandarización, se limita a la electrificación de casas y no incluye, por ejemplo, el bombeo de agua en la comunidad de Nuevo Belén, que definitivamente mejoraría las condiciones de vida de la población. En cambio, el Plan 3, mucho más particularizado, incluye la electrificación de espacios comunitarios y promueve el desarrollo socioeconómico integral de la población. Cabe señalar también que la particularización y la mayor variedad de usos eléctricos cubiertos son promovidos especialmente por instituciones sociales (RI1-2), como en el Plan 3, donde los beneficiarios se convierten en actores particularmente relevantes para asegurar el éxito del proyecto. De hecho, para las instituciones sociales, un adecuado seguimiento de los proyectos de electrificación a medio y largo plazo es más difícil que para las instituciones públicas, como gobiernos nacionales o regionales. Esto está directamente relacionado con la participación de los beneficiarios (MC1), como se destaca posteriormente.

Finalmente, la Figura 4.4 muestra las diferencias entre las comunidades objetivo de cada plan en términos de densidad de viviendas y distancia al centro urbano más cercano con electricidad. La extensión de la red nacional permite electrificar el mayor número de viviendas, principalmente gracias a su viabilidad económica en comunidades con alta densidad de

viviendas y, generalmente, más cercanas a los centros urbanos. Las microrredes se tienden a implementar en asentamientos remotos, pero con un número significativo de viviendas concentradas cerca unas de otras para evitar fuertes caídas de tensión. Finalmente, los sistemas fotovoltaicos se instalan en casas dispersas, donde las microrredes tendrían caídas de voltaje significativas. En otras palabras, desde una perspectiva regional, la opción de electrificación más rápida es la extensión de la red, seguida de las microrredes y los sistemas individuales. Esta conclusión está alineada con otros trabajos de la literatura (Dugoua et al., 2017; Zvoleff et al., 2009).

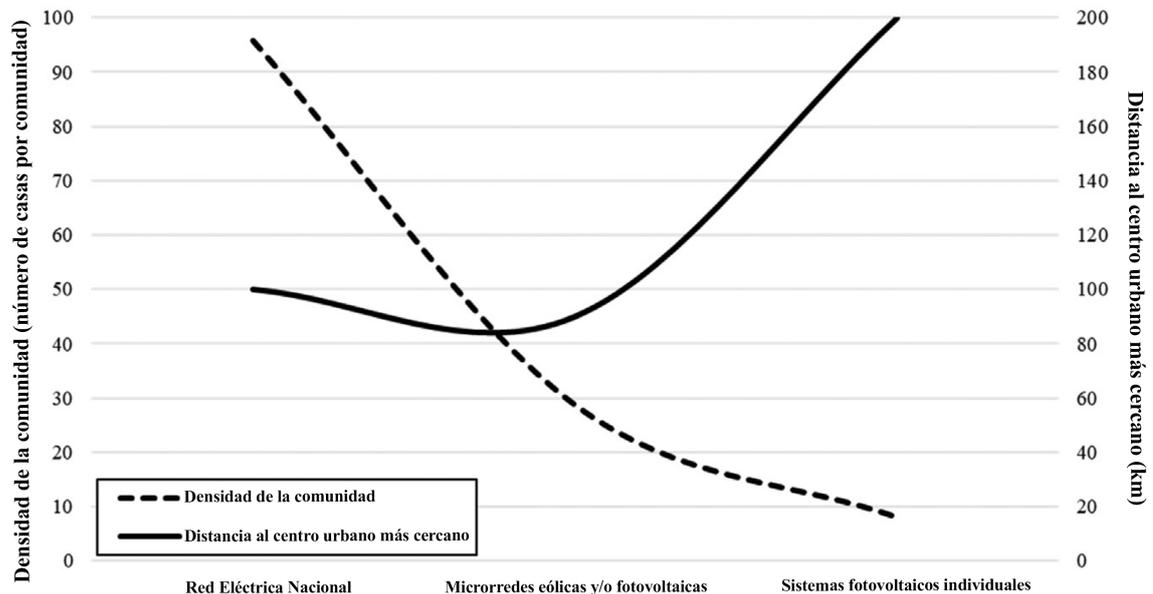


Figura 4.4. Comparación considerando la densidad y la distancia al centro urbano más cercano (Gómez-Hernández et al., 2019)

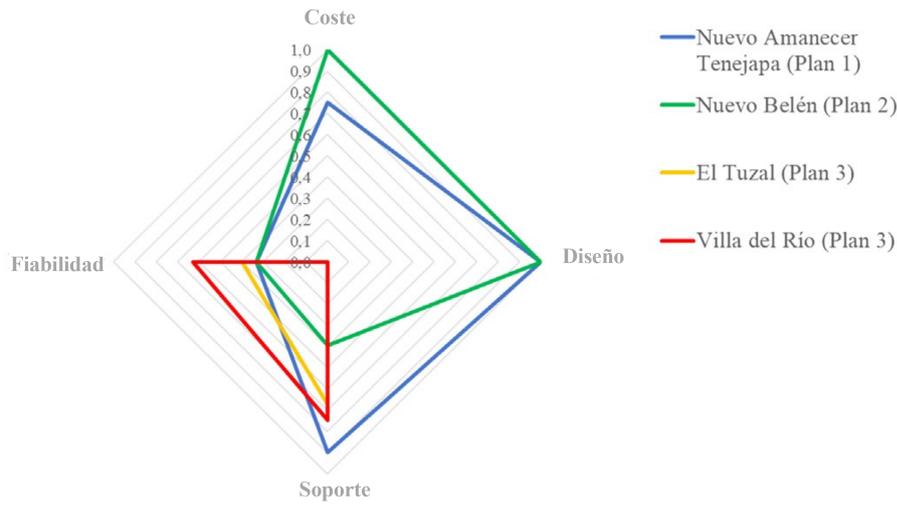
#### 4.3.2. Diseño técnico

Los costes del proyecto (TC1, TI1-1) son significativamente diferentes para cada plan. En el Plan 3, los costes son más altos que en el Plan 2, con un coste reducido, o el Plan 1, con un coste medio. Cabe señalar que, en el Plan 1, el coste para Nuevo Belén es medio porque la comunidad se encuentra a 15 km del interconectado nacional; una distancia notable que aumenta los costes por extensión de las líneas de MT. Sin embargo, para otros proyectos incluidos en ese plan, el coste podría ser significativamente inferior. En cualquier caso, el menor coste para los Planes 1 y 2 está directamente relacionado con un diseño de proyectos más sencillo (TC2, TI2-1), en términos de tecnologías de generación (TI2-2) y distribución (TI2-3). Los planes replican soluciones técnicamente simples: la extensión de la red o sistemas fotovoltaicos individuales en todos los puntos de consumo. Por tanto, se facilita la estandarización (RI2-3) y se pueden reducir los costes gracias a las economías de escala, tanto en equipos como en técnicos encargados del diseño y la instalación de los sistemas. En contraste, el análisis mucho más detallado de la demanda y los recursos energéticos en el Plan 3, adaptando el diseño técnico en consecuencia, conlleva el uso de más o menos microrredes dependiendo de la ubicación de los usuarios finales, los recursos energéticos, etc.

En cuanto al suministro eléctrico (TC3), la extensión de la red nacional, Plan 1, ofrece la mejor calidad (TI3-1, TI3-2, TI3-3, TI3-4). Sin embargo, el coste de la electricidad en función del consumo (MI3-1) causa que la mayoría de familias muestren una baja satisfacción (MI3-2), dados sus ingresos limitados. Por su parte, los paneles fotovoltaicos individuales, Plan 2, ofrecen un servicio eléctrico limitado, aunque sin coste para los usuarios finales. Por último, los proyectos de Plan 3, aunque más caros (TI1-1), tienen una mayor flexibilidad en el consumo, pudiendo hacer frente a aumentos de la demanda (TI3-5) y ofrecen una mejor calidad de suministro, promoviendo también el desarrollo socioeconómico de la comunidad.

Aunque el Plan 1 ofrece un mejor suministro eléctrico (TC3), existen algunas limitaciones en cuanto a fiabilidad (TC4). De hecho, en el caso de una avería en el transformador, toda la comunidad se ve perjudicada (TI4-1) dado que todos los puntos de consumo dependen de este dispositivo. Además, como el pueblo de Nuevo Belén está ubicado en un final del interconectado, hay caídas de tensión importantes que pueden dañar los equipos conectados (TI4-3). Por el contrario, el principal riesgo del Plan 2 radica en la fiabilidad del generador solar, ya que cada punto de consumo depende de su propio panel fotovoltaico, o la carencia de recurso solar, ya que la autonomía de la batería es limitada. Finalmente, la fiabilidad del Plan 3 es adecuada frente a averías (TI4-1): los únicos puntos que dependen de un único generador son las luces de la calle. Del mismo modo, la fiabilidad también es buena frente a la falta de recursos energéticos, ya que la autonomía de la batería (TI3-3) es mayor que los períodos esperados sin viento ni sol; y es especialmente buena para Villa del Río, dada la combinación de tecnologías de generación (TI4-2). Además, las caídas de tensión de las microrredes no son muy significativas, ya que las distancias entre puntos conectados no son muy largas.

La Figura 4.5 muestra una comparación visual entre los cuatro proyectos estudiados para los cuatro criterios pertenecientes a la evaluación del diseño técnico. La representación gráfica se ha obtenido transformando las evaluaciones de los indicadores a una escala de 0 a 1, según el rendimiento más bajo o más alto de cada proyecto frente a los demás, respectivamente. Posteriormente se calcula y representa el valor promedio de los indicadores de cada criterio. Como se puede observar, los proyectos del Plan 3 obtienen un rendimiento significativamente menor en términos del coste (TC1) y diseño (TC2) que los proyectos de los Planes 1 y 2. Por el contrario, logran una fiabilidad ligeramente superior (TC4) que Planes 1 y 2; y una notablemente mayor calidad del suministro (TC3) que el Plan 2, mientras que el Plan 1 se beneficia de una fuente de alto suministro como es la red nacional.



**Figura 4.5. Comparación de planes considerando los criterios relacionados con el diseño técnico (Gómez-Hernández et al., 2019)**

### 4.3.3. Modelo de gestión

Existen diferencias clave entre las estrategias de planificación implementadas. Por un lado, aumentar el alcance de la electrificación (RC1) complica la participación de la población beneficiaria (MC1). En los grandes Planes 1 y 2, la atención prestada a los usuarios finales durante el diseño, implementación y gestión del proyecto es limitada (MI1-1, MI1-2, MI1-3). En el Plan 2, hay una participación ligeramente superior, ya que la comunidad fue el proyecto piloto. En cambio, en el Plan 3, de menor envergadura, los usuarios finales tienen una mayor participación durante todo el proceso. Asimismo, se fomenta la participación cuando los promotores son entidades sociales (RI1-2), para asegurar la sostenibilidad de los proyectos a medio y largo plazo, y promover un desarrollo socioeconómico integral de la población.

En lo que concierne a la gestión técnica (MC2), en los planes a gran escala 1 y 2, los técnicos de O&M (MI2-1) son externos a la comunidad. Este esquema permite reducir los costes de mantenimiento, concentrar esfuerzos en una sola institución para varias comunidades y asegurar la calidad de las reparaciones realizadas por expertos especializados. Sin embargo, la velocidad de las reparaciones (MI2-3) es un problema en el segundo plan, probablemente porque se ha iniciado recientemente. Por el contrario, en el Plan 3, dos técnicos de las propias comunidades están debidamente capacitados y son responsables de tales actividades. Este proceso tiene como objetivo fortalecer el desarrollo de la población, no solo proporcionando acceso a la electricidad, sino también creando puestos de trabajo locales, conocimiento y motivación para ser autosuficiente. Sin embargo, existe un cierto riesgo a medio y largo plazo a la hora de hacer frente a reparaciones importantes de equipos. Complementariamente, dado que los proyectos incluidos en los Planes 2 y 3 están aislados, los usuarios finales están capacitados para realizar un mantenimiento básico de los equipos a nivel residencial (MI2-2), y en el Plan 3, para un uso eficiente y productivo de la electricidad para mejorar las condiciones socioeconómicas. En contraste, en el Plan 1 la comunidad se adhiere a la red eléctrica nacional y las estructuras de gestión existentes.

Finalmente, en cuanto a la gestión económica (MC3), cada plan opta para una tarifa diferente para cubrir los costes de la electricidad (MI1-1). En el Plan 1, este valor depende del consumo, como para cualquier usuario incluido dentro la red nacional. La tarifa cubre los gastos de CFE por la gestión y el mantenimiento de la red. Sin embargo, en las zonas rurales de bajos ingresos, los pagos pueden ser proporcionalmente más altos, lo que limita la satisfacción de los usuarios finales (MI1-2). En el Plan 2 se opta por un servicio gratuito, subvencionado por el gobierno a través del INER. Lógicamente, la satisfacción de los usuarios finales es alta, pero existe el riesgo de una apropiación indebida y un mantenimiento deficiente de los equipos, lo que podría generar mayores costes de reparación a medio plazo. Finalmente, en el Plan 3 cada comunidad elige su propio esquema de autogestión, y las instituciones promotoras se limitan a asesorar la toma de decisiones con la información de cada opción. Aunque la idea inicial era brindar un acceso gratuito a la electricidad, ambas comunidades optaron por un pago mensual por familia (independientemente del consumo) con el fin de cubrir las tareas de mantenimiento, reparación y sustitución de los equipos. Estos fondos se gestionan por parte de los líderes comunitarios, junto con otros ingresos. En ambos casos, la población está satisfecha con su decisión (MI1-3) y puede acceder fácilmente y solicitar información sobre la gestión (MI3-3).

La Figura 4.6 muestra una comparación visual entre los cuatro proyectos estudiados para los tres criterios pertenecientes a la evaluación del modelo de gestión. Esta representación gráfica se ha obtenido de forma similar que para el diseño técnico. Como se observa, los proyectos del Plan 3 logran un desempeño significativamente mayor en términos de participación (MC1) y gestión técnica (MC2) que los proyectos de los Planes 1 y 2. Por el contrario, el servicio eléctrico gratuito del Plan 2 hace que el proyecto sea más robusto para la gestión económica (MC3), mientras que el Plan 1 obtiene el menor rendimiento, no adaptándose a las condiciones socioeconómicas reales de la población rural.

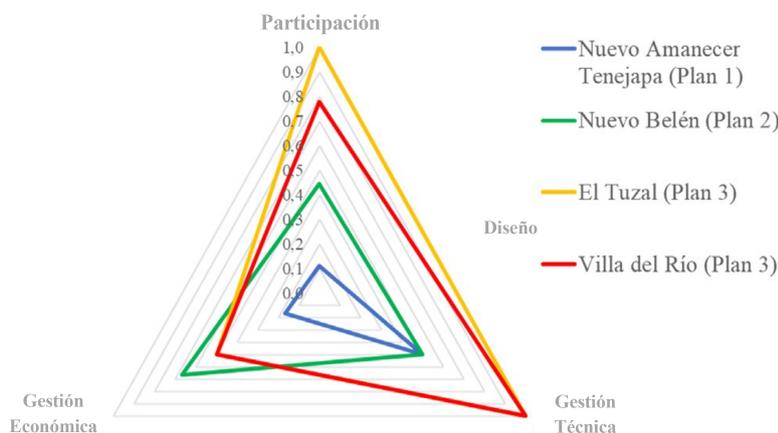


Figura 4.6. Comparación de planes considerando los criterios de gestión del sistema (Gómez-Hernández et al., 2019)

## **5. EVALUACIÓN REGIONAL**

La propuesta de planificación se inicia con unas evaluaciones para recopilar la información socioeconómica, energética y tecnológica. En la evaluación socioeconómica se analizan las características sociales y económicas más destacables de cada comunidad y su población (apartado 5.1). En la evaluación energética, se analizan los recursos energéticos disponibles, según las tecnologías de electrificación consideradas, así como se determinan los puntos con mejor potencial energético en la zona (apartado 5.2). Por último, en la evaluación tecnológica, se analizan las posibles tecnologías a utilizar en función de su disponibilidad, determinando las características técnicas y económicas más destacadas de los equipos (apartado 5.3).

En este trabajo se presenta una propuesta amplia de la información interesante a recopilar y que puede influir en el diseño y priorización de los proyectos a implementar. Para cada plan de electrificación puede particularizarse la información imprescindible que se debe recopilar, teniendo en cuenta las características de los proyectos a implementar y también la disponibilidad o dificultad de acceso a información detallada.

### **5.1. EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA**

La evaluación socioeconómica es un proceso de recopilación de información de los principales aspectos sociales y económicos más destacables de la comunidad. Para realizar la recopilación de datos, se propone clasificarla en aspectos relacionados con la comunidad (subapartado 5.1.1) y con la población (subapartado 5.1.2).

#### **5.1.1. Aspectos de la comunidad**

Para comenzar a electrificar una comunidad, es necesario determinar la ubicación de las comunidades, las viviendas y las infraestructuras. Esto se realiza mediante la identificación de sus coordenadas geográficas generales y particulares (longitud, latitud y altitud), consultando en plataformas satelitales de instituciones públicas o privadas, o realizando directamente un levantamiento GPS (Sistema de Posicionamiento Global) en cada punto de consumo. Una vez identificadas las viviendas, se realizan las mediciones de las distancias (en metros) que existen entre cada una de las viviendas que conforman una comunidad. Esto es necesario para estimar los costes que supondría conectar a todas las viviendas a un centro de generación, transformación, o a la red de MT más cercana.

Otro aspecto importante, está relacionado con las vías de acceso y desplazamiento en la comunidad, ya que resulta un factor determinante en los costes para el transporte de las tecnologías, el combustible o la extensión de la red. Por lo tanto, es necesario analizar los diferentes tipos de suelo (orografía) en la región. El más limitado es el camino de herradura, ya que puede no permitir circular a los vehículos en época de lluvias cuando aparece fango, encareciendo los costes del proyecto. Por otro lado, el camino vecinal representa un camino firme, regularmente de arena o grava, por el que pueden circular los vehículos, lo que suele abaratar los costes. Sin embargo, presenta problemas en temporada de lluvias. Por último, las carreteras representan el camino ideal ya que se puede circular libremente gracias al terreno

pavimentado, aún en temporada de lluvias, lo que representa los menores costes de transporte (INEGI, 2018).

También es relevante tener en cuenta el número y el tipo de viviendas y sus características. Por ejemplo, el número de viviendas electrificadas permite conocer a las viviendas que son objetivo de estudio en una comunidad. Una vez identificado el número de viviendas, es importante conocer las que están habitadas y deshabitadas, ya que permite identificar el número de puntos de consumo, e identificar aquellas que tienen una probabilidad de incluirse en la planificación. En este sentido, es necesario tomar en cuenta el número de habitaciones por vivienda, ya que es otro factor que permite determinar el consumo eléctrico.

Otro factor a tomar en cuenta es el tipo de material de construcción que presentan las viviendas, con el objetivo de identificar a las casas que tengan un techo firme, en el que se puedan instalar fácilmente los equipos de generación (por ejemplo, paneles solares). Por otro lado, es importante conocer la disposición de agua (pozos) en las viviendas, ya que permite identificar en qué comunidades se pueden implementar sistemas de bombeo.

También es de interés determinar el número y tipo de infraestructuras existentes en la comunidad (escuelas, centros de salud, bodegas, centros comunales e iglesias), ya que suelen requerir de una mayor demanda eléctrica en comparación con las viviendas, debido a que, en ciertas ocasiones, una misma infraestructura puede cubrir a varias comunidades vecinas, incrementando el consumo eléctrico.

Por otra parte, aspectos como el clima, la temperatura y las precipitaciones en la región son relevantes puesto que pueden influir en el funcionamiento y/o deterioro de los equipos de la instalación eléctrica (Schäfer et al., 2011). En cuanto a la flora y la fauna, son elementos que podrían indicar la dificultad o facilidad para el desarrollo de actividades del sector agropecuario (agrícola, ganadero o pecuario) que requieran de electricidad.

En la Tabla 5.1, se resume la información socioeconómica a recopilar, presentada hasta aquí.

**Tabla 5.1. Información a Recopilar de la Comunidad y su Entorno**

Definición	Descripción
<i>Ubicación de las comunidades</i>	Identificar el tipo de comunidades, mediante sus coordenadas geográficas (longitud, latitud y altitud)
<i>Tipos de viviendas</i>	Viviendas habitadas y deshabitadas, disposición de agua, tipo de material de construcción y número de habitaciones
<i>Densidad de demanda</i>	Número de viviendas sin electrificar
<i>Distancia entre viviendas</i>	Distancia entre cada vivienda por electrificar
<i>Ubicación de las viviendas</i>	Identificar y clasificar el tipo de viviendas, mediante sus coordenadas geográficas (longitud, latitud y altitud)
<i>Vías de acceso y desplazamiento</i>	Camino de herradura, camino vecinal y carreteras
<i>Acceso a la educación y salud y tipos de Infraestructuras</i>	Escuelas, unidades médicas, bodegas, centros comunales e iglesias
<i>Clima y características</i>	Tipos de climas: (cálidos, templados y polares); flora y fauna
<i>Tipo de suelo</i>	Orografía (montañas, tipo de suelo, entre otras)

### **5.1.2. Aspectos de la población**

En cuanto a la población, se debe de determinar la cantidad de habitantes que existen por comunidad y por vivienda, así como su distribución por edad, género y escolaridad. Así, el número y características de los habitantes influyen en el consumo. Por ejemplo, los niños suelen usar la electricidad para estudiar, las mujeres para actividades domésticas, y los ancianos tienden a tener un menor consumo.

Por otro lado, se identifican las características económicas de la población. Es decir, a la población económicamente activa y la procedencia de los ingresos familiares: por ejemplo, ya sea ingresos agropecuarios o por microempresa (tiendas, restaurantes, producción de queso o leche). Por lo tanto, es necesario tener en cuenta los tipos de negocios que existen antes de electrificar a las comunidades, y tener presente el posible desarrollo de nuevas actividades en el futuro.

También resulta necesario identificar las características sociales de la población, tales como los conflictos entre vecinos, las organizaciones locales y los líderes de la comunidad. Los conflictos entre vecinos podrían ocasionar enfrentamientos entre usuarios, y la no aceptación de las tecnologías. Para saber los tipos de conflictos que existen en la comunidad, es necesario tener reuniones con las organizaciones locales y crear una vía de comunicación directa con los líderes comunales. Con esta información, se pueden diseñar los sistemas, evitando en todo momento que dos familias enfrentadas compartan directamente la electricidad, y con esto evitar algún tipo de conflicto.

Por otro lado, es necesario recopilar la información del suministro energético, ya que permite determinar los valores de demanda de energía y potencia. Esta información se refiere a las fuentes de energía en la comunidad, tanto las anteriores a la electrificación como las posteriores. Esto es un aspecto fundamental, para lograr que la electrificación sea un beneficio y no un daño. En concreto, las fuentes de energía anteriores a un proyecto de electrificación suelen ser velas, baterías, lámparas de queroseno, biomasa, entre otras, y son utilizadas mayormente en la iluminación de los hogares. Con esta información se puede tener una idea clara acerca del consumo y los costes que se pueden cubrir con la electrificación.

Por otra parte, teniendo en cuenta los ingresos de los habitantes y sus expectativas, se pueden hacer predicciones a futuro en cuanto al posible aumento en el uso de equipos electrodomésticos (TV, computadoras, licuadoras, neveras, teléfonos móviles, etc.), o el desarrollo de microactividades productivas, posteriores a la electrificación. Estos aspectos son muy importantes para la satisfacción de los usuarios a medio plazo, ya que se responden a las necesidades reales de la población (Anderson & Doig, 2000).

Con todos los datos recopilados, en la Tabla 5.2 se resumen los aspectos de la población más relevantes.

**Tabla 5.2. Información a Recopilar de la Población**

Definición	Descripción
<i>Número de habitantes</i>	Por comunidad, por vivienda, por edad, por género y por escolaridad
<i>Características económicas</i>	Actividades económicas y población económicamente activa
<i>Características sociales</i>	Conflictos entre vecinos, organizaciones locales y líderes en la población
<i>Fuentes de energía anterior a la electrificación</i>	Velas, baterías, lámparas de queroseno, biomasa
<i>Fuentes de energía posterior a la electrificación</i>	Desarrollo de actividades productivas y el aumento del número de electrodomésticos en las viviendas

Por último, con la recopilación de los datos de las evaluaciones iniciales, se acaba por determinar los valores de la demanda. A modo ilustrativo, en la Tabla 5.3 se presenta un ejemplo de la forma en que se calcula la demanda y la potencia para una vivienda rural tipo. Como se muestra en la tabla, la vivienda tiene dos tipos de consumo (Zhang & Kumar, 2011): las de carga básica diaria, que consta de 3 focos, 1 TV y 2 teléfonos móviles; y las de gran carga de energía, compuesta por 1 frigorífico y 1 ordenador. El resultado del consumo total de energía de la vivienda tipo para este ejemplo es de 582 Wh/día y la potencia de 187 W. Suponiendo que no todos los electrodomésticos se utilizarán simultáneamente, algunos autores utilizan un factor de simultaneidad del 80% (Afonaa-mensah & Asante, 2015). Por lo tanto, la potencia que deberá utilizarse para dimensionar el sistema será de 150W.

**Tabla 5.3. Ejemplo de cálculo de la demanda para una vivienda rural tipo (adaptado de Zhang & Kumar, 2011)**

Categorías	Electrodomésticos	Cantidad	Potencia unitaria (W)	Potencia total (W)	Horas de uso (h/día)	Energía (Wh/día)
<i>Carga básica diaria</i>	<b>Focos</b>	3	15	45	4	180
	<b>Televisión</b>	1	50	50	2	100
	<b>Teléfono móvil</b>	2	1	2	1	2
<i>Gran carga de energía</i>	<b>Frigorífico</b>	1	40	40	5	200
	<b>Ordenador</b>	1	50	50	2	100
Total				187		582

## 5.2. EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

En la evaluación de los recursos energéticos, se realiza un análisis del recurso solar (subapartado 5.2.1) y del recurso eólico (subapartado 5.2.2) en la región y sus alrededores. Para la tecnología diésel se estudia el transporte de combustible hasta la comunidad (subapartado 5.2.3). Finalmente, para la conexión a la red eléctrica, se analiza la viabilidad de la extensión de las líneas de baja (BT) y media (MT) tensión (subapartado 5.2.4).

En la Tabla 5.4, se resume la información más relevante de la evaluación de los recursos energéticos que se detalla en los siguientes apartados.

**Tabla 5.4. Información de la evaluación de los recursos energéticos**

Definición	Descripción
<i>Evaluación del recurso solar</i>	Radiación solar media anual, hora solar pico
<i>Evaluación del recurso eólico</i>	Velocidad media del viento anual, viento disponible en cada punto
<i>Evaluación del diésel</i>	Costes del diésel (€/litro), incluyendo factores como el transporte y almacenamiento
<i>Evaluación de la extensión de la red</i>	Costes de la extensión de la red (€/km) y la tensión nominal (V)

### 5.2.1 Evaluación del recurso solar

La evaluación solar consiste en determinar la intensidad de radiación solar incidente sobre el área de estudio. La radiación solar es el flujo de energía del sol que incide en forma de ondas electromagnéticas y que permite la transferencia de energía solar a la superficie terrestre. La cantidad de radiación solar es definida generalmente como la insolación o irradiación, siendo esta última una medida del flujo de energía recibida por unidad de área en forma instantánea, cuya unidad es el Wh/m<sup>2</sup> y es la utilizada en aplicaciones fotovoltaicas.

Para conocer el recurso solar en una zona, existen instrumentos meteorológicos que miden de forma precisa la radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra. El piranómetro es un sensor que permite realizar estas mediciones, preferentemente con una frecuencia aproximada de 10 minutos a lo largo de 1 año. En caso de no contar con un piranómetro, existen numerosas bases de datos o mapas de radiación solar, al alcance de cualquier usuario para su consulta o descarga (Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), International Renewable Energy Agency (IRENA), NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data). Estos datos son recopilados de estaciones meteorológicas y son presentados mediante los promedios horarios, diarios, mensuales o anuales.

Para el diseño del sistema fotovoltaico, se considera la irradiación solar media anual del mes más desfavorable, para asegurar que se cubre la demanda el resto del año. Además, algunos autores, han calculado el tamaño de una región para poder estimar el mismo recurso solar, sin cometer un error excesivo. En este sentido, este recurso no presenta variaciones considerables dentro de una determinada zona y, por ello, se ha optado por aproximar la irradiación de un punto de la comunidad como constante para todos los demás puntos (Ramón et al., 2010).

La radiación solar es transformada en electricidad mediante las celdas fotovoltaicas, que forman un módulo fotovoltaico. Los paneles solares fotovoltaicos (conjunto de módulos), sólo son capaces de producir su máxima potencia en ciertas condiciones climatológicas, de inclinación, de orientación y de las horas de radiación solar en el lugar donde estén instalados (Mondol et al., 2009). Estas condiciones se describen a continuación:

- Aspectos climatológicos como la temperatura media diurna (la parte del día) y las diferentes estaciones del año (primavera, verano, otoño e invierno) en la zona de estudio, que pueden afectar al rendimiento de los paneles.
- El ángulo de inclinación de los paneles solares, en la mayoría de las ocasiones, deberá ser el mismo ángulo que el de la ubicación de la zona de estudio (Mondol et al., 2007).

- Los módulos solares del hemisferio norte deben orientarse hacia el sur (ángulos acimutales alrededor de  $180^\circ$ ), ya que el sol se declina más tiempo. En cambio, en las regiones del hemisferio sur, los paneles solares deben orientarse hacia el norte (Mondol et al., 2007).
- La hora solar pico (HSP), es la unidad encargada de medir la irradiación solar en un emplazamiento, y se define como las horas diarias equivalentes a una radiación constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

### **5.2.2. Evaluación del recurso eólico**

La energía eólica es la energía producida por las corrientes de los vientos motivadas por el desigual calentamiento de la atmósfera, debido a la radiación solar incidente, y que ocasiona el movimiento de las aspas de un aerogenerador. Para evaluar el recurso eólico, es necesario determinar su potencial en cada punto de consumo, así como para otros puntos, para una posible ubicación de aerogeneradores.

Dada la existencia de una gran variabilidad en el viento, la evaluación del recurso eólico en un emplazamiento resulta compleja. En este sentido, es necesario realizar mediciones con unos dispositivos capaces de medir la velocidad y la dirección del viento, denominados anemómetros. Los datos son medidos con una elevada frecuencia (cada 10 minutos), y con periodos largos de tiempo (mínimo 1 año) para poder realizar una evaluación adecuada y tener en cuenta la estacionalidad. Los anemómetros se deben situar, preferentemente, a una altura lo más cercana posible a la que se instalarán los aerogeneradores; que en proyectos de baja potencia como los estudiados en este trabajo, suele rondar los 10-15 m. Sin embargo, los anemómetros son dispositivos que resultan costosos y cuyas mediciones no siempre son posibles durante el tiempo necesario. Alterna o complementariamente, los valores de velocidad media del viento también pueden ser obtenidos a través de bases de datos disponibles en páginas gubernamentales, o bien en la página web del proyecto (SWERA, 2018).

Una vez obtenidos los datos de viento en un punto, se identifica el mes más desfavorable (menor potencial) para asegurar que, al dimensionar los equipos para ese periodo, se cubra totalmente la demanda el resto del año. Con ello, es necesario extrapolar las mediciones a toda la región (Foley et al., 2012). Para ello, existen herramientas informáticas especializadas, que trabajan a partir del mapa topográfico de la región y las curvas de potencia de los aerogeneradores. Este tipo de herramientas, realizan el mapa de viento de toda la región a analizar, o bien calculan la energía generada en cada uno de los puntos donde se hayan especificado distintos tipos de los aerogeneradores. Una de las más utilizadas es el programa WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), por su fácil utilización y fiabilidad en los resultados (Ranaboldo et al., 2015).

### **5.2.3. Evaluación de la generación con diésel**

Para los equipos diésel, se consideran los costes que resultan del transporte del combustible y almacenamiento. Los equipos diésel, se caracterizan por un alto grado de fiabilidad, debido a su generación continua y a su relativamente baja inversión inicial.

El precio del combustible depende del valor establecido en cada país, puesto que una parte importante está relacionada con el agregado por el impuesto fiscal. Por lo tanto, es importante realizar una estimación del precio del combustible, con base en su comportamiento histórico en los últimos años. Esta información se encuentra disponible en fuentes del gobierno del país de estudio, o bien en diferentes medios digitales (Global Petrol Prices).

Sin embargo, debido a los altos costes de transporte y almacenamiento del diésel, el coste global del combustible puede llegar a ser hasta cuatro veces más caro que en las gasolineras de las grandes ciudades, lo que puede ser una limitante para su uso en instalaciones remotas (Silva et al., 2010). Por lo tanto, es importante tener en cuenta la distancia que existe desde las gasolineras hasta las comunidades, así como la dificultad de acceso según el tipo de vía. Por último, los costes por almacenamiento del combustible son necesarios, ya que contar con un suficiente abastecimiento, permite reducir los costes por el número de visitas para repostar.

### **5.2.4. Evaluación de la extensión de la red**

Para evaluar la extensión de la red, es necesario estudiar la accesibilidad o el tipo de terreno en la comunidad, que afectan al trazado de las líneas de red. La extensión de la red se caracteriza por suministrar energía eléctrica mediante la extensión de las líneas de MT entre comunidades y las líneas de BT dentro de la comunidad hasta los hogares. A cambio, los beneficiarios realizan un pago por cada kW/h consumido (Lee et al., 2016). Sin embargo, existen diversos factores que influyen en el aumento de los costes de la extensión de la red (Ortega-Arriaga et al., 2021).

La distancia de los hogares hasta la línea de MT es el factor más significativo, ya que afectan considerablemente a los costes de inversión. Los costes de extensión de las líneas son establecidos por las empresas encargadas de llevar la electricidad en la zona (€/km). Por lo tanto, es importante identificar el camino más corto para extender la red eléctrica, considerando la accesibilidad y el tipo de terreno, con la perspectiva de abaratar. La accesibilidad y el tipo de terreno influyen en el trazado de la línea y en los costes de transportes e instalación. Por su parte, aspectos como el clima, la altitud y el riesgo de tormentas, pueden aumentar el coste, debido a la utilización de más equipos de protección o limitar los períodos (época seca) en que se pueden realizar los trabajos pertinentes (Ortega-Arriaga et al., 2021).

La distribución se realiza regularmente en monofásica o en trifásica, según los equipos que se utilizan en las viviendas; aunque para zonas rurales se suele utilizar la monofásica. Por otro lado, la tensión de distribución (V) depende de las características de cada región (por ejemplo, en México, la BT (Baja Tensión)  $\leq 1$  kV; y la MT  $\leq 35$  kV (Diario Oficial de la Federación [DOF], 2021). La tensión nominal permite la elección correcta de los transformadores de electricidad, cuya función es aumentar o disminuir la tensión eléctrica para suministrar la

energía requerida por los usuarios, con tensiones de uso cotidiano (120 V o 240 V), que es la mayormente utilizada en zonas rurales.

### **5.3. EVALUACIÓN TECNOLÓGICA**

En la evaluación tecnológica se estudia la disponibilidad de equipos de las posibles tecnologías a utilizar (aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, generadores diésel, baterías, inversores, conductores, costes por extensión de la red, medidores, etc.). Esto se realiza mediante un análisis de mercado, con instituciones privadas y públicas. Con esta información, se obtiene una idea del contexto de la región a electrificar en cuanto a disponibilidad y características de los equipos con los que se podrá trabajar.

La selección de los equipos debe de realizarse con coherencia, es decir, mediante el análisis de generadores fotovoltaicos, eólicos, diésel o conexión a red (con todos sus componentes). Así, se debe analizar la potencia de cada uno de los equipos en relación con su potencial uso. Se recomienda también que los proveedores sean empresas de reconocidas marcas, que además de ofrecer garantías de los equipos, se encuentren lo más cerca posible de las áreas de interés. Esto es con el objetivo de ahorrar costes en transporte y de conseguir recambios de los equipos en un menor tiempo, lo que ocasionaría que los beneficiarios de las comunidades no permanezcan un tiempo prolongados sin energía eléctrica en caso de avería.

Los datos que se deben recopilar mediante el análisis de mercado son los correspondientes a los equipos de generación (paneles solares, aerogeneradores y generadores diésel), de distribución (conductores), de acondicionamiento de potencia (transformadores, reguladores e inversores), de almacenamiento (baterías) y los correspondientes a la extensión de la red. Para todos los equipos, se consideran los costes de inversión inicial, mediante un análisis de diferentes marcas y potencias. Del mismo modo se consideran los costes de O&M, ya que con esto se asegura que los equipos sigan desempeñando, en estado adecuado, las funciones para las que fueron empleados, y el tiempo de vida de los equipos.

Específicamente para los paneles solares y los aerogeneradores, es importante considerar la eficiencia (%), definida como la relación que existe entre la energía obtenida (o energía útil) y la energía suministrada o consumida. Para los sistemas diésel, además de lo anterior, se considera el consumo del combustible de los generadores, que es directamente proporcional a la demanda que se le solicite; es decir, a mayor potencia, la curva de consumo/rendimiento, sube de manera exponencial. Para las baterías, inversores y reguladores, se consideran los costes de inversión inicial, mediante un análisis de diferentes marcas y capacidades de las baterías. Asimismo, se considera el rendimiento de las baterías, que es la relación porcentual entre la energía eléctrica recibida en el proceso de carga y la que entrega durante la descarga (Ratés Palau, 2012). También, se considera la máxima profundidad de descarga de las baterías, que es un valor en tanto por ciento que representa la máxima capacidad de descarga de energía que puede tener un batería, para no disminuir la cantidad de ciclos de vida útil (Abella, 2005).

Para la extensión de la red, es necesario tener en cuenta los costes de inversión de extender las líneas de BT por cada kilómetro, además de la distancia máxima a la que pueden extenderse antes de considerar el uso de un transformador. Igualmente, se consideran los costes O&M, por cada kilómetro de línea, tanto para la MT como para la BT. Para los transformadores, se consideran los costes de inversión inicial, mediante un análisis de diferentes marcas y potencias de los equipos, conforme a la potencia requerida. Del mismo modo, se consideran los costes de O&M y el tiempo de vida.

En la Tabla 5.5, se resume toda la información tecnológica necesaria para el análisis.

**Tabla 5.5. Información de la Evaluación Tecnológica**

Definición	Descripción
<i>Equipos fotovoltaicos</i>	Inversión (€/kWp), O&M (€/kWp), eficiencia (%), tiempo de vida (años), potencia (W), autonomía de las baterías (días)
<i>Equipos eólicos</i>	Inversión (€/kW), O&M (€/kW), eficiencia (%), tiempo de vida (años), potencia (W), altura del buje (m) y autonomía de las baterías (días)
<i>Equipos diésel</i>	Inversión (€/kW), O&M (€/kW), consumo de combustible (l/kWh), potencia (kW) y tiempo de vida (años)
<i>Extensión de la red (MT y BT) y centro de transformación</i>	Inversión de la línea de BT (€/km), distancia máxima de las líneas de BT (m), inversión de acometida (€/kW), O&M línea de MT (€/km), O&M línea de BT (€/km) y tiempo de vida (años)
<i>Tensión</i>	Mínima (V), máxima (V) y máxima caída (fracción unitaria)
<i>Transformadores</i>	Inversión (€/kW) y O&M (€/kW) y tiempo de vida (años)
<i>Baterías</i>	Inversión (€/kWh), O&M (€/kW), capacidad (kWh), rendimiento (fracción unitaria), factor de descarga (fracción unitaria) y tiempo de vida (años)
<i>Reguladores</i>	Inversión (€) y potencia máxima (W)
<i>Inversores</i>	Inversión (€/kW), O&M (€/kW), rendimiento (fracción unitaria) y tiempo de vida (años) y potencia máxima (W)

## **6. DISEÑO DE PROYECTOS**

Como ya se ha detallado en el capítulo 4, el diseño de proyectos a escala regional se realiza mediante la herramienta IntiGIS. En este capítulo, se presenta el modelo IntiGIS destacando las novedades de su aplicación que se desarrollan en esta tesis (apartado 6.1). En el apartado 6.2 se explica cómo se realiza el diseño técnico de los sistemas de electrificación. A continuación, se presentan los datos de entrada necesarios (apartado 6.3) y se detallan los resultados que se obtienen de este proceso de diseño (apartado 6.4).

### **6.1. EL MODELO INTIGIS**

La herramienta IntiGIS es un Sistema de Información Geográfica desarrollada por el grupo de Tecnologías de Información Geográfica y Energías Renovables (gTIGER), del Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Es un programa informático libre, desarrollado sobre una de las herramientas más utilizadas en el ámbito geográfico, ArcGIS (Johnston et al., 2001; Torres Pérez et al., 2021). IntiGIS, se centra fundamentalmente en problemas de electrificación rural y generación descentralizada de electricidad con energías renovables, principalmente para países en desarrollo. La herramienta está enfocada a usuarios que trabajen en la electrificación rural en las primeras fases de evaluación, para su aplicación especialmente en Latinoamérica. El resultado final de esta etapa será la evaluación de diversas alternativas de electrificación rural, para la obtención de la mejor opción tecnológica con base en su mínimo coste evaluado mediante el LEC.

A continuación, se presenta cómo se desarrolló el modelo IntiGIS (subapartado 6.1.1) y se destaca cómo se particulariza su utilización en esta tesis (subapartado 6.1.2).

#### **6.1.1. Desarrollo**

En los años 90, la Comunidad Europea inició el proyecto de investigación SOLARGIS, en el marco del programa JOULE II. SOLARGIS examina la viabilidad de la aplicación de los SIG para el estudio de la generación in-situ de energía eléctrica mediante energías renovables. En su desarrollo, participaron centros de investigación europeos, tanto en la realización de algoritmos como de casos de estudio, analizando la competitividad de diferentes tecnologías renovables y convencionales, principalmente para países mediterráneos y en desarrollo (Solargis Team, 1996).

En la Figura 6.1 se observa el diagrama de funcionamiento de SOLARGIS. Está basado en una comparación del coste en cada zona de la región de estudio del kWh producido por los distintos sistemas de generación eléctrica. Como primer paso, se elabora una base de datos regional, que recopila tanto información general (como la demanda) e información geográfica (como la radiación solar, el viento, etc.). Posteriormente, con la ayuda del SIG se aplican una serie de reglas con objeto de determinar las áreas de alto potencial energético en la región. Por último, se realiza la elección del sistema de electrificación más adecuado, mediante una evaluación técnica y económica, analizando y comparando el LEC. El modelo SOLARGIS se aplicó a 6 casos de estudio en Túnez, Italia, España, Grecia, Cabo Verde e India, así como

otras áreas en zonas de alto potencial energético (Amador, 2000; Domínguez, 2002; Mahmud et al., 1996; Monteiro et al., 1998; Vandenberg et al., 1999).

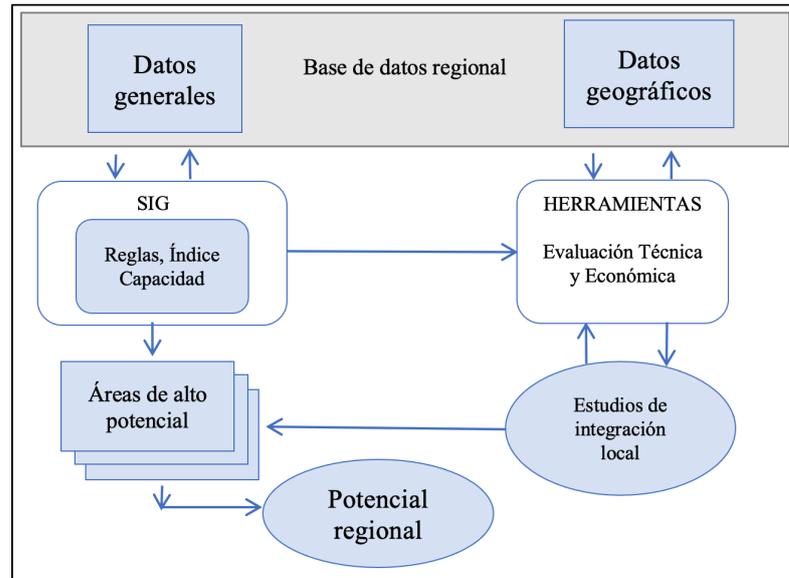


Figura 6.1. Modelo SOLARGIS I

Aunque el proyecto SOLARGIS concluyó en el año 96 y, desde entonces el CIEMAT continuó con el desarrollo de la metodología, mediante la implementación de SOLARGIS II, junto con la Universidad Politécnica de Madrid. En la Figura 6.2, se puede observar el diagrama que comprende el modelo SOLARGIS II. Respecto SOLARGIS, SOLARGIS II añade un escenario de demanda, con base a variables socioeconómicas, establecido a partir de datos experimentales del consumo. Además, añade el cálculo del factor de capacidad de los sistemas convencionales basándose en criterios de diseño de sistemas eléctricos. Se incluye también un análisis del mercado eléctrico para calcular el LEC. Por último, se obtiene el potencial para cada una de las tecnologías (Pinedo Pascua, 2010; Torres Pérez et al., 2021).

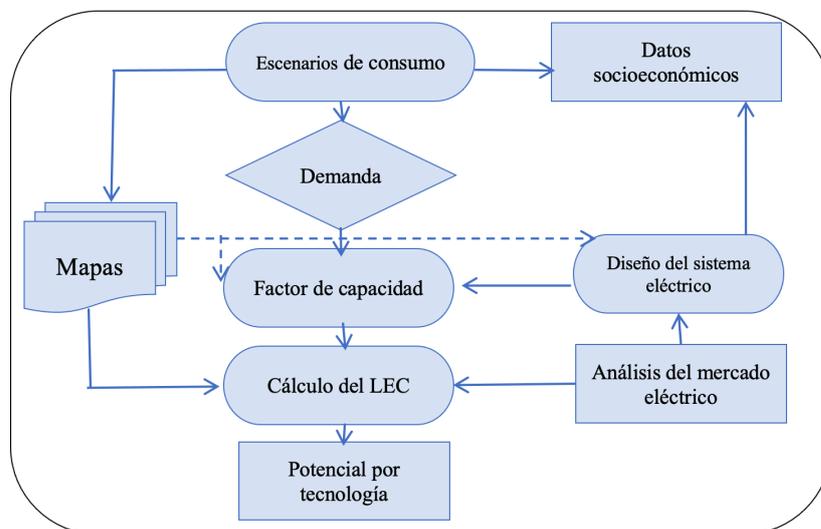


Figura 6.2. Modelo SOLARGIS II

En este contexto, Domínguez & Amador (2007) realizaron una mejora de los proyectos de SOLARGIS I y II, mediante el análisis de las principales cualidades y problemas de las aplicaciones SIG. Así, sintetizaron las aplicaciones analizadas en tres grandes grupos: sistemas de apoyo a las decisiones basados en SIG; energía renovable y generación distribuida de electricidad; y generación descentralizada para la electrificación rural. Los autores señalan que el empleo de SIG como herramienta de apoyo a los planes de electrificación rural y la integración de las energías renovables presenta muchas ventajas, aunque no se debe olvidar la necesidad de un control de los resultados. Además, destacan la necesidad de una visión integrada a escala regional. Esta visión podría ser desarrollada por un SIG que debería incluir todas las variables del sistema energético en un modelo de generación de electricidad descentralizada. Con esto, para el año 2009, el CIEMAT actualizó el estudio realizado por Domínguez & Amador (2007), modificando el entorno gráfico y añadiendo un análisis de sensibilidad espacial, presentando así la herramienta IntiGIS (Figura 6.3).

IntiGIS es una herramienta enfocada a usuarios que trabajen en electrificación rural en las fases de evaluación previa en una región compuesta por diversas comunidades rurales en países en desarrollo (Calvert et al., 2013). Los resultados permiten ayudar en la elección de la tecnología más adecuada (solar, mini-eólica, diésel individual, diésel central, eólico-diésel y conexión a red), considerando el LEC (Obi et al., 2017). Como resultado, se obtienen tanto los valores numéricos como cartográficos de cada una de las tecnologías de generación eléctrica estudiadas, así como el mejor resultado en cada punto de demanda. También se permite realizar un análisis de sensibilidad espacial que sirve para evaluar la importancia de cada variable en el caso de estudio, analizar la estabilidad del resultado y estudiar diferentes escenarios en función de la variabilidad de los parámetros (Domínguez & Pinedo, 2009).

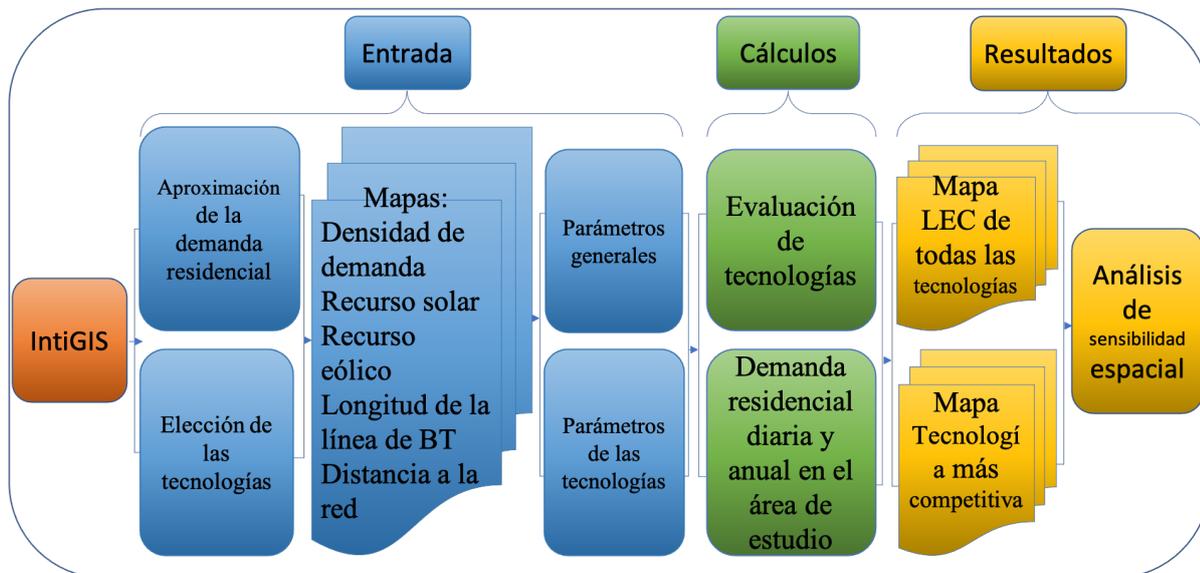


Figura 6.3. Modelo IntiGIS

### **6.1.2. Aplicación**

IntiGIS se ha utilizado exitosamente en diferentes países. Por ejemplo, Corral et al. (2013) presentan una propuesta de electrificación para las comunidades rurales del municipio de Ensenada, al Noroeste de México. Para ello, utilizan la herramienta IntiGIS para encontrar la tecnología más adecuada en cada localidad (fotovoltaica, eólica, generadores diésel, eólico-diésel, diésel individual y conexión a red). Los autores concluyen que la extensión de la red solo es la mejor opción para las comunidades que se encuentran a menos de 900 m, lo que equivale a un 4% de las comunidades de Ensenada. En cambio, para el 83% de las comunidades es más conveniente utilizar sistemas fotovoltaicos, y para el 13% restante la eólica individual. Por su parte, Martínez-Sarmiento et al. (2013) presentan una propuesta de electrificación para la provincia de Carchi (Ecuador) con la herramienta IntiGIS. Los resultados muestran que la tecnología fotovoltaica es la más competitiva para el total de viviendas, debido a su bajo LEC, y en segundo lugar la extensión de la red, debido a que el sector de San Marcos (Carchi) concentra una densidad de demanda muy elevada.

Los trabajos referenciados, llevan a cabo estudios a escala regional, analizando a macro-escala las características de la región para dar una aproximación a la forma en que electrificar las comunidades que requieren de electricidad. Sin embargo, estos estudios no entran en el detalle local; es decir que no realizan un análisis específico para cada comunidad a electrificar en función de sus características y condicionantes. En esta tesis se usará IntiGIS aplicado específicamente para análisis detallados a pequeña escala de proyectos de electrificación.

IntiGIS procesa la información con datos cartográficos (mapas) en formato ráster; es decir que consta de una matriz de celdas (o píxeles) organizadas en filas y columnas (cuadrícula) en la que cada celda contiene un valor que representa información, como la temperatura, mediante coordenadas y datos numéricos (base de datos). Una vez procesados los datos, la herramienta presenta informes con los principales resultados, para cada una de las comunidades estudiadas, o bien para una comunidad tipo (se definirá más adelante). Estos resultados incluyen: el cálculo de la demanda, el cálculo del LEC y la comparación de tecnologías o la propuesta tecnológica. Así, la unidad de cálculo de IntiGIS son los píxeles. Dependiendo del tamaño de cada píxel, puede haber un conjunto de viviendas de distintas comunidades o un conjunto de viviendas de una misma comunidad.

Cabe señalar que, para el presente estudio, se ha decidido utilizar la herramienta IntiGIS, pero no de la manera en la que habitualmente se ha trabajado, sino de forma más detallada. El detalle consiste, principalmente, en analizar con una mayor resolución el área de estudio (conjunto de píxeles). Es decir, no se utiliza el tamaño del píxel prototipo de la mayoría de estudios (500-1000 m), que consideraban a un conjunto de comunidades por píxel. En cambio, en este estudio, se utiliza una resolución de 100 m. Este tamaño de píxel coincide con el tamaño individual de cada localidad analizada en esta tesis. En consecuencia, se obtienen resultados más precisos y ajustados a las características particulares de cada comunidad. Asimismo, el análisis se ajusta de mejor manera a las normas de la empresa encargada de distribuir la electricidad en México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que establece que la

máxima de la longitud de extensión de la línea en baja tensión hasta un transformador debe ser de 100 m.

Con todo, los píxeles considerados en este trabajo tienen una dimensión de 100x100 m<sup>2</sup> (Figura 6.4). El centro de cada píxel se define como el centroide (CT) y es donde se ubicaría el generador o el transformador para distribuir la electricidad hasta las viviendas en el caso de sistemas centralizados. Para calcular la longitud de las líneas de baja tensión (BT), usualmente, IntiGIS considera una distancia promedio desde el centroide hasta cada vivienda incluida en un mismo píxel. Sin embargo, en este trabajo, se consideran las coordenadas exactas de cada vivienda dentro de cada píxel, de forma que la distancia de las líneas de BT es más ajustada y, en consecuencia, la estimación de costes es más próxima a la realidad.

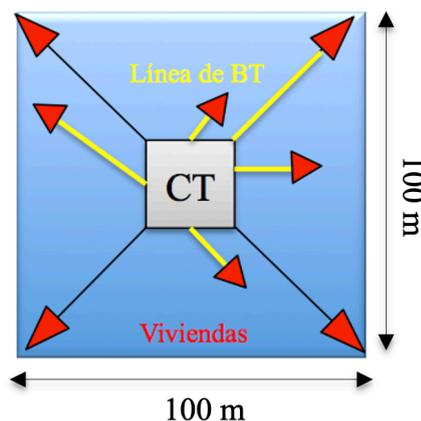


Figura 6.4. Distribución de las viviendas en el píxel (Parrondo-Pons, 2012)

## 6.2. DISEÑO TÉCNICO

El diseño técnico tiene como objetivo comparar seis opciones tecnológicas de electrificación rural. A partir de la demanda energética, se evalúan las tecnologías y se selecciona la tecnología más competitiva en base a su mínimo LEC. Los seis sistemas de electrificación posibles son (Figura 6.5): dos son renovables (fotovoltaica, eólica), un híbrido (eólico-diésel) y tres convencionales (diésel individual, diésel central y conexión a red). Para las turbinas eólicas y los grupos electrógenos, es necesario el empleo de un equipo rectificador para cargar las baterías. El rectificador está diseñado para convertir la corriente alterna (CA) en corriente continua (CC) segura y estabilizada a los servicios que, por sus características, precisan de una alimentación fiable e ininterrumpida ante un posible corte de suministro en la red.

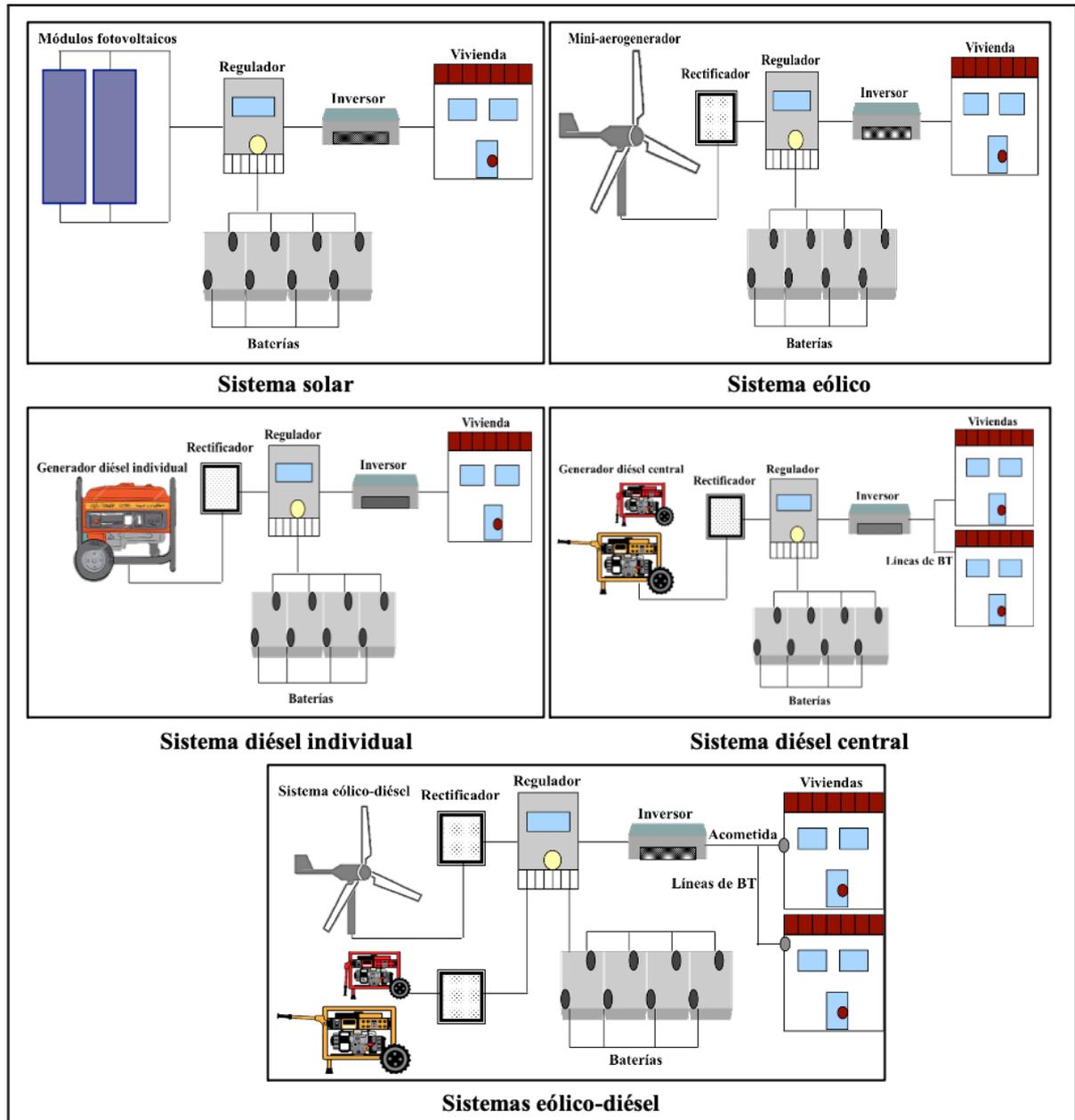


Figura 6.5. Configuración de los sistemas tipo (adaptado de Amador (2000))

A continuación, se presenta el cálculo dimensionado de todas las tecnologías (subapartado 6.2.1) y el cálculo de los costes (subapartado 6.2.2).

### 6.2.1. Dimensionado

Un buen dimensionado de las tecnologías en las instalaciones eléctricas asegura su fiabilidad y su utilización a lo largo del tiempo. A continuación, se presentan las funciones que se utilizan para los cálculos de los sistemas de generación.

#### *Potencia instalada*

Para calcular la energía final producida para los sistemas de generación considerados (fotovoltaico, eólico, diésel, etc.), se utiliza la siguiente función (Solargis Team, 1996):

$$E_i = FC_i \cdot P_i \cdot T \quad (\text{ec. 6.1})$$

Donde:

$E_i$  = Energía producida para los sistemas de generación

$FC_i$  = Factor de capacidad de los sistemas de generación

$P_i$  = Potencia instalada [kW]

$T$  = Periodo de tiempo considerado [h/año]

$i$  = Tecnología (solar, eólica, diésel individual, diésel central, híbrido eólica diésel)

Así, para el dimensionado de los sistemas, una vez calculado el factor de capacidad, se calcula la potencia de la instalación con la siguiente expresión:

$$P_i = \frac{D_a}{FC_i \cdot T} \quad (\text{ec. 6.2})$$

Donde:

$P_i$  = Potencia de la instalación [kW]

$D_a$  = Demanda anual [kWh/año]

$FC_i$  = Factor de capacidad de la tecnología

$T$  = Periodo de tiempo considerado [h/año]

$i$  = Tecnología (solar, eólica, diésel individual, diésel central, híbrido eólica diésel)

Como se puede observar, se realiza el dimensionado sobre la base del cálculo del factor de capacidad de cada tecnología. El factor de capacidad es un indicador numérico adimensional que define la relación entre la energía producida en un periodo de tiempo determinado y la energía que hubiese producido en ese mismo periodo si se hubiese trabajado a pleno rendimiento (Amador, 2000).

La ventaja de emplear el factor de capacidad es su flexibilidad, ya que de forma sencilla se puede alterar su valor, obteniendo resultados diferentes para poder compararlos. Su determinación se puede realizar buscando el compromiso entre los datos necesarios. La determinación del  $FC_i$  no está exenta de cierto grado de incertidumbre, ya que depende de la correlación entre los perfiles de suministro y carga, además de la eficiencia técnica de la instalación, para realizar el cálculo con la precisión deseada en los resultados (Pinedo Pascua, 2010). IntiGIS considera este valor en relación a la estimación anual de consumo, pero no considera la evolución temporal ni el patrón de demanda, ya que sería necesario disponer de información que difícilmente se encuentra disponible en países en desarrollo (Amador, 2000).

### ***Sistemas de acumulación***

La demanda media diaria es el factor más determinante para el dimensionado de las baterías. De todas las tecnologías analizadas, la única que no considera el sistema de acumulación es la conexión a la red eléctrica. Para calcular el sistema de acumulación, se consideran los días de

autonomía y la máxima profundidad de descarga de la batería (para cada tipo de baterías), para proteger su duración. Por lo tanto, el tamaño de las baterías se describe con la siguiente expresión:

$$C_i = \frac{d_i \cdot D_d}{\eta_c \cdot P_d} \quad (\text{ec. 6.3})$$

Donde:

$C_i$  = Capacidad de las baterías

$d_i$  = Días de autonomía

$D_d$  = Demanda media diaria

$\eta_c$  = Rendimiento de la batería

$P_d$  = Profundidad de descarga

$i$  = Tecnología (solar, eólica, diésel individual, diésel central, híbrido eólica diésel)

### ***Sistemas de acondicionamiento de potencia***

Para seleccionar la potencia y las características del inversor a utilizar, es necesario conocer el perfil de consumo diario, para realizar el cálculo de su rendimiento energético. El rendimiento del inversor depende fundamentalmente, del tipo de inversor considerado y del porcentaje de carga suministrado. El factor de carga depende de la forma de la curva de carga diaria media y de la curva del rendimiento del mismo en función de la potencia (Amador, 2000). Para calcular el factor de carga del inversor se emplea la siguiente expresión:

$$FC_A = f_v \cdot \eta_I \quad (\text{ec. 6.4})$$

Donde:

$FC_A$  = Factor de carga del inversor

$f_v$  = Factor de forma de la curva de carga media diaria por vivienda

$\eta_I$  = Eficiencia del inversor

Conociendo el factor de carga del inversor y su potencia, se calcula la energía a la salida del inversor con la función que se presenta a continuación:

$$E_{Ai} = FC_{Ai} \cdot P_I \cdot T \quad (\text{ec. 6.5})$$

Donde:

$E_{Ai}$  = Energía de salida del inversor

$FC_{Ai}$  = Factor de carga del inversor

$P_I$  = Potencia del inversor

$T$  = Periodo de tiempo considerado [h/año]

#### 6.2.4. Cálculo de costes

El cálculo de los costes se basa en el LEC, que es un indicador ampliamente utilizado en la literatura (Gross et al., 2014). El cálculo del LEC puede ser expresado de distintas formas. IntiGIS utiliza el recomendado por el Departamento de Energía de Estados Unidos, con la siguiente fórmula (Amador, 2000):

$$LEC = \frac{CTA}{E} \quad (\text{ec. 6.6})$$

Donde:

$CTA$  = Coste total anual del sistema (€)

$E$  = Energía eléctrica producida anualmente por el sistema (kWh)

La fórmula indica el coste total del sistema (€) y todos los componentes necesarios para su correcto funcionamiento, dividido entre la energía eléctrica anual producida por el sistema (kWh). El coste total incluye los costes de inversión de la generación, la distribución, el acondicionamiento de potencia (inversor), el combustible y la O&M, dependiendo del tipo de tecnología que se esté estudiando (Hdidouan & Staffell, 2017). En resumen, es una evaluación económica del promedio del coste total para construir y operar un sistema de generación de energía a lo largo de su vida, dividido por la energía total generada por el sistema durante esa vida (Short et al., 1995; Timilsina et al., 2012).

El cálculo del LEC se realiza sumando los costes anualizados y actualizados de todos los elementos que componen una instalación tipo en función de la demanda y de los recursos energéticos. Para determinar el valor actual de los costes de inversión iniciales de todos los sistemas o componentes, se emplea el parámetro denominado factor de actualización,  $\tau_i$ , que permite actualizar los valores de los sistemas o componentes que varían con el tiempo considerando los cambios de precios en el país de estudio. Por tanto, permite determinar los costes de un momento dado a un momento anterior. El factor de actualización se calcula de la siguiente forma:

$$\tau_i = \frac{K(1 + K)^{n_i}}{(1 + K)^{n_i} - 1} \quad (\text{ec. 6.8})$$

Donde:

$\tau_i$  = Factor de actualización del sistema o componente  $i$

$n_i$  = Tiempo de vida del sistema o componente  $i$

$K$  = Tasa de descuento

$i$  = tecnología (solar, eólica, diésel individual, diésel central, híbrido eólica diésel)

Los costes de O&M y los costes de combustible dependen de la situación económica determinada por la tasa de descuento y la inflación, que tienen una evolución a lo largo de la vida de la instalación. Sin embargo, por simplicidad IntiGIS estima un valor medio de los

costes, que supone constantes a lo largo del tiempo de vida del sistema (Amador, 2000), sin considerar cambios de la tasa de descuento ni la inflación.

La tasa de descuento ( $K$ ) es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro; por ejemplo, cuánto se está dispuesto a pagar por un equipo que ahorre energía hoy, de modo que obtenga beneficios en términos de ahorro de energía en el futuro (Howarth, 2004). Este factor depende del entorno económico de cada país en un momento determinado. Además, permite comparar los costes iniciales, como las instalaciones de energías renovables, con proyectos de elevados costes de operación como los grupos diésel (Islas et al., 2004; Muselli et al., 2001; Wright, 2001).

A continuación, se detallan cada uno de los costes que integran a las tecnologías analizadas. Para los sistemas individuales (fotovoltaica, eólica, diésel individual), los costes de inversión lo conforman los equipos de generación, de acumulación y de acondicionamiento de potencia (inversor). Además, para todos los costes de inversión, se consideran los costes de O&M. Cabe señalar que, en los equipos de generación, se incluyen los costes del material eléctrico, infraestructura de soporte, etc. Para los sistemas diésel centrales (diésel central y eólico-diésel), se consideran todos los costes de inversión de los sistemas individuales antes mencionados y, además, se añaden los costes de la línea de BT y de acometida, con sus respectivos costes de O&M. Vale la pena señalar que para el sistema eólico-diésel, además de integrar todos los costes del sistema diésel central, también se consideran todos los costes del sistema eólico antes mencionado. Por último, para la conexión a la red eléctrica, se integran los costes de la extensión de la línea de MT, del centro de transformación, de la línea de BT y de la acometida, con sus respectivos costes de O&M. En la Tabla 6.1, se resumen los costes de inversión y de O&M considerados para todas las tecnologías.

**Tabla 6.1. Costes Considerados en la Definición de Proyectos a Escala Regional**

Sistemas	Costes de inversión y O&M	Observaciones
<i>Sistemas individuales (fotovoltaica, eólica, diésel)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Paneles solares, aerogeneradores y generador diésel individual</li> <li>– Baterías</li> <li>– Inversores</li> </ul>	Incluye los costes del material eléctrico, infraestructura de soporte, etc.
<i>Sistemas diésel centrales (diésel central y eólico-diésel)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Generador diésel central y aerogeneradores</li> <li>– Baterías</li> <li>– Inversores</li> <li>– Línea de BT y acometida</li> </ul>	Incluye los costes del material eléctrico, infraestructura de soporte, etc.
<i>Conexión a la red eléctrica</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Extensión de la línea de MT</li> <li>– Centro de transformación</li> <li>– Línea de BT y acometida</li> </ul>	Incluye los costes del material eléctrico, infraestructura de soporte, etc.

### 6.3. DATOS DE ENTRADA

Los datos de entrada necesarios son los obtenidos en la evaluación regional (capítulo 5). A continuación, se presenta cómo se introducen los datos de recursos energéticos (subapartado 6.3.1), los datos socioeconómicos (subapartado 6.3.2) y los parámetros de las tecnologías (subapartado 6.3.3).

Para comenzar con la utilización de la herramienta IntiGIS, y con la recopilación de los datos definida en el capítulo 5, es necesario realizar un mapa del área de estudio (Figura 6.6). Este mapa deberá ser realizado en formato ráster<sup>2</sup> con ArcGIS, y contiene toda la información geográfica referente a los límites de la zona del análisis. La edición en ArcGIS, permite definir el nivel de detalle que representará el mapa, es decir, el tamaño del píxel o celda (resolución espacial). Este tamaño definirá la cantidad de comunidades o viviendas que se situarán dentro de una misma celda para el análisis.

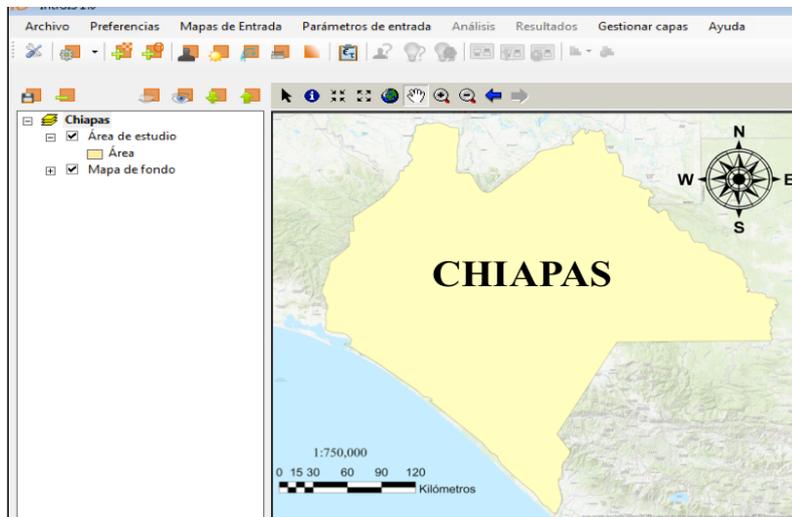


Figura 6.6. Mapa del área de estudio

### 6.3.1. Recursos energéticos

En este paso, se introducen los recursos de los tipos de tecnologías a evaluar de forma individual o grupal; entre estas tecnologías están la: fotovoltaica individual, eólica individual, diésel individual, diésel central, eólico-diésel y conexión a red. IntiGIS requiere de mapas de entrada de recursos: recurso solar, recurso eólico y la red de MT.

El mapa del recurso solar permite calcular el potencial territorial para la generación de electricidad con sistemas fotovoltaicos. Esta información puede ser recopilada de diferentes bases de datos: estaciones meteorológicas en la región, páginas web oficiales de los gobiernos nacionales o locales, o bien, una de las referencias más comunes de obtener mapas en formato SIG, son las del proyecto SWERA (2018). Con esta información, se realiza el mapa de la radiación solar media anual en formato ráster, que incluye la información sobre la radiación global en superficie horizontal (medias mensuales diarias y media diaria anual, en kWh/m<sup>2</sup>día). A modo de ejemplo, y con datos aleatorios, se muestra en la Figura 6.7(a), el mapa del recurso solar (editado con ArcGIS), con los valores de la radiación solar anual media en IntiGIS.

<sup>2</sup> Es una matriz de celdas (píxeles), organizados en filas y columnas, en la que cada celda contiene cierta información, por ejemplo, número de viviendas. Fuente: web ArcGIS

El mapa del recurso eólico permite calcular el potencial de la región para la generación de electricidad con sistemas eólicos, tal y como se muestra a modo de ejemplo en la Figura 6.7(b). El mapa contiene los valores de velocidad media del viento, y es obtenida a través de bases de datos disponibles en páginas gubernamentales, o bien obtenidas de la página web del proyecto SWERA (2018). Los valores obtenidos de SWERA, contienen las velocidades de viento medias, mensuales y anuales de la región (en m/s). Los datos se editan con ArcGIS para llevarlos al formato ráster; y, por último, son cargados en la herramienta IntiGIS.

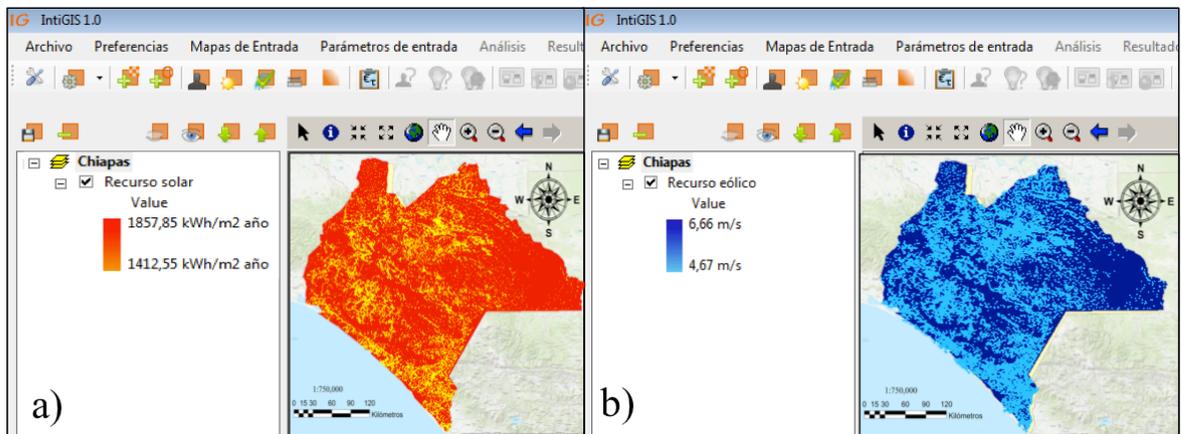


Figura 6.7. Mapa del recurso solar (a) y mapa del recurso eólico (b)

El siguiente mapa para ingresar es el de la distancia a la red de MT. Esta información, permite calcular la distancia entre el centro de cada píxel (celda) y la red de media tensión más próxima. La información puede ser recopilada desde las páginas oficiales de los encargados de la distribución eléctrica en la zona, o bien desde el censo de población y vivienda. En muchos países la información de las líneas del trazado de la red eléctrica de MT no es de dominio público, por lo que se propone que se defina mediante la información referente al número de viviendas que cuenten con energía eléctrica en una comunidad. Con esta información y mediante ArcGIS, se trazan las líneas más próximas, uniendo a cada una de las comunidades que cuenten con energía eléctrica, obteniendo así en formato ráster el mapa de la red de MT. Este mapa es utilizado para calcular los costos de electrificación por extensión del interconectado a la red eléctrica nacional. Cada píxel (celda) tiene como atributo la distancia (metros) existente desde el centro de cada píxel analizado hasta el píxel más cercano perteneciente a la red eléctrica de distribución de MT. A modo de ejemplo en la Figura 6.8, se muestra el mapa de la distancia a la red de MT, cargado en IntiGIS. En este mapa la distribución de colores representa la mínima (amarillo) y la máxima (azul) distancia de la red eléctrica a las viviendas o comunidades analizadas

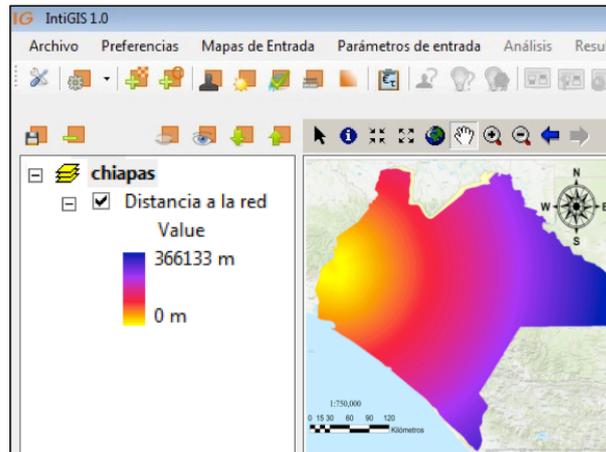


Figura 6.8. Distancia a la red de MT

### 6.3.2 Datos socioeconómicos

Los parámetros socioeconómicos generales pueden ser divididos en dos tipos, escenario de demanda y parámetros económicos, que se definen a continuación. A modo de ejemplo, la Tabla 6.2 muestra los valores de referencia para clarificar la explicación de la metodología.

Tabla 6.2. Parámetros Generales

Variables	Valor	Unidades
<b>Parámetros generales</b>		
<b>Escenario de demanda</b>		
<i>Demanda diaria</i>	1000	Wh/día
<i>Número de personas por vivienda</i>	7	
<i>Factor de simultaneidad</i>	0,9	
<i>Factor de forma de la curva de carga diaria</i>	0,4	
<i>Distancia máxima a la línea de BT</i>	500	m
<i>Potencia contratada por vivienda</i>	5	kW
<b>Parámetros económicos</b>		
<i>Tarifa eléctrica</i>	0,04	€/kW/h
<i>Precio del diésel</i>	0,76	€/l
<i>Tasa de descuento</i>	10	%

#### *Escenario de demanda*

La demanda residencial de referencia para el proyecto es calculada a partir de la media de la potencia de los equipos, el número de equipos y los patrones de consumo en las comunidades. A modo de ejemplo, en la Figura 6.9, se muestra la calculadora de la demanda que permite estimarla a partir de los tipos de electrodomésticos, sus características técnicas y horas de uso.

**Calculadora de demanda**

**Equipos**  
 Seleccione los equipos disponibles en una vivienda tipo

Lámpara halógena	TV color	Licudora
L. incandescente	TV B/N	Nevera
Radio	Ventilador	Añadir...

**Cálculo de demanda**  
 Defina el número de equipos y el número de horas de funcionamiento de los mismos

Equipo	Potencia	Cantidad	Horas	Consumo diario
Lámparas halógenas	25	1	1	25
TV Color	100	1	1	100
Licudora	400	1	4	1600
Nevera	115	1	1	115
TV B/N	30	1	1	30
Lámparas incandescentes	30	1	1	30
Radio	5	1	14	70

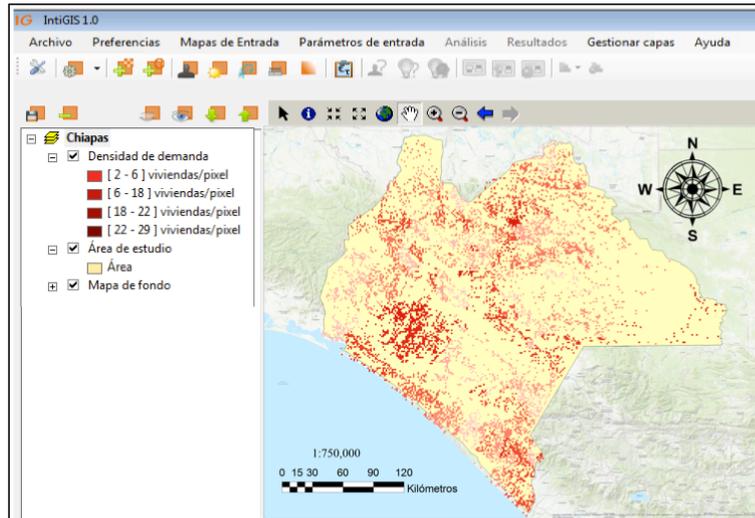
Total demanda diaria (Wh/día) 2000

**Figura 6.9. Calculadora de la demanda**

El escenario de demanda, está definido por las características de las comunidades y por los hábitos de consumo de la población. La comprenden 6 parámetros diferentes, de los cuales 2 ya fueron definidos anteriormente (demanda diaria y número de personas por vivienda) y 4 se definirán a continuación (factor de forma de la curva de carga diaria, factor de simultaneidad, longitud máxima de línea de BT y potencia contratada por vivienda) (Amador, 2000):

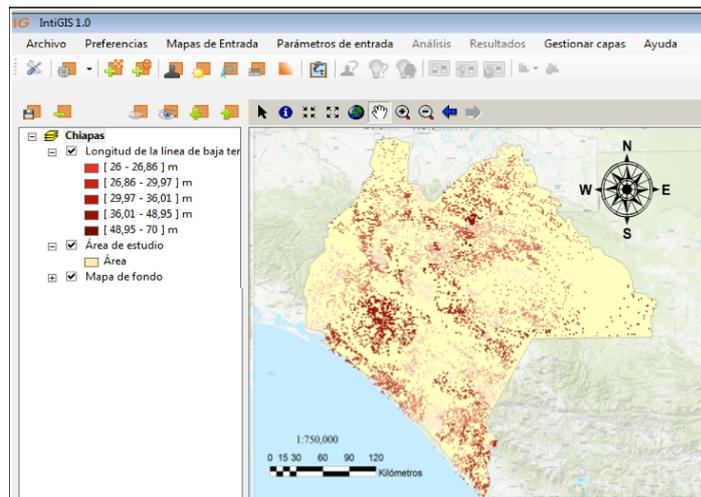
- Factor de forma de la curva de carga diaria: considera la simultaneidad de las cargas de una misma vivienda, y representa la relación que hay entre la potencia máxima y la potencia media.
- Factor de simultaneidad: relación entre la potencia máxima que suministra el sistema y la suma de potencias de las cargas conectadas al sistema.
- Distancia máxima de la línea de baja tensión (m): distancia máxima a la que se pueden extender las líneas en BT, establecida por la empresa encargada de llevar la electricidad en zonas rurales.
- Potencia contratada por vivienda (kW). carga máxima en la que establece en el proyecto para las viviendas.

Con estos datos se genera el mapa de la densidad de demanda. El mapa de la densidad de la demanda representa el número de viviendas sin electrificar dentro de un radio de distancia determinado, que corresponde al tamaño del píxel (Figura 6.10). La información para este mapa debe ser recopilada mediante la información por parte de los gobiernos mediante su conteo de población y vivienda, o bien, para una mayor precisión, mediante la visita a cada una de las comunidades analizadas.



**Figura 6.10. Mapa de la densidad de demanda**

Además, se genera el mapa de la longitud de líneas de BT que necesario para el caso en que (Figura 6.11). Cada píxel tiene como característica la distancia total de líneas de BT (en metros), necesarias para conectar todas las viviendas que se encuentren dentro de un píxel, a un centro de transformación localizado en el centro del píxel. Esta información puede ser recopilada mediante mediciones de las distancias entre las viviendas por cada píxel, o bien, en el caso que no se cuente con esta información, este mapa se puede generar a partir de los datos de la densidad de demanda con IntiGIS.



**Figura 6.11. Mapa de la longitud de la línea de BT**

### ***Parámetros económicos***

Los parámetros económicos que requiere IntiGIS son:

- Tasa de descuento: este factor sirve para actualizar el valor de los bienes, que varía con el transcurso del tiempo debido a las variaciones de precios en el país estudiado.

- Precio del diésel (€/litro): utilizado dependiendo del país en que se está realizando el análisis, expresado en €/litro de combustible. IntiGIS no simula el aumento en el coste debido a gastos de desplazamiento o almacenamiento.
- Tarifa eléctrica (€/kWh): precio de la electricidad establecido por la empresa encargada de llevar la energía eléctrica hasta los usuarios.

### **6.3.3 Datos tecnológicos**

Los parámetros técnicos introducen toda la información referente a las tecnologías: generación, conversión, acumulación, O&M y conexión a red. Estos datos pueden obtenerse mediante un análisis de mercado y de las fichas técnicas de los equipos de empresas nacionales o locales. Los datos para la conexión a red son obtenidos de las empresas encargadas de llevar la electricidad hasta los hogares. En la Tabla 6.3, a modo de ejemplo, se muestran todos los parámetros técnicos, necesarios para la realización del cálculo LEC de todas las tecnologías.

Tabla 6.3. Parámetros Técnicos

Variables	Valor	Unidades	Variables	Valor	Unidades	Variables	Valor	Unidades
<b>Baterías</b>			<b>Inversores</b>			<b>Generador diésel individual</b>		
Autonomía	5	Días	Eficiencia	0,7		Potencia nominal	5	kW
<b>Sistemas Individuales</b>								
Autonomía	2,5	Días	Inversión	500	€/kW	Consumo de combustible	0,8	l/kWh
<b>Sistemas Centrales</b>								
Rendimiento	0,9		O&M	15	€/kW	Inversión	500	€/kW
Profundidad de descarga	0,6		Tiempo de vida	20	Años	O&M	15	€/kW año
Inversión	500	€/kWh	<b>Fotovoltaica</b>			Tiempo de vida	10	años
O&M	15	€/kWh	Eficiencia	0,75		<b>Conexión a red</b>		
Tiempo de vida	7	Años	Inversión	2000	€/kWp	Tiempo de vida	30	Años
<b>Generador diésel central</b>			O&M	50	€/kWh	Costes de acometida	50	€/kW
Coefficiente de diseño	0,9		Tiempo de vida	20	Años	<b>Línea de MT</b>		
Consumo de combustible	0,7	l/kWh	<b>Eólica</b>			Inversión	9000	€/km
Inversión	150	€/kW	Eficiencia	0,8		O&M	225	€/km año
Tiempo de vida	10	Años	Altura del rotor	10	m	<b>Centro de transformación</b>		
<b>Línea de BT</b>			Inversión sistema individual	10000	€/kW	Inversión	3000	€
Inversión	7000	€/km	Inversión del sistema eólico-diésel	5000	€/kW			
O&M	250	€/km año	O&M	200	€/kW	O&M	100	€/kW
Tiempo de vida	20	Años	Tiempo de vida	15	Años			

## **6.4. RESULTADOS**

El proceso de análisis que realiza IntiGIS, se resume en 3 puntos principales, las cuales se describen a continuación:

- Cálculo de la demanda: IntiGIS calcula la energía eléctrica diaria y anual requerida para cada punto de demanda por píxel (tamaño de la celda o resolución a nivel geográfico), a partir de la definición de dos mapas geográficos de demanda diaria por vivienda y densidad de demanda.
- Análisis del LEC por tecnología: una vez definida la energía eléctrica diaria y anual, así como los parámetros técnicos y económicos, se procede a la evaluación de las tecnologías seleccionadas. En los resultados se obtiene un mapa ráster que representará el valor del LEC por píxel donde exista demanda y por tecnología, expresado en valores de cts €/kWh.
- Análisis de competitividad de tecnologías de electrificación: la última evaluación que realiza IntiGIS, es la comparación de las diversas tecnologías, obteniendo la tecnología que presenta un valor de LEC menor en todos los puntos de demanda y para una comunidad tipo (media de los parámetros).

Durante los procesos de evaluación y comparación, se generan resultados cartográficos que permiten observar y analizar la distribución espacial, tanto del LEC de cada una de las tecnologías consideradas, como de la tecnología más competitiva en cada punto del territorio. Además, como media, se presentan los resultados para una denomina “comunidad tipo”. La comunidad tipo, representa los valores medios de cada una de las capas consideradas en el análisis: densidad de demanda (viviendas por píxel), recurso solar y eólico, longitud de la línea de baja tensión (distancia para conectar cada una de las viviendas a un centro de transformación situado en el centro del píxel) y distancia a la red (distancia de cada una de las viviendas aisladas).

Por último, IntiGIS presenta los resultados para el área de estudio, mostrando la distribución potencial de las tecnologías en función del número de viviendas asignadas a cada tecnología, número de usuarios potenciales, área potencial (km<sup>2</sup>), potencial total instalado (kW), energía total producida (kWh) y la inversión total (miles €). Los resultados permiten satisfacer cada uno de los objetivos planteados, haciendo referencia a la comunidad tipo (valores medios), pero también con resultados de cada uno de los píxeles que, dependiendo del tamaño definido, podría ser del tamaño de una sola comunidad, o bien, de un conjunto de comunidades.

El análisis que realiza IntiGIS, se realiza en el siguiente orden: cálculo de la demanda diaria y anual (subapartado 6.4.1.), cálculo del LEC por tecnología de electrificación (subapartado 6.4.2.), y un análisis de sensibilidad, para analizar el comportamiento de las tecnologías cuando se varían algunos parámetros (subapartado 6.4.3).

### 6.4.1. Demanda

El cálculo de la demanda es la cantidad de energía eléctrica requerida, tanto diaria como anual, en cada punto del área de estudio. IntiGIS lo expresa basado en el mapa de densidad de demanda (indica en qué puntos existe una demanda para estudiar), y el valor de la demanda eléctrica diaria por vivienda (indica la cantidad de demanda energética existente en cada punto). La demanda diaria se calcula mediante el producto del número de viviendas que existan en un píxel, por la demanda residencial, previamente empleada en el inicio del análisis. La demanda anual es calculada mediante el producto de la demanda diaria (previamente calculada) por los 365 días de un año. A modo de ejemplo, en la Figura 6.12, se muestran los resultados de demanda diaria y anual calculadas por IntiGIS, para cada uno de los píxeles analizados.

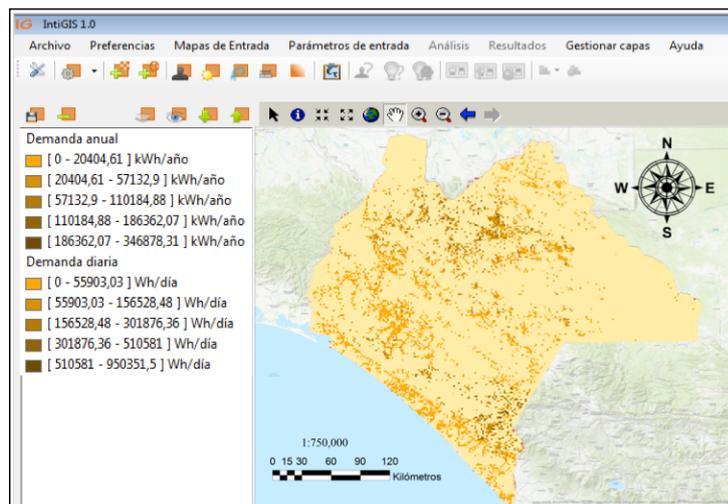


Figura 6.12. Demanda diaria y anual

### 6.4.2. Costes

Los resultados del cálculo de los costes se presentan en 6 mapas diferentes con los valores LEC en cada uno de los píxeles y para cada una de las tecnologías analizadas (Figura 6.13): eólica-diésel (azul), conexión a red (verde), diésel central (lila), diésel individual (rosa), eólica individual (celeste), fotovoltaica (rojo). Así, cada color representa una de las tecnologías analizadas; mientras que, para un mismo color, los tonos claros, representan el menor LEC, y los tonos más oscuros, representan el mayor LEC por esa tecnología. Estos resultados pueden ser consultados píxel a píxel en el mapa, para obtener un mayor detalle.

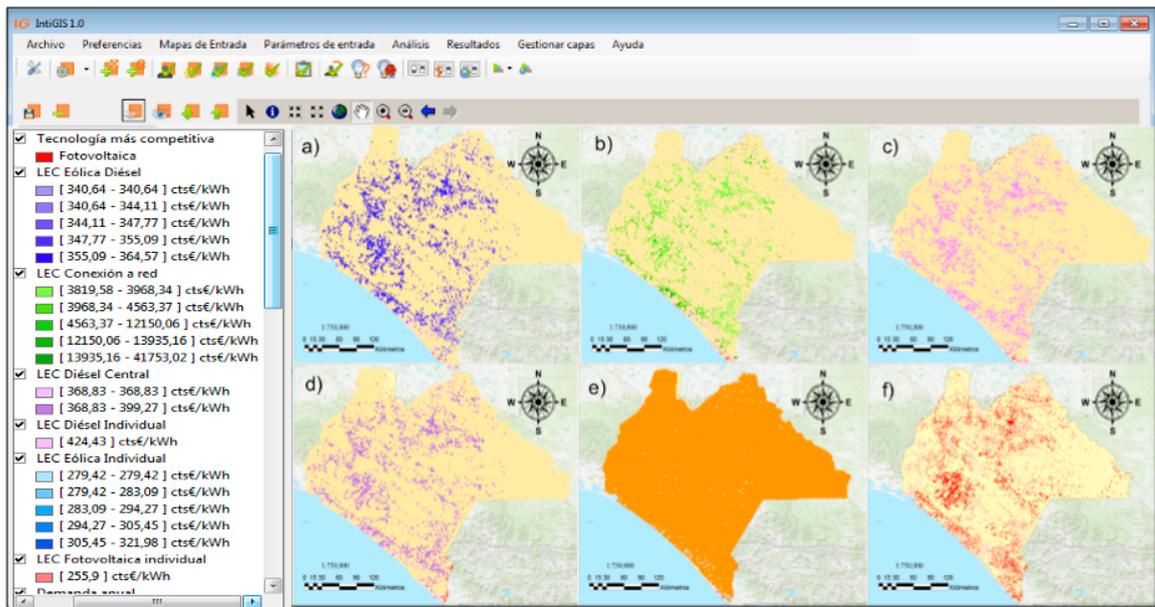


Figura 6.13. Mapas con los resultados LEC: eólica-diésel (a), conexión a red (b), diésel central (c), diésel individual (d), eólica individual (e), fotovoltaica individual (f)

A continuación, se realiza el cálculo para obtener la mejor tecnología, es decir, la que presenta los menores LEC. En la Tabla 6.4 y a modo de ejemplo, se presentan los resultados LEC, de la comunidad tipo. Puede observarse que, para este caso de ejemplo, la tecnología más competitiva es la fotovoltaica.

Tabla 6.4. Valores LEC por Tecnología para la Comunidad Tipo

Tecnología	LEC (cts €/kWh)
<i>Fotovoltaica</i>	255,94
<i>Eólica</i>	298,06
<i>Diésel individual</i>	424,43
<i>Diésel central</i>	363,94
<i>Conexión a red</i>	783,116
<i>Eólica-diésel</i>	341,30

Una vez obtenida la tecnología más competitiva, IntiGIS realiza un gráfico comparativo de la comunidad tipo para las tecnologías y cada uno de sus componentes (Figura 6.14). Se pueden comparar los costes de cada uno de los sistemas que componen a cada una de las tecnologías (acumulación, generación, costes de acometida, línea de MT, tarifa eléctrica, acondicionamientos de potencia, combustible, línea de BT y centro de transformación).

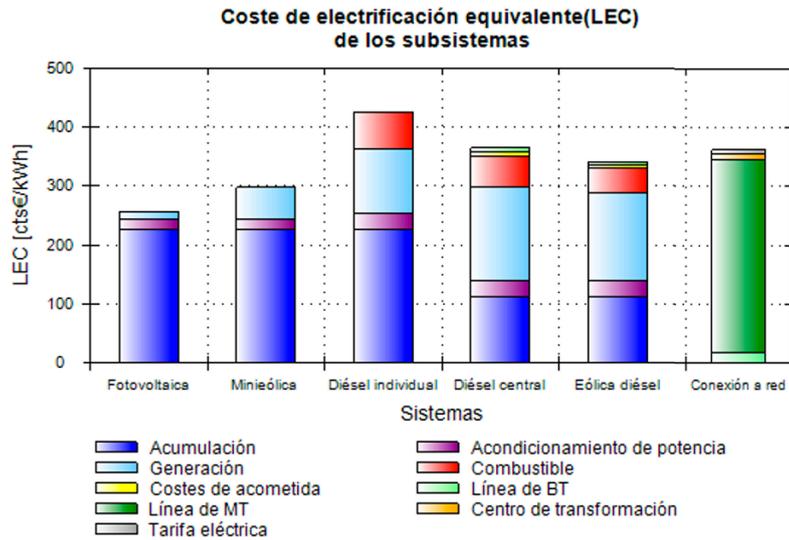


Figura 6.14. Gráfico comparativo del LEC para las tecnologías

### 6.4.3. Análisis de sensibilidad

Resulta necesario para toda herramienta de análisis tecnológica, realizar un análisis de sensibilidad, es decir, conocer el modo en que la solución de un problema puede variar en función de los cambios experimentados en los parámetros que la condicionan. Es por esto que IntiGIS incorpora un análisis de sensibilidad que permite analizar la variación de los costes de las tecnologías al aplicar una variación de los parámetros de entrada. Estas variaciones de los datos se indican en IntiGIS con cierto número de intervalos para poder observar su comportamiento.

A modo de ejemplo, en la Figura 6.15, se muestran los gráficos que IntiGIS realiza, al aplicar la variación de valores para los 2 tipos de parámetros. Por ejemplo, en la variación de la demanda diaria (a), se observa que la conexión a red (línea verde), disminuye su LEC, conforme la demanda es mayor; mientras que para el precio del diésel (b), se observa que el diésel individual (línea rosa), el coste de su LEC aumenta conforme aumenta el coste del diésel.

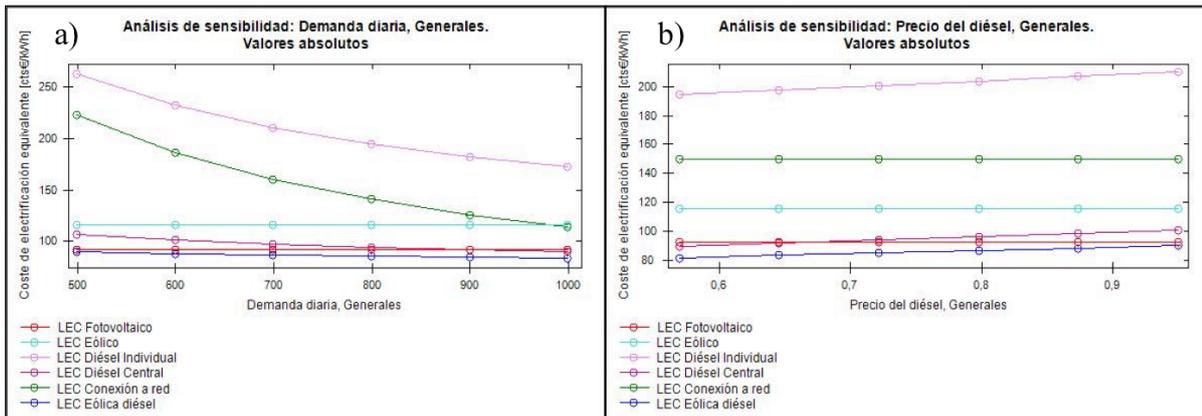


Figura 6.15. Análisis de sensibilidad: demanda diaria (a) y precio del diésel (b)

## **7. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS**

En este capítulo, se presenta el proceso de priorización de proyectos, que define cuál se recomienda que sea el orden de las comunidades a electrificar en el proceso de planificación, considerando criterios técnicos y sociales. En concreto, en los siguientes apartados se describe todo el proceso de priorización de proyectos, tal y como lo propone Wang et al. (2009). En primer lugar, se define una serie de criterios representativos del problema y sus indicadores para evaluarlos (apartado 7.1). En el apartado 7.2, se explica cómo se ponderan los criterios según importancia, mediante la herramienta denominada AHP (Proceso Analítico Jerárquico) (Saaty, 1987). Finalmente, se evalúan y clasifican los proyectos mediante la Programación Compromiso (PC), que ha demostrado tener ventajas en cuanto a transparencia, sencillez y facilidad de uso (Wang et al., 2009) (apartado 7.3).

### **7.1. DEFINICIÓN DE CRITERIOS**

La definición de los criterios se realizó a partir de consultas con expertos en electrificación rural. Las dos categorías de los criterios utilizados en esta etapa, son los antes descritos en el capítulo 4, técnicos y sociales, para cada una de las cuáles se considera 7 criterios (Tabla 7.1). La definición de criterios se ha propuesto de forma general; es decir, que los criterios han sido definidos para ser válidos en cualquier contexto.

Por el contrario, la definición del indicador que evalúa cada criterio, ya es específico para el contexto y el problema de estudio. Así, por ejemplo, para el criterio general coste, se ha definido como indicador el LEC (en cts €/kWh) que se obtiene de la aplicación del diseño técnico con IntiGIS. De forma análoga, para los indicadores de tipo cualitativo, se propone una escala de valores en función de los distintos casos estudiados. Así, por ejemplo, el indicador del criterio impacto ambiental se establece una escala del 1 al 5, en función de la poca o mucha contaminación causada por la solución de electrificación.

En los siguientes subapartados se presentan los detalles de cada criterio e indicador para los criterios técnicos (subapartado 7.1.1) y sociales (subapartado 7.1.2). En la Tabla 7.1 se resume para cada criterio, el indicador correspondiente y el modo en que se evalúa. En la última columna se especifica si se trata de un caso a maximizar (+) o a minimizar (-). Así, por ejemplo, el coste es un criterio que se desea minimizar, puesto que cuanto menor sea, mejor será la solución tecnológica propuesta. En cambio, la continuidad del recurso es un criterio a maximizar, dado que se buscan soluciones con la mayor constancia en los recursos para, así, evitar interrupciones por falta de recurso

Tabla 7.1. Criterios e indicadores de evaluación

CRITERIOS TÉCNICOS (CT)				
Criterios		Descripción del indicador	Evaluación del indicador	+/-
CT1	Coste	Coste del sistema, LEC obtenido del análisis a nivel regional de las tecnologías	cts €/kWh	-
CT2	Continuidad del recurso	Fiabilidad de los recursos energéticos a lo largo del tiempo en cada comunidad	Bajo (eólica)=1; Medio (diésel y solar)=3; Alto (Conexión a red y eólico-diésel)=5	+
CT3	Asistencia técnica	Existencia de repuestos de los equipos, la facilidad de O&M y la dificultad de arreglar los sistemas en caso de existir un problema	Ninguna=1; Regional=3; Local=5	+
CT4	Emisiones de CO <sub>2</sub>	Emisiones CO <sub>2</sub> emitido para cada una de las tecnologías analizadas	KgCO <sub>2</sub> /kWh	-
CT5	Impacto ambiental	Contaminación del agua, suelo, ruido o visual, por consecuencia de la utilización de las tecnologías analizadas	Poco=1; Medio=3; Mucho=5	-
CT6	Riesgo de fallas	Riesgo de fallas en los equipos, derivado de agentes externos (como los climáticos)	Poco (solar, diésel y conexión a red)=1; Medio (eólico-diésel)=3; Mucho (eólica)=5	-
CT7	Adaptabilidad	Facilidad del sistema para adherir nuevos usuarios y que puedan incrementar su consumo equitativamente	Muy complicado (individuales)=1; Complicado (centrales)=3; Poco complicado (conexión a red)=5	+
CRITERIOS SOCIALES (CS)				
CS1	Equidad entre comunidades	Evita desequilibrios entre poblaciones cercanas debido a acceso a servicios	Distancia en kilómetros (km)	-
CS2	Facilidad de instalación y mantenimiento	Facilidad de instalación y mantenimiento gracias a la proximidad entre viviendas	Distancia en kilómetros (km)	-
CS3	Organización de la comunidad	Existencia de algún tipo de organización comunitaria o productiva	Ninguna=1; Alguna organización comunitaria o alguna productiva =3; Ambas=5.	+
CS4	Infraestructuras (educación y salud)	Existencia de escuelas u hospitales en las comunidades analizadas	Sin infraestructuras=1; 1 infraestructura (educación o salud)=3; Ambas infraestructuras=5	+
CS5	Comunicación	Existencia de cobertura móvil, para comunicación en caso de avería o emergencias	Baja=1; Media=3; Alta=5	+
CS6	Nivel de estudios	Promedio del nivel de estudios de la población beneficiaria	Ninguna=1; Básica (preescolar y primaria)=3; Complementaria (secundaria, preparatoria o licenciatura)=5	+
CS7	Acceso al agua potable	Las comunidades que cuentan con pozos de agua o que captación de agua lo que favorecen el impacto de la electrificación	Ninguna o captación de agua =1; Un pozo=3; Más de un pozo=5	+

### 7.1.1. Criterios técnicos

Se proponen 7 criterios técnicos (CT1, CT2, CT3, CT4, CT5, CT6 y CT7):

- Coste (CT1): Evaluación económica del promedio del coste total para construir y operar un sistema de electrificación a lo largo de su vida, dividido por la energía total generada. Evaluación cuantitativa, se mide mediante el valor del LEC en unidades de cts €/kWh.
- Continuidad del recurso (CT2): Fiabilidad del recurso energético para cada una de las comunidades analizadas; es decir, la posibilidad de que el sistema pueda quedarse sin suministro por varios días seguidos debido a la variabilidad del sol o del viento. La fiabilidad del interconectado a red resulta mucho mayor que la de las tecnologías híbridas (eólica-diésel), y éstas a su vez resultan ser mayores que las individuales (eólica, solar, diésel) (Amador & Domínguez, 2005; Kaldellis & Zafirakis, 2012). La evaluación es cualitativa: bajo si es eólica, y obtendrá un valor de 1; medio si es solar y diésel, y obtendrá un valor de 3; y alto si es eólico-diésel y conexión a red, y obtendrá un valor de 5.
- Asistencia técnica (CT3): Dificultad para poder arreglar fallas o averías en los sistemas de electrificación. Estas fallas o averías van desde un problema sencillo en el hogar, hasta uno de mayor complejidad que pueda necesitar de reparaciones significativas, mediante un mantenimiento correctivo por parte de los proveedores o servicio técnico (Ochoa, 2009). La evaluación es cualitativa: Si no existe asistencia técnica, obtendrá un valor de 1; si existe asistencia técnica a nivel regional, obtendrá un valor de 3; y si existe asistencia técnica a nivel local, obtendrá un valor de 3.
- Emisiones de CO<sub>2</sub> (CT4): Cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> (causante en gran medida del efecto invernadero) producido por cada una de las tecnologías en cada comunidad. La mejor puntuación de este criterio, es la comunidad que menor cantidad de CO<sub>2</sub> emita a la atmósfera, por ejemplo, las renovables (eólica y solar).
- Impacto ambiental (CT5): Impacto ambiental que generan las tecnologías analizadas en su funcionamiento. En concreto, evalúa la existencia de contaminación en el agua, el suelo, el ruido o lo visual. Por ejemplo, algunos autores señalan que los aerogeneradores ocasionan ruido, debido al movimiento de las palas en el aire y en las partes mecánicas de la turbina (Taylor et al., 2013). Sin embargo, este suele ser mínimo si se compara con el ruido que producen los generadores diésel. La evaluación es cualitativa: si tiene poco impacto, obtendrá un valor de 1; si tiene un mediano impacto, obtendrá un valor de 3; y si tiene mucho impacto, obtendrá un valor de 5.
- Riesgo de fallas (CT6): Riesgo de fallas en los equipos debido a agentes externos (climáticos) que afectan al funcionamiento del sistema. Para la energía eólica, existe un alto riesgo de fallos en los aerogeneradores, debido a las ráfagas de viento durante ciertos periodos de tiempo (Munarriz-Antona, 2013). Para la energía solar, el diésel y

la conexión a la red eléctrica nacional, no existe riesgo. Para la energía eólica-diésel, el riesgo es únicamente en la parte proporcional a la energía eólica. La evaluación es cualitativa: poco o nulo riesgo de fallas, obtendrá un valor de 1; mediano riesgo de fallas, obtendrá un valor de 3; y mucho riesgo de fallas, obtendrá un valor de 5.

- Adaptabilidad (CT7): La adaptabilidad incluye 3 aspectos diferentes, como son: la modularidad, que es la facilidad que tiene el sistema para añadir usuarios nuevos (viviendas); la flexibilidad, que es la capacidad que tiene cada usuario para incrementar su consumo; y la equidad, que es la igualdad en la cantidad de energía suministrada a cada usuario. La evaluación es cualitativa: muy complicado, solo para sistemas individuales; complicado, para sistemas centrales; y poco complicado, para la extensión de la red.

### **7.1.2. Criterios sociales**

Se proponen 7 criterios sociales (CS1, CS2, CS3, CS4, CS5, CS6 y CS7):

- Equidad entre comunidades (CS1): Evitar desequilibrios en la región entre poblaciones cercanas entre sí debido a diferencias en los servicios disponibles en unas u otras. Así, se considera priorizar la electrificación de comunidades que estén cerca de otras ya electrificadas. La evaluación es cuantitativa, mide la distancia al centro poblado electrificado más cercano en unidades de km
- Facilidad de instalación y mantenimiento (CS2): Priorizar a las comunidades que se encuentren con las viviendas más cerca las unas de las otras, ya que proporcionalmente es más fácil instalar y mantener el servicio eléctrico, frente a casos donde las viviendas se encuentran más dispersas. La evaluación es cuantitativa, mide la distancia media entre viviendas en la comunidad en unidades de km.
- Organización de la comunidad (CS3): Organización existente entre la población de la comunidad o de actividades productivas, que facilita el desarrollo e implementación del proyecto de electrificación. La evaluación cualitativa: en caso de que no exista ningún tipo de organización, se considera un 0; si existe en la comunidad alguna una asociación comunitaria (asambleas comunales o de vecinos) o alguna de tipo productiva (ganaderos, agricultores, artesanos, microempresarios), se considera un valor de 3. y si hay ambas, se considera una valoración de 5.
- Infraestructuras (CS4): Existencia de infraestructura educativa (escuela) o sanitaria (hospitales) que el proyecto podría electrificar para, así, aumentar el impacto social del mismo. La evaluación es cualitativa: en caso de que no exista ningún tipo de infraestructura (educación o sanitaria), se considera un valor de 1; en caso de que exista alguna de las dos infraestructuras se considera un valor de 3; y en caso de que existan ambas infraestructuras se considera un valor de 5.

- Comunicación (CS5): Este criterio busca priorizar aquellas comunidades, donde exista cobertura móvil de cualquier telefonía, con el fin de que exista comunicación entre los beneficiarios y los técnicos en caso de alguna avería o emergencia. La evaluación es cualitativa: si no existe cobertura móvil en la comunidad, obtendrá un valor de 1; si existe cobertura baja o media, obtendrá un valor de 3; y en caso de que exista alta cobertura móvil, obtendrá un valor de 5.
- Nivel de estudios (CS6): Nivel de escolaridad que tiene una comunidad. Cuanto mayor sea el nivel de estudios, más fácilmente se puede integrar a las tecnologías dentro de su entorno y también es más sencillo recibir capacitación (mediante manuales o prácticas) para realizar mantenimientos preventivos desde el hogar (Alarcón, 2013). La evaluación es cualitativa: si los habitantes no cuentan con estudios mínimos, obtendrá un valor de 1; si los habitantes cuentan o se encuentran en educación Básica (preescolar y primaria), obtendrá un valor de 3; y por último si los habitantes cuentan con educación Complementaria o profesional (secundaria, preparatoria o licenciatura), obtendrá un valor de 5.
- Acceso al agua potable (CS7): Este criterio prioriza la existencia de pozos de agua dentro de la comunidad, y el uso de la electricidad para llevar el agua a las viviendas. Tener impacto en el acceso a la electricidad y también en el agua favorece la sostenibilidad del proyecto. La evaluación es cualitativa: si no existe ningún pozo en la comunidad o utilizan la captación de agua, se obtendrá un valor de 1; si existe un solo pozo en la comunidad, obtendrá un valor de 3; y si existe más de un pozo dentro de la comunidad, obtendrá un valor de 5.

## **7.2. PONDERACIÓN DE CRITERIOS**

La ponderación de criterios no es una tarea sencilla debido a que resulta complicado determinar el grado de importancia que los criterios tienen para el decisor de manera fiable, principalmente por la subjetividad propia de la valoración. Para mejorar la robustez del proceso, se utiliza el Proceso Analítico Jerárquico (AHP), cuyo funcionamiento básico se explica en el subapartado 7.2.1. Posteriormente, se detalla la construcción de la matriz de comparación por pares (subapartado 7.2.2), que permite ponderar los criterios de dos en dos. Finalmente, se analiza la consistencia de la ponderación (subapartado 7.2.3), calculada a través de un índice que evalúa la coherencia de los pesos asignados.

### **7.2.1. Proceso de Análisis Jerárquico**

La asignación de pesos relativos a cada criterio permite darle un orden de importancia a cada uno y, así, compararlo con los demás. Para realizar esto, es recomendable utilizar alguna herramienta de ayuda a la toma de decisiones, que facilite la tarea de las personas encargadas de dicho proceso. Existen diversas técnicas para determinar la asignación de pesos a los criterios. Para este trabajo, se utiliza la herramienta de evaluación AHP (Saaty, 1987), una de las más usadas en los últimos años.

Cabe destacar que AHP ha sido diseñada para realizar todo el proceso de decisiones (tanto la ponderación como la evaluación de alternativas). Para ello, se propone una estructura jerarquizada del problema, tal como se ilustra en la Figura 7.1 para el problema de estudio de esta tesis doctoral. Arriba de todo se define el objetivo del problema de decisiones, que sería la priorización de comunidades. A continuación, se detallan las dos categorías de criterios (CT y CS), cada una de ellas subdividida en los 7 criterios técnicos y los 7 sociales. En el nivel inferior, se encuentran las alternativas, que serían las 8 comunidades que se quieren priorizar.

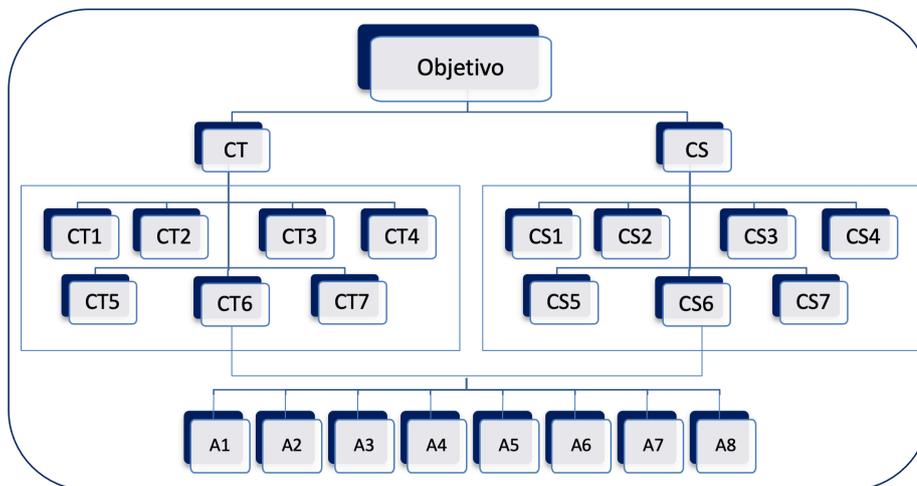


Figura 7.1. Árbol de jerarquías propuesto

Sin embargo, muchos autores se limitan al uso de AHP para la asignación de pesos a los criterios, combinando posteriormente otras técnicas para la evaluación de las alternativas, tal y como se propone en este trabajo (Wang et al., 2009). Con este propósito, AHP plantea el método de comparación por pares. A diferencia de otras técnicas multicriterio, las basadas en comparaciones por pares pretenden reducir la subjetividad del problema centrándose en los criterios de dos en dos, para así disminuir las incongruencias naturales de todo proceso de decisión (Saaty, 1980). Más concretamente, la comparación por pares consiste en comparar los criterios de dos en dos, determinando cuál de los dos es más importante y en qué cuantía (Osorio-Gómez & Orejuela-Cabrera, 2008). Así, en vez de trabajar con los 14 criterios (7 técnicos y 7 sociales) simultáneamente, el problema se reduce a pequeñas comparaciones entre criterios, lo cual resulta más simple y de fácil aplicación.

A la hora de comparar dos criterios entre sí, la escala de evaluación utilizada para medir el grado de intensidad de la importancia de uno respecto al otro es, normalmente, del 1 al 9, tal y como propone Saaty (1980). Otros autores propusieron una reducción del rango de la escala a 1-5 (Aupetit & Genest, 1993), con la idea de simplificar la toma de decisiones, lo que se ha utilizado en diferentes trabajos de la literatura (Čaklović & Radas, 2014; Trigo & Costanzo, 2006). Para este estudio, se propone utilizar dicha escala del 1 al 5, considerando que, siendo una aplicación para países en desarrollo en la que pueden participar personas no acostumbradas a trabajar con técnicas de decisión multicriterio, es importante la facilidad y la simplicidad a lo largo de todo el proceso de toma de decisiones.

Con todo, la escala de evaluación se define en la Tabla 7.2. Las variables A y B representan a dos criterios que se quieren comparar en un momento dado. Así, si el primero (A) es igual o más importante que el segundo (B), se utiliza la escala de la tabla; mientras que si el segundo (B) tiene un mayor grado de importancia que el primero (A), se utilizarían los valores inversos (1/importancia). Así, por ejemplo, si CT1 es moderadamente más importante que CT2, se asigna un 2. En cambio, si CT2 es moderadamente más importante que CT1, se asigna un 1/2.

Tabla 7.2. Escala de Juicios Comparativos. (Adaptada de Saaty (1980))

Importancia	Definición
1	A es igualmente importante que B
2	A es moderadamente más importante que B
3	A es fuertemente más importante que B
4	A es muy fuertemente más importante que B
5	A es extremadamente más importante que B

### 7.2.2. Matriz de comparación por pares

Una vez definida la escala anterior, el siguiente paso es realizar la matriz de comparación por pares; definida como una matriz cuadrada que contiene las comparaciones de cada pareja de criterios. En la ecuación 7.1, se define la manera de comparar cada criterio. A es una matriz de dimensión  $n * n$ , siendo  $n$  el número de criterios comparados. Sea  $a_{ij}$  el elemento  $(i, j)$  de A, para  $i = 1, 2, \dots, n$ , y  $j = 1, 2, \dots, n$ . Así, A es una matriz de comparación por pares de  $n$  criterios si  $a_{ij}$  es la medida de preferencia del criterio de la fila  $i$  cuando se compara con el criterio de la columna  $j$ . Cuando  $i = j$ , el valor de  $a_{ij}$  es igual a 1, puesto que se está comparando el criterio consigo mismo (González-Serrano & Ordoñez-Octavo, 2011).

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ 1/a_{12} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1/a_{1n} & 1/a_{2n} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{ec. 7.1})$$

A continuación, se explica a modo de ejemplo, el proceso que se seguiría para ponderar entre sí las dos categorías de criterios: criterios técnicos versus criterios sociales. Este mismo proceso se debería aplicar para ponderar entre sí los 7 criterios técnicos y, luego, los 7 criterios sociales. De esta forma, se acaba determinando la importancia relativa de las dos categorías de criterios, así como los criterios dentro de cada categoría; y el peso global de un criterio determinado es el producto de su peso dentro de su categoría por el peso de la categoría.

En la Tabla 7.3 se ilustra la escala que se utiliza para el juicio comparativo entre las dos categorías de criterios. Éstas, se sitúan en los extremos de la tabla y, en función del grado de importancia de una frente a la otra, se marca una “X” en donde corresponde. Esta tabla, sirve de guía para valorar la comparación de todos los criterios.

Tabla 7.3. Ejemplo de Asignación de Pesos

	Grado de importancia									
	EX	MF	F	M	I	M	F	MF	EX	
<b>Indicadores</b>	5	4	3	2	1	2	3	4	5	<b>Indicadores</b>
<b>Criterios técnicos</b>	X	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>Criterios sociales</b>

EX= Extremadamente; MF= Muy fuertemente; F= Fuertemente;  
M= Moderadamente; I=Igualmente

A continuación, se presenta la matriz de comparación por pares (Tabla 7.4), definida a partir de la comparación hecha en la tabla anterior. Así, en la matriz se muestra la comparativa completa, es decir los criterios comparados entre sí mismos y entre ellos. Como se puede observar, los Criterios técnicos se han supuesto extremadamente más importantes (5) que los Criterios sociales. Por este motivo, en la fila Criterios técnicos y la columna Criterios sociales, se indica un valor de 5; mientras que en la fila Criterios sociales y la columna Criterios técnicos, se indica el valor inverso 1/5. Por último, se pone un 1 en la diagonal, para marcar las comparativas de ambas categorías consigo mismas.

Tabla 7.4. Matriz de Comparación por Pares

Matriz comparación por Pares		
Indicadores	Criterios técnicos	Criterios sociales
<b>Criterios técnicos</b>	1	5
<b>Criterios sociales</b>	1/5	1
<b>Total</b>	6/5	6

Una vez comparados los criterios, es necesario normalizar la matriz de comparación por pares. Para ello, se dividen los elementos de cada criterio entre la suma total de todos los criterios de una misma columna (véase la Tabla 7.4), de modo que el valor resultante es el que se utiliza para el posterior cálculo de los pesos (Tabla 7.5). Esta normalización produce magnitudes adimensionales entre 0 y 1; y lógicamente la suma por columnas en esta nueva tabla es 1. Cada valor de una misma columna de la matriz normalizada representa el modo en que se reparte la importancia relativa entre los criterios.

Con esta información, el siguiente paso es la obtención del vector de prioridad ( $\omega$ ) para cada uno de los criterios, que es el valor definitivo que se usará en la evaluación de los proyectos. En este trabajo, se propone usar para este proceso el método del vector propio principal, por ser el más utilizado en literatura (Saaty et al., 2007). Así, el vector de prioridad ( $\omega$ ) se calcula como el promedio de cada fila; es decir, promediando todos los valores obtenidos de cada criterio con respecto a los otros normalizados. Cabe destacar que, al tratarse de un ejemplo con 2 criterios, las dos columnas son iguales. Sin embargo, para casos con 3 o más criterios, las columnas pueden tener distintos valores, de allí que se calcule el promedio. Con todo, la ponderación en el ejemplo de las categorías indicaría que los Criterios técnicos tienen una importancia del 83% y los Criterios sociales del 17%.

Tabla 7.5. Matriz Normalizada y Vector de Prioridad

Matriz comparación por Pares Normalizada (N)			( $\omega$ )
Indicadores	Criterios técnicos	Criterios sociales	Vector de prioridad
Criterios técnicos	0,83	0,83	0,83
Criterios sociales	0,17	0,17	0,17
Total	1,00	1,00	1,00

### 7.2.3. Análisis de la consistencia

Una vez calculados los pesos de los criterios, AHP permite hacer una analizar la consistencia de los juicios emitidos por el decisor a la hora de elaborar la matriz de comparaciones pareadas de los criterios. En general, es muy difícil que exista una consistencia perfecta para tomadores de decisión humanos (Toskano, 2005). Así, si A es mayor que B y B es mayor que C, la lógica lleva a pensar que A es mayor que C. Sin embargo, en decisiones con múltiples criterios involucrados, esto no siempre sucede de forma perfecta; y menos aún si las decisiones se deben consensuar entre un grupo de expertos. En este sentido, AHP permite cuantificar la consistencia de la decisión. Así, si el grado de consistencia es aceptable, se puede continuar con todo el proceso de toma de decisiones; mientras que, si el grado de consistencia es inaceptable, se puede plantear a los decisores que reconsideren o modifiquen los juicios emitidos para la comparación por pares.

Con objeto de medir la consistencia, se utiliza la ratio de consistencia (RC) que evalúa que las decisiones sean lo más objetivas posibles y que no se hayan producido contradicciones en los mismos. La ratio de consistencia debe ser menor a 0,10 para considerarse aceptable. Para valores superiores a 0,10, deberán reevaluarse las comparaciones por pares, puesto que refleja un síntoma de contradicción (Anderson et al., 2018). Con todo, el Índice de Consistencia (IC), que representa cuán inconsistente es el sistema, se calcula como  $\frac{\lambda_{max}-n}{n-1}$ , donde  $\lambda_{max}$  es el promedio de los valores propios de la matriz de comparación por pares normalizada y  $n$  es el número de criterios estudiados.

Ahora bien, la inconsistencia cometida en el caso de matrices pequeñas es, lógicamente, mucho menor que la inconsistencia que puede haber en el caso de trabajar con multitud de criterios simultáneamente. En este sentido, Saaty (1987) propuso el Índice Aleatorio de Consistencia (IA), calculado de forma teórica a partir de multitud de matrices generadas aleatoriamente. Como se detalla en la Tabla 7.6, el valor del índice aleatorio de consistencia varía según el número de criterios que se comparan. Para una comparación de 2 criterios, el IA es 0 puesto que no puede haber inconsistencias si se trabaja con únicamente 2 elementos. A partir de aquí el índice se incrementa progresivamente.

Por tanto, el Índice de Consistencia (IC) calculado a partir de la matriz de comparación por pares se divide por el Índice Aleatorio de Consistencia (IA) para calcular lo que se conoce como la Ratio de Consistencia (RC) (Saaty, 1980). Esta ratio es el valor finalmente considerado como indicador de la inconsistencia y debe mantenerse por debajo del 10%.

**Tabla 7.6. Índice Aleatorio de Consistencia**

No. de elementos que se comparan	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Índice Aleatorio de Consistencia (IA)	0	0	0,58	0,89	1,11	1,24	1,32	1,4	1,45	1,49

A modo de ejemplo, en la Tabla 7.7, se muestra el proceso del cálculo de la Ratio de Consistencia (RC) para las dos categorías de criterios. Partiendo del vector de prioridades ( $\omega$ ) determinado previamente, se calcula el valor propio correspondiente a cada criterio  $\lambda_i$ . Para el cálculo del valor propio  $\lambda_{max}$ , se calcula como el promedio de los valores propios  $\lambda_i$  de cada criterio. Con el valor obtenido, se puede ahora calcular el Índice de Consistencia (IC) y, finalmente, la Ratio de Consistencia (RC). En el ejemplo, se obtiene como resultado 0 debido a que, al trabajar con un ejemplo de 2 elementos, no hay inconsistencia. Así, para este ejemplo, se cumple con lo dicho por Saaty (1980), que el valor calculado (0) es menor de 0,10; por lo que se obtiene un grado aceptable de consistencia en la comparación por pares.

**Tabla 7.7. Análisis de Consistencia**

Indicadores	$\omega$	$\lambda_i = A \cdot \omega / \omega$	$\lambda_{max}$	$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$	$RC = \frac{IC}{IA}$
Criterios técnicos	0,83	2,00	2,00	0,00	0%
Criterios sociales	0,17	2,00			
<b>Total</b>	1,00				

### 7.3. EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Una vez obtenidos los pesos normalizados de cada criterio, se procede a realizar la evaluación de alternativas (proyectos), mediante una técnica multicriterio. En este sentido, “los métodos de evaluación y decisión multicriterio comprenden la selección entre un conjunto de alternativas factibles, la optimización con varias funciones objetivo simultáneas y un agente decisor, y procedimientos de evaluación racionales y consistentes” (Martínez, 1998).

Los problemas de decisión multicriterio se pueden clasificar en continuos y discretos. Un problema de decisión continuo se caracteriza por un número infinito de alternativas factibles; mientras que un problema de decisión discreto, implica un conjunto finito de alternativas, y suelen ser habituales en problemas reales. Una técnica multicriterio sencilla y fácil de utilizar es la Programación Compromiso, que ya se ha utilizado con buenos resultados en la planificación energética (Domenech et al., 2015b; Yu, 1973; Zeleny, 1973).

A continuación, se describe en qué consiste el proceso de la Programación Compromiso, que se utilizará para la selección de alternativas (subapartado 7.3.1). En el subapartado 7.3.2, se explica cómo clasificar, y en definitiva priorizar, las alternativas.

### 7.3.1. Programación Compromiso

La Programación Compromiso (PC) es una técnica multicriterio que utiliza el concepto de punto ideal o alternativa ideal; así como en el Axioma de Zeleny (Zeleny, 1973): “dadas dos soluciones eficiente factibles, la preferida será la que se encuentre más próxima al punto ideal”. La PC se basa en la idea de que cualquier decisor racional elegirá siempre aquella solución que se encuentre más cerca de la solución ideal (Parra et al., 2002).

La PC resuelve problemas continuos, es decir que admiten un número infinito de alternativas. Sin embargo, para la presente tesis, el objetivo es obtener un orden de alternativas (comunidades a electrificar) que se desea clasificar, siendo éstas una cantidad finita y generalmente no muy elevada. Por este motivo, se utiliza la PC discreta adaptada tal y como lo propone (Romero, 1993). En este subapartado, primero se presenta la PC continua y, a continuación, la adaptación a la PC discreta.

#### *Programación compromiso continua*

La PC trata de determinar, dentro de un conjunto de soluciones eficientes, la/s que mejor se adapte/n a las preferencias del decisor. Estas soluciones más cercanas al punto ideal se llaman “soluciones compromiso”, y al conjunto de todas las soluciones compromiso se denominan “conjunto compromiso”. El concepto fundamental de esta técnica es el de distancia, que se utiliza como indicador de las preferencias del conjunto del decisor (Romero, 1993).

Con todo, el punto ideal es aquella solución que alcanza el valor óptimo para todos los criterios del problema. Así, se trata de una solución que no es factible, puesto que, si lo fuera, sería directamente la solución del problema. Al no ser factible, la PC pretende buscar la solución más cercana a la ideal, de entre las que sí que cumplen con todas las restricciones del problema. Para saber si una alternativa determinada, está más o menos cerca de la alternativa ideal en comparación con las demás, es necesario conocer la distancia. La distancia es definida como la desviación entre una alternativa y la alternativa ideal. Para cada criterio  $i$ , se puede definir la distancia como (Romero, 1996):

$$d_i = |f_i^* - f_i(x)| \quad (\text{ec. 7.2})$$

donde:

$d_i$  = distancia

$f_i^*$  = valor ideal para el criterio  $i$ .

$f_i(x)$  = valor de la alternativa para el criterio  $i$ .

Lo siguiente es relacionar todas las distancias. Como los criterios pueden estar evaluados con indicadores con medidas y unidades diferentes, los valores de las distancias se deben normalizar (Wang & Yang, 2007). La normalización significa ajustar los valores medidos en diferentes escalas respecto a una escala común (Mainali & Silveira, 2015). La normalización es necesaria para expresar todos los atributos en una unidad similar, e incluso aunque ya estén en las mismas unidades, la normalización evita sesgos (Romero, 1996). Una posible

normalización se calcula mediante la diferencia entre el valor ideal  $f_i^*$  y el valor anti-ideal  $f_{i*}$  del criterio (definido como el opuesto al ideal, es decir, el peor valor posible para un criterio). Esta normalización produce magnitudes adimensionales, entre 0 y 1, donde 0 se alcanza para la solución ideal y 1 para la anti-ideal:

$$d_i = \frac{f_i^* - f_i(x)}{f_i^* - f_{i*}} \quad (\text{ec. 7.3})$$

Finalmente, cabe señalar que, a la hora de agregar los diferentes criterios entre sí, se incluyen lógicamente los pesos de los criterios, calculados en el apartado anterior. Por tanto, la programación compromiso considera estos pesos en la búsqueda de las soluciones más eficientes y más próximas al punto ideal. Con todo, la formulación general de la programación compromiso se puede modelizar tal como se indica a continuación (Zeleny, 1973):

$$[Min]L_p = \left[ \sum_{i=1}^n W_i^p \left( \frac{f_i^* - f_i(x)}{f_i^* - f_{i*}} \right)^p \right]^{1/p} \quad (\text{ec. 7.4})$$

sujeto a:

$$x \in \mathbf{F}$$

donde:

$p$ = métrica

$L_p$ = distancia entre cada alternativa y la solución ideal.

$W_i^p$ = peso asignado por el decisor al criterio  $i$ .

$f_i(x)$ = valor de la alternativa para el criterio  $i$ .

$f_i^*$ = valor ideal para el criterio  $i$ .

$f_{i*}$ = valor anti-ideal para el criterio  $i$ .

$n$ = dimensión del problema o cantidad de criterios.

$x$ = conjunto de variables de decisión.

$\mathbf{F}$ = es el conjunto de soluciones factibles determinadas por las restricciones.

Nótese que el problema anterior queda sujeto a la valor de  $p$ , comúnmente conocido como la métrica del problema. La ecuación 7.4 anterior expresa la distancia entre las soluciones factibles y la solución ideal, que es lo que se quiere minimizar. Esta distancia se basa, como se puede ver, en el propio concepto matemático de distancia. Sin embargo, matemáticamente existen múltiples definiciones de distancia. Así, por ejemplo, para  $p = 1$ , denominada distancia rectangular o Manhattan el problema se reduce a minimizar las distancia pero considerando únicamente desplazamientos verticales y horizontales. Así, la ecuación 7.4 resulta en:

$$[Min]L_1 = \sum_{i=1}^n W_i \left| \frac{f_i^* - f_i(x)}{f_i^* - f_{i*}} \right| \quad (\text{ec. 7.5})$$

El caso anterior es equivalente a buscar la mejor solución agregada. Para  $p=2$ , la ecuación 7.4 es equivalente a la clásica raíz cuadrada de la suma de diferencias al cuadrado; o lo que es equivalente, la distancia en línea recta. Para valores de  $p$  mayores, la ecuación 7.4 deja de tener un significado geométrico, aunque sí matemático. En este sentido, a medida que se incrementa  $p$ , se le asigna una mayor importancia a la mayor desviación respecto a un criterio, de entre todos los criterios. Extrapolándolo, para  $p = \infty$ , denominada distancia Tchebycheff, se minimiza la máxima desviación respecto a un criterio. En otras palabras, de entre todos los criterios, se considera la máxima desviación respecto a la solución ideal, y éste es el valor que se minimiza. Este caso se representa de la siguiente manera:

$$[Min]L_{\infty} = D \quad (\text{ec. 7.6})$$

sujeto a:

$$D \geq W_1 \left( \frac{f_1^* - f_1(x)}{f_1^* - f_{1*}} \right) \quad (\text{ec. 7.7})$$

$$D \geq W_i \left( \frac{f_i^* - f_i(x)}{f_i^* - f_{i*}} \right) \quad (\text{ec. 7.8})$$

$$D \geq W_n \left( \frac{f_n^* - f_n(x)}{f_n^* - f_{n*}} \right) \quad (\text{ec. 7.9})$$

Las funciones de  $p=1$  y  $p=\infty$ , son lineales, mientras que para cualquier otro valor de la métrica, la función resultante es no lineal, de forma que su resolución requeriría de algoritmos de optimización no lineal, más complejos (Yu, 1973). Además, con los casos  $p=1$  y  $p=\infty$  se consideran las dos situaciones extremas: minimizar el valor agregado y minimizar la máxima desviación respecto a un criterio. Por eso, en este trabajo se utilizan las métricas  $p=1$  y  $p=\infty$  (Romero, 1993).

### ***Programación Compromiso discreta***

Existen autores como Santos (2003) que han propuesto la adaptación de la PC a discreta para mejorar la eficiencia de los recursos en programas de electrificación rural de países en vías de desarrollo. En Romero (1996) se detalla la aplicación de la PC a problemas multicriterio de tipo discreto. Por lo tanto, en el desarrollo de este trabajo, se utilizará dicho proceso en la programación compromiso.

Definidos los criterios, así como su forma de evaluarse, el siguiente paso es definir los valores ideales y los valores anti-ideales, dependiendo de la preferencia para cada criterio. El valor anti-ideal, es la peor opción posible bajo cada criterio, y es opuesto al valor ideal. A modo de ejemplo, la preferencia para un valor de las emisiones de CO<sub>2</sub>, deberá ser siempre el que contenga las menores emisiones, por lo tanto, el valor ideal es el mínimo (-). En caso contrario, como ocurre con la continuidad del recurso, el valor ideal es que se tenga una mayor continuidad del recurso, por lo que se busca el máximo (+). Teniendo en cuenta estas consideraciones, detalladas en la Tabla 7.2, a continuación, se detalla cómo queda la ecuación equivalente para calcular la distancia total de la alternativa  $j$  respecto a la solución ideal

(ecuación 7.10), en el caso de la métrica  $p$ -ésima.

$$L_{pj} = \left[ W_{CT} \left( W_{CT1} \left( \frac{RCT_{j1} - RCT_1^*}{rCT_1^* - RCT_1^*} \right) + W_{CT2} \left( \frac{RCT_2^* - RCT_{j2}}{RCT_2^* - rCT_2^*} \right) + W_{CT3} \left( \frac{RCT_3^* - RCT_{j3}}{RCT_3^* - rCT_3^*} \right) + W_{CT4} \left( \frac{RCT_{j4} - RCT_4^*}{rCT_4^* - RCT_4^*} \right) + W_{CT5} \left( \frac{RCT_{j5} - RCT_5^*}{rCT_5^* - RCT_5^*} \right) + W_{CT6} \left( \frac{RCT_{j6} - RCT_6^*}{rCT_6^* - RCT_6^*} \right) + W_{CT7} \left( \frac{RCT_7^* - RCT_{j7}}{RCT_7^* - rCT_7^*} \right) \right)^p + W_{CS} \left( W_{CS1} \left( \frac{RCS_{j1} - RCS_1^*}{rCS_1^* - RCS_1^*} \right) + W_{CS2} \left( \frac{RCS_{j2} - RCS_2^*}{rCS_2^* - RCS_2^*} \right) + W_{CS3} \left( \frac{RCS_3^* - RCS_{j3}}{RCS_3^* - rCS_3^*} \right) + W_{CS4} \left( \frac{RCS_4^* - RCS_{j4}}{RCS_4^* - rCS_4^*} \right) + W_{CS5} \left( \frac{RCS_5^* - RCS_{j5}}{RCS_5^* - rCS_5^*} \right) + W_{CS6} \left( \frac{RCS_6^* - RCS_{j6}}{RCS_6^* - rCS_6^*} \right) + W_{CS7} \left( \frac{RCS_7^* - RCS_{j7}}{RCS_7^* - rCS_7^*} \right) \right)^{p-1/p} \right]^{1/p} \quad (\text{ec. 7.10})$$

donde:

$L_{pj}$  es la distancia de métrica  $p$  de la alternativa  $j$

$W_{CT}$  y  $W_{CS}$  son los pesos de los dos grupos de criterios, técnicos y sociales

$W_{CTi}$  y  $W_{CSi}$  es el peso del criterio  $i$  del grupo de criterios técnicos y de los sociales

$RCT_i^*$  y  $RCS_i^*$  es el valor ideal del criterio  $i$ , para el grupo de técnicos y de sociales

$rCT_i^*$  y  $rCS_i^*$  es el valor anti-ideal del criterio  $i$ , para el grupo de técnicos y de sociales

$RCT_{ji}$  y  $RCS_{ji}$  es el valor de la alternativa  $j$  para el criterio  $i$  del grupo de técnicos y de sociales

Nótese que, a efectos de simplificar la función y evitar que aparezcan valores negativos, en el valor de criterios a maximizar (+) se utiliza la expresión  $\frac{RCT_i^* - RCT_{ji}}{RCT_i^* - rCT_i^*}$ , mientras que en el caso de criterios a minimizar (-) se utiliza la expresión  $\frac{RCT_{ji} - RCT_i^*}{rCT_i^* - RCT_i^*}$ .

### 7.3.2. Clasificación de proyectos

Una vez se ha explicado el cálculo para  $L_p$ , a continuación, se presentan los cálculos que se realizan para la obtención de las distancias con una métrica específica. Como se ha explicado anteriormente, decidir la métrica a utilizar no es una tarea sencilla, ya que, dependiendo del caso considerado, se tendrán diferentes funciones de distancia y los resultados pueden variar de forma significativa.

En la bibliografía no se define un razonamiento claro y unívoco que permita decantarse por uno u otros valores, sino que a menudo los decisores discuten los resultados según las métricas estudiadas (André & Romero, 2006). En paralelo, Yu (1973) afirma que, en el caso de dos objetivos, todos los óptimos alcanzables por una función de utilidad se encontrarán entre los valores de la métrica uno e infinito. En este trabajo, como se ha indicado previamente, se propone utilizar las distancias  $L_1$  y  $L_\infty$ .  $L_1$  es conocida como la distancia Manhattan. El caso  $L_1$  corresponde a una situación en la que se maximiza la suma ponderada de cada atributo, traduciéndose como un punto de máxima eficiencia, pero que puede estar fuertemente desequilibrado. La distancia  $L_\infty$  es conocida como la distancia Tchebycheff. El caso  $L_\infty$  minimiza las discrepancias respecto al criterio más desviado, y ofrece un resultado que tiende a estar más equilibrado.

Complementariamente, existen trabajos donde aseguran una mayor flexibilidad para adaptarse a las características de cada decisor, suponiendo un equilibrio. Para ello, proponen una combinación lineal entre  $L_1$  y  $L_\infty$  (Díaz-Balteiro & Romero, 2004). También Díaz-Balteiro & Romero (2004) proponen la función con el parámetro  $\alpha$  ( $\alpha \cdot L_1 + [1-\alpha] \cdot L_\infty$ ), para ajustar a la toma de decisiones a la situación más conveniente. Además, autores como San Cristóbal (2011) utiliza el valor de  $\alpha=0,5$ . Así, en este trabajo se propone utilizar tanto la función lineal como el valor propuesto de 0,5. A modo de ejemplo, en la Tabla 7.8 se muestran 3 hipotéticas alternativas, con los valores respectivos de  $L_1$ ,  $L_\infty$  y la combinación lineal  $\alpha L_1 + (1 - \alpha)L_\infty$ . Como se puede observar, la clasificación es diferente en cada caso. Optando por la combinación lineal, la clasificación determinaría que la alternativa 3 es la mejor clasificada, y debe ser la primera en ser electrificada, seguida por la alternativa 2 y finalmente la 1.

Tabla 7.8. Orden de Alternativas

<b>Criterios - Alternativas</b>	<b>Alternativa1</b>	<b>Alternativa2</b>	<b>Alternativa3</b>
<b><math>L_1</math></b>	0,757	0,500	0,243
<b><math>L_\infty</math></b>	0,739	0,415	0,151
<b><math>\alpha \cdot L_1 + (1 - \alpha) \cdot L_\infty</math></b>	0,748	0,458	0,197
<b>Orden de las alternativas</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

## **8. VALIDACIÓN. CASO DE ESTUDIO “RECOMSOL”**

En este capítulo, se presenta la validación de la propuesta de planificación de la electrificación rural mediante su aplicación a un caso de estudio en Chiapas, México. En concreto, se propone estudiar las comunidades del municipio de Cintalapa, enmarcadas en el programa *Red de comunidades solares de Chiapas* (RECOMSOL). En los siguientes apartados se desarrollan las 3 fases de la propuesta de planificación: evaluación regional (apartado 8.1), diseño técnico (apartado 8.2) y priorización de proyectos (apartado 8.3). Con este proceso, se plantea definir las tecnologías a utilizar en cada comunidad, así como el orden en que llevar a cabo la electrificación en cada una.

### **8.1. EVALUACIÓN REGIONAL**

En los apartados siguientes se detalla todo el proceso del análisis a escala regional para el caso de estudio: primero, se detalla la obtención de los datos socioeconómicos (subapartado 8.1.1), luego, los recursos energéticos (subapartado 8.1.2) y, finalmente, los parámetros tecnológicos (subapartado 8.1.3). Toda la información se integra sobre el mapa del área de estudio que contiene información geográfica y que se ha realizado con la información pública del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI, 2020a) y mapeada con el software ArcGIS.

#### **8.1.1. Datos socioeconómicos**

En este subapartado, se presentan los datos socioeconómicos de la región. Estos datos se han recopilado por medio de visitas programadas a cada una de las comunidades del programa RECOMSOL. Además, se ha contado también con la información proporcionada por los encargados del programa de la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas (UNICACH), así como, por medios electrónicos, páginas oficiales del Gobierno del Estado De Chiapas. A continuación, se realiza una descripción detallada de cada comunidad (Figura 8.1).



Figura 8.1. Comunidades de estudio del programa RECOMSOL

### ***La Magdalena***

La Magdalena se localiza a una altura de 800 m.s.n.m., con coordenadas de longitud 93°52'18.90" O y de latitud 16°44'6.73" N. Presenta un clima predominante semicálido subhúmedo, con una temperatura media anual de 24,5 °C. Esta comunidad se encuentra a una distancia de 18 km de la cabecera municipal (Cintalapa) y a 8,5 km de la comunidad electrificada más cercana (Emiliano Zapata). La Magdalena está situada a la orilla de carretera (terracería), como una única vía de acceso. Además, la habitan un total de 17 personas (10 hombres y 7 mujeres) en su mayoría analfabetas, repartidos en 5 viviendas. La comunidad cuenta con una bodega comunal, pero no cuenta con escuelas, por lo que los niños se trasladan a la comunidad de Nueva Esperanza 2ª sección, situada a menos de 1 km de distancia. Tampoco existen centros de salud en la comunidad, por lo tanto, tienen que trasladarse a la comunidad de Emiliano Zapata para recibir atención médica. Cabe señalar que, del total de la población, el 100% proviene de otros estados del país. Su principal actividad productiva es la ganadería y la mano de obra (carpintería o albañilería) (INEGI, 2020a).

### ***La Mora***

La Mora se encuentra a una altura de 700 m.s.n.m., con una longitud de 93°52'21.19"O y una latitud de 16°43'26.27" N. El clima predominante en la comunidad es semicálido subhúmedo, con una temperatura media anual de 24,5 °C. Se encuentra a una distancia de 21 km de la cabecera municipal (Cintalapa), y a 10,5 km de la comunidad electrificada más cercana (Emiliano Zapata). El total de la población es de 10 habitantes (6 hombres y 4 mujeres), repartidos en 2 viviendas. Al no contar con una escuela, los niños se trasladan a la comunidad de Nueva Esperanza 2ª sección a una distancia de 3,8 km. Tampoco existen centros de salud en la comunidad, por lo tanto, tienen que trasladarse a la comunidad de Emiliano Zapata para recibir atención médica. La principal actividad económica es la ganadería y la producción de leche y quesos.

### ***El Progreso***

El Progreso se encuentra a una altura 670 m.s.n.m., con una longitud de 93°54'52.54" O y una longitud de 16°46'10.66" N. El clima predominante es semicálido subhúmedo, presenta una temperatura media anual de 24.5°C. La comunidad está ubicada a una distancia de 26,3 km de la cabecera municipal (Cintalapa), y a 15,8 km de la comunidad electrificada más cercana (Emiliano Zapata). El Progreso cuenta con una población total de 82 personas, repartidas en 18 viviendas. En la localidad existe una escuela primaria, a la que asisten alrededor de 15 niños, además de una iglesia, una bodega y un centro comunal. No existen centros de salud en la comunidad, por lo tanto, tienen que trasladarse a la comunidad de Emiliano Zapata para recibir atención médica. La principal actividad económica es la agricultura y la mano de obra (carpintería y albañilería).

### ***Mariano Pérez***

Mariano Pérez (La Joya) es una comunidad indígena ubicada a 630 m.s.n.m., a una longitud de 93°54'54.68" O y a una latitud de 16°46'45.34" N. El clima predominante es semicálido subhúmedo y presenta una temperatura media anual de 24.5°C. La localidad se encuentra a una distancia de 27,9 km de Cintalapa (cabecera municipal), y a 7,2 km de la comunidad

electrificada más cercana (Emiliano Zapata). Mariano Pérez tiene una población total de 122 personas, repartidas en 16 viviendas, cuenta con una escuela primaria a la que asisten 25 niños y una escuela secundaria a la que asisten 15 jóvenes, además de un centro comunal y dos iglesias (católica y evangélica). No existen centros de salud en la comunidad, por lo tanto, tienen que trasladarse a la comunidad de Emiliano Zapata para recibir atención médica. La principal actividad económica de la localidad es la agricultura y la mano de obra (albañilería y carpintería principalmente).

### ***Nueva Esperanza***

Nueva Esperanza 2ª sección, es una localidad con una altitud de 804 m.s.n.m., y con coordenadas geográficas de longitud de 93°52'32.70" O y de latitud de 16°44'22.49" N. La temperatura media es de 24 °C. Nueva Esperanza está ubicada a una distancia de 18,5 km de la cabecera municipal y a 8 km de la comunidad electrificada más cercana (Emiliano Zapata). La habitan 54 personas, repartidas en 14 viviendas y cuentan con una escuela primaria con un total de 13 alumnos y una secundaria, con un total de 8 estudiantes. Además, cuenta con una iglesia, un centro comunal y con un tanque de agua comunitario. No existen centros de salud en la comunidad, por lo tanto, tienen que trasladarse a la comunidad de Emiliano Zapata para recibir atención médica. La principal actividad económica es la mano de obra (albañilería y artesanía).

### ***Nuevo Amanecer Tenejapa***

Nuevo Amanecer Tenejapa es una comunidad ubicada a 809 m.s.n.m., y se encuentran en las coordenadas 93°54'59.93" O de longitud y 16°42'8.99" N de latitud. Esta comunidad se encuentra a 25,7 km de distancia hasta Cintalapa (cabecera municipal) y 15,2 km de la comunidad electrificada más cercana (Emiliano Zapata). La localidad cuenta con 82 habitantes, repartidos en 21 viviendas. Además, cuenta con una escuela preescolar con un total de 5 niños, una primaria con un total de 14 estudiantes y una secundaria con un total de 7 alumnos. También cuenta con una bodega, un centro comunal y 2 pozos de agua. Sin embargo, no existen centros de salud en la comunidad, por lo tanto, tienen que trasladarse a la comunidad de Emiliano Zapata para recibir atención médica. Su principal actividad económica es la agricultura y la mano de obra.

### ***El Tuzal***

El Tuzal, se ubica a una altura de 600 m.s.n.m. y tiene una temperatura promedio de 24°C. La comunidad tiene un acceso muy difícil, debido al relieve montañoso y la erosión del suelo. El Tuzal se localiza a 90 km de la capital regional, Tuxtla Gutiérrez, y a unos 14,4 km de la red eléctrica nacional, y cuenta con 54 habitantes repartidos en 14 viviendas. La comunidad cuenta con una escuela, un centro comunal y una iglesia, pero carece de centro de salud, por lo que tienen que trasladarse a la comunidad Emiliano Zapata para recibir atención médica. Las viviendas no cuentan con agua potable, sino que ésta es transportada desde un pozo cercano por una pendiente muy pronunciada.

**Villa del Río**

Villa del Río se ubica a 700 m.s.n.m. y tiene una temperatura promedio de 24°C. El acceso a la comunidad es complicado, dado el relieve montañoso en los alrededores y el camino improvisado de terracería. Villa del Río se localiza a 100 km de la capital regional, Tuxtla Gutiérrez, a unos 7 km de la red eléctrica nacional y a unos 13,7 km de El Tuzal, y cuenta con 60 habitantes repartidos en 21 viviendas. La comunidad cuenta con una escuela, un centro comunal, un almacén y dos iglesias (católica y evangélica), pero carece de un centro de salud, por lo que tienen que trasladarse a la comunidad Emiliano Zapata para recibir atención médica.

En la Tabla 8.1, se resumen los datos de las diferentes comunidades, incluyendo el número de viviendas y habitantes, así como la existencia de puntos especiales por comunidad que pueden tener unos requerimientos particulares en cuanto al suministro eléctrico. Nótese que el plan cubre un total de 481 beneficiarios repartidos en 111 viviendas, además de 5 bodegas, 10 escuelas de distintos grado, 6 centros comunitarios y 7 iglesias.

**Tabla 8.1. Descripción de las Comunidades**

Comunidades	Viviendas	Habitantes	Bodegas	Escuelas	Centros	Iglesias
<i>La Magdalena</i>	5	17	1	0	0	0
<i>La Mora</i>	2	10	0	0	0	0
<i>El Progreso</i>	18	82	1	1	1	1
<i>Mariano Pérez</i>	16	122	0	2	1	2
<i>Nueva Esperanza</i>	14	54	0	2	1	1
<i>Nuevo Amanecer</i>	21	82	1	3	1	0
<i>Tenejapa</i>						
<i>El Tuzal</i>	14	54	1	1	1	1
<i>Villa del Río</i>	21	60	1	1	1	2

Con estos datos, se establece la demanda residencial de referencia para el proyecto, la cual es calculada a partir de la media de la potencia de los equipos, el número de equipos y los patrones de consumo en las comunidades. Este dato se ha establecido por la UNICACH, en tanto que promotores del programa, con un valor de 750 Wh/día.

Otro parámetro requerido es el factor de forma de la curva de carga diaria, que representa la simultaneidad de las cargas de los inversores en una vivienda. IntiGIS toma un valor experimental de 0,4. Después se requiere el factor de simultaneidad, que representa la potencia máxima de un grupo de equipos y, dado que no todos los aparatos tienen que funcionar a la vez, el valor utilizado es de 0,8. El siguiente parámetro es la distancia máxima de la línea de baja tensión (BT), que es un valor definido por las normas de distribución de la CFE como de 100 m. Posteriormente se define la potencia contratada por vivienda, que es la potencia máxima que se puede consumir simultáneamente en una vivienda para la conexión a red, y se ha seleccionado un valor de 1 kW. Por último, el número de personas por vivienda, es el valor que se utiliza para calcular el número de usuarios potenciales para cada una de las tecnologías, con un valor promedio de 5.

### **8.1.2. Recursos energéticos**

En este punto, se introducen 5 mapas en formato ráster a IntiGIS, que contienen toda la información estadística y georreferenciada: recurso solar, recurso eólico, longitud de las líneas en BT, distancia a la red de MT y densidad de la demanda (Figura 8.2). A continuación, se explica cómo se ha generado cada uno de los mapas:

- El mapa del recurso solar (Figura 8.2a) se ha obtenido con los datos del proyecto SWERA, con valores anuales que fluctúan entre 1412,6 y 1857,9 (kWh/m<sup>2</sup>·año).
- El mapa del recurso eólico (Figura 8.2b), para una mayor precisión, se desarrolló con la ayuda de la herramienta WAsP, y se consideró el potencial eólico en el peor mes del año, situándola entre 4,7 a 6,7 m/s.
- El mapa correspondiente a la longitud de la línea en BT (Figura 8.2c), se ingresa mediante el promedio de la distancia entre las viviendas por cada comunidad. Cada píxel tiene como atributo la longitud media de líneas de BT (m) necesaria para conectar todas las viviendas existentes a un centro de transformación que, teóricamente, se ubicaría en el centro del píxel. Con este mapa, se evalúan los sistemas centralizados de electrificación.
- El siguiente mapa a ingresar es de la distancia a la red de MT, con el que se evalúa la conexión a red. Al no contar con un mapa de transmisión de las líneas eléctricas de MT oficial, se ha procedido a la realización de este mapa trazando una línea entre las comunidades que se encuentran electrificadas y que se ubican cercanas a las 8 comunidades del programa RECOMSOL. El resultado puede observarse en la Figura 8.2d. Cada píxel tiene como atributo la distancia existente hasta el píxel más cercano perteneciente a la línea de MT (m).
- Por último, se ingresa el mapa de la densidad de demanda (Figura 8.2e), con el que se logra identificar a cada localidad mediante un punto georreferenciado definido por un píxel de 100 m<sup>2</sup> y por ende el número de viviendas por píxel (Pinedo Pascua, 2010).

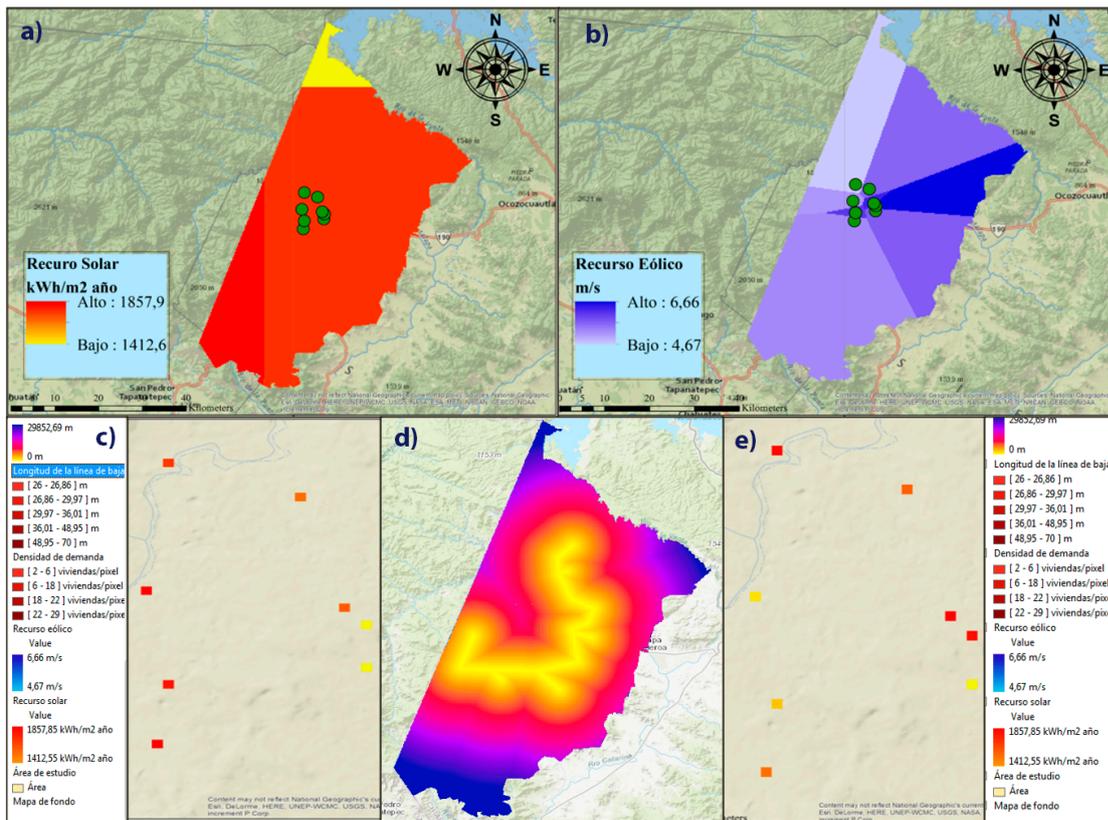


Figura 8.2. Mapa del recurso solar (a). Mapa recurso eólico (b). Mapa de la longitud de BT (c). Mapa de la distancia entre viviendas (d). Mapa de la densidad de demanda (e)

### 8.1.3. Datos tecnológicos

En la Tabla 8.2 se muestran todos los parámetros de las tecnologías utilizadas: generación, conversión, acumulación, O&M, y los referentes a la conexión a red. Los datos fueron obtenidos mediante un análisis de mercado y de las fichas técnicas de los equipos de empresas en Chiapas para los sistemas renovables y diésel, mientras que, para la conexión a red, se trata de datos de la CFE. Para los costes de O&M, se han utilizado los valores propuestos por Ranaboldo et al. (2015), para un escenario alto de O&M. Para la energía solar, se calcula mediante un 2% del coste de inversión y para la energía eólica mediante un 4% de la inversión inicial. Para los controladores e inversores los costes de O&M anual son del 0,5% y para las baterías de un 4%. Por último, para los días de autonomía se consideraron 3 días para los sistemas individuales (solar, eólica y diésel individual) y 1,5 días para los sistemas centrales (diésel central y eólico diésel).

Los parámetros económicos están compuestos por la tasa de descuento, el precio del diésel y la tarifa eléctrica. La tasa de descuento permite actualizar los valores de los bienes que varían con el transcurso del tiempo y con motivo de los cambios de precios. En México, el valor de la tasa de descuento es del 7,15%. El siguiente parámetro es el precio del diésel que, para México en 2018, tiene un valor de 0,76 €/litro. Por último, la tarifa eléctrica es el precio de la electricidad para el usuario final. En México existen diferentes tarifas eléctricas, dependiendo del tipo de usuario y del consumo. Para zonas rurales existe la tarifa doméstica 1A, con un coste de 0,04 €/kWh según la CFE.

Tabla 8.2. Parámetros de las Tecnologías

Variabes	Valor	Unidades	Variabes	Valor	Unidades	Variabes	Valor	Unidades
<b>Baterías</b>			<b>Inversores</b>			<b>Generador diésel individual</b>		
Autonomía Sistemas Individuales	3	Días	Eficiencia	0,9		Potencia nominal	5	kW
Autonomía Sistemas Centrales	1,5	Días	Inversión	193	€/kW	Consumo de combustible	0,42	l/kWh
Rendimiento	0,9		O&M	1	€/kW	Inversión	201	€/kW
Profundidad de descarga	0,8		Tiempo de vida	10	Años	O&M	30	€/kW año
Inversión	220	€/kWh	<b>Fotovoltaica</b>			Tiempo de vida	10	años
O&M	8,8	€/kWh	Eficiencia	0,75		<b>Conexión a red</b>		
Tiempo de vida	5	Años	Inversión	1390	€/kWp	Tiempo de vida	20	Años
<b>Generador diésel central</b>			O&M	28	€/kWh	Costes de acometida	25	€/kW
Coefficiente de diseño	0,6		Tiempo de vida	25	Años	<b>Línea de MT</b>		
Consumo de combustible	0,3	l/kWh	<b>Mini eólica</b>			Inversión	7000	€/km
Inversión	201	€/kW	Eficiencia	0,60		O&M	175	€/km año
Tiempo de vida	10	Años	Altura del rotor	9,2	m	<b>Centro de transformación</b>		
<b>Línea de BT</b>			Inversión sistema individual	6698	€/kW	Inversión	1992	€
Inversión	5000	€/km	Inversión del sistema eólico-diésel	3293	€/kW			
O&M	100	€/km año	O&M	167,5	€/kW	O&M	40	kW
Tiempo de vida	20	Años	Tiempo de vida	20	Años			

## **8.2. DISEÑO TÉCNICO**

Una vez completados todos los mapas y los parámetros de entrada, ya es posible empezar a realizar el diseño técnico. El presente análisis pretende comparar las tecnologías: solar, eólica, diésel individual, diésel central, eólica-diésel y conexión a red, mediante el cálculo del LEC para cada una de ellas. El primer cálculo que se realiza es definir las características del área de estudio mediante la comunidad tipo (promedio), en la que se obtienen los siguientes resultados:

1. El número de casas por comunidad: es el resultado del promedio de todas las viviendas por comunidad, resultando un total de 14 viviendas.
2. El valor medio de radiación global ( $\text{kWh/m}^2\cdot\text{año}$ ): permite calcular el dimensionado del sistema fotovoltaico individual con base en el promedio de la radiación global media anual  $1793,07 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$ .
3. El valor medio de velocidad de viento (m/s): es calculado con los datos proporcionados por el mapa de viento, y permite dimensionar el sistema eólico individual y eólico-diésel con base en la demanda y el recurso eólico. El resultado promedio es de  $5,47 \text{ m/s}$ .
4. La distancia media a la red de MT (m): calcula el valor medio de la distancia de las comunidades a la red de MT, resulta del promedio de la distancia entre los píxeles al punto de electrificación más cercano. El resultado promedio es de  $9.520,85 \text{ m}$ .
5. La longitud media de la línea de BT (m): para el caso de las tecnologías centrales, se asume que las viviendas están conectadas a un centro de transformación situado en el centro del píxel y representa la longitud media del centro del píxel hasta el punto de la comunidad más cercano. El resultado es de  $41,25 \text{ m}$ .

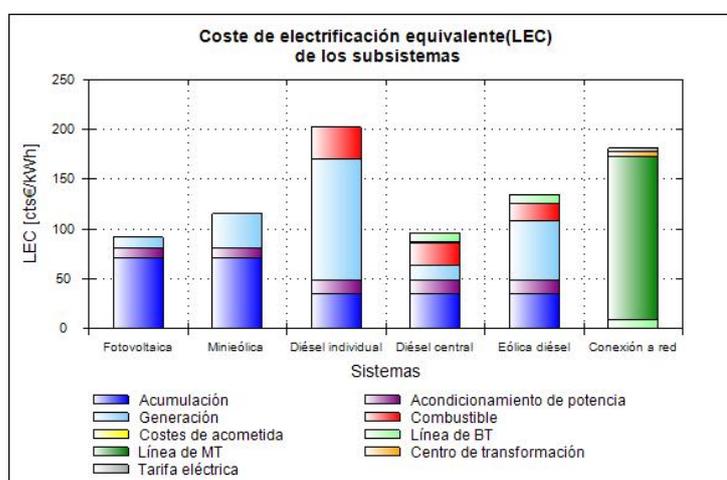
### **8.2.1. Cálculo del coste**

IntiGIS realiza la comparación LEC para cada píxel y para cada una de las tecnologías seleccionadas. Como resultado de la evaluación del LEC, se obtienen 6 mapas ráster que representan el valor del LEC en cada píxel donde exista demanda y por tecnología, expresado en valores de cts €/kWh (Tabla 8.3). Los resultados del LEC por comunidad indican que los sistemas fotovoltaicos no presentan una variabilidad en los costes, es decir que tienen el mismo LEC para todas las comunidades. Esto se debe a que el recurso solar es homogéneo en toda la zona. Para el sistema diésel individual no se observan diferencias entre comunidades. Para el diésel central la única divergencia se da en los casos con 2 y 5 viviendas. En cuanto a los casos eólicos (eólica y eólica-diésel) existe variabilidad entre comunidades debido a la variabilidad de recurso eólico en la región. Finalmente, la conexión a red está lógicamente influenciada por la distancia de las comunidades a la red eléctrica.

**Tabla 8.3. Costes de Electrificación Equivalente por Comunidad**

Demanda 750 (Wh/día)	COSTE DE ELECTRIFICACIÓN EQUIVALENTE (LEC) cts €/kWh anual					
	Fotovoltaica	Eólica	Diésel Individual	Diésel Central	Conexión a Red	Eólica- diésel
<i>La Mora</i>	91,8	111,91	202,13	95,89	1519,81	134,67
<i>La Magdalena</i>	91,8	103,53	202,13	98,25	514,142	117,92
<i>Nueva Esperanza</i>	91,8	105,97	202,13	97,11	182,856	120,47
<i>El Tuzal</i>	91,8	113,15	202,13	97,11	182,223	131,99
<i>Mariano Pérez</i>	91,8	131,07	202,13	97,11	158,273	164,64
<i>Villa del Río</i>	91,8	131,07	202,13	97,11	149,632	164,64
<i>El Progreso</i>	91,8	120,41	202,13	97,11	114,625	144,60
<i>Nuevo Amanecer</i>	91,8	118,53	202,13	97,11	131,404	141,25

Los resultados muestran que la mejor opción de electrificación, en términos de LEC, para todas las comunidades es la fotovoltaica. La electrificación con diésel central sería la segunda mejor opción, y la tercera la eólica, para todas las comunidades. Los costes se incrementan significativamente para las demás opciones de electrificación. Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se analizan los resultados en detalle, a partir de los valores para la comunidad tipo representativa. En la Figura 8.3 y en la Tabla 8.4 se muestran los resultados detallados del LEC para la comunidad de referencia, para cada una de las tecnologías analizadas.

**Figura 8.3. Coste de electrificación equivalente de los subsistemas para la comunidad tipo**

**Tabla 8.4. Coste de Electrificación Equivalente de los Subsistemas para la Comunidad Tipo**

<b>LEC Subsistemas</b>	<b>Fotovoltaica</b>	<b>Eólica</b>	<b>Diésel individual</b>	<b>Diésel central</b>	<b>Eólica-diésel</b>	<b>Conexión a red</b>
<i>Acumulación</i>	71,54	71,54	35,77	35,77	35,77	-
<i>Generación</i>	11,07	34,77	120,59	13,68	58,67	-
<i>Acondicionamiento de potencia</i>	9,09	9,09	13,63	13,63	13,63	-
<i>Combustible</i>	-	-	31,92	22,80	17,02	-
<i>Costes de Acometida</i>	-	-	-	8,70	8,70	8,70
<i>Línea de BT</i>	-	-	-	1,31	0,88	0,87
<i>Línea de MT</i>	-	-	-	-	-	162,98
<i>Centro de Transformación</i>	-	-	-	-	-	4,67
<i>Tarifa eléctrica</i>	-	-	-	-	-	4,00
<b>Total</b>	91,71	115,4	201,91	95,89	134,67	181,22

Como se puede observar, para la tecnología fotovoltaica, la mayor parte del LEC está concentrado en los sistemas de acumulación (baterías) con un 78% del valor total del sistema, mientras que la generación (módulos fotovoltaicos) representa un 12% y el acondicionamiento de potencia (inversor) un 10%.

La segunda opción más barata es el sistema diésel central. Los costes más altos los tiene el sistema de acumulación, con un 37%, y el coste del combustible con un 24%, mientras que los valores más bajos se reparten entre la generación (14%), el de acondicionamiento de potencia (14%), las líneas de BT (9%) y, por último, la acometida con un 1% del valor total del sistema.

La tercera opción más barata es la tecnología mini-eólica, donde el mayor LEC es para el subsistema de acumulación, con un 62%, mientras que la generación presenta un 30% y el acondicionamiento de potencia con un 8% del coste total del subsistema. Cabe señalar que los valores del LEC para el sistema de acumulación y acondicionamiento de potencia del sistema mini-eólico, es el mismo que el sistema fotovoltaico; sin embargo, el sistema de generación es casi 3 veces más caro.

Los sistemas más caros son las tecnologías eólica-diésel, la conexión a red eléctrica y el diésel individual. El sistema eólico-diésel, presenta el mayor coste en las turbinas eólicas y el generador diésel (44%), seguido del subsistema de acumulación (27%), el combustible (13%), el acondicionamiento de potencia (10%), la línea de BT (7%) y los costes por la acometida, con un 1% del coste total del sistema. Posteriormente, está la conexión a red, que presenta sus costes más altos en la extensión de la línea de MT (89,9%), seguido de los costes de la línea de BT (4,8%), los costes de transformación (2,6%), la tarifa eléctrica (2,2%) y, por último, los costes de acometida que representan un 0,5%. Por último, los costes más altos para todas las tecnologías, los presenta el sistema diésel individual. Los costes en la generación representan un 59%, seguido del subsistema de acumulación con un 18%, el coste del combustible con un 17% y el acondicionamiento de potencia con un 7%.

### 8.2.2. Análisis de sensibilidad

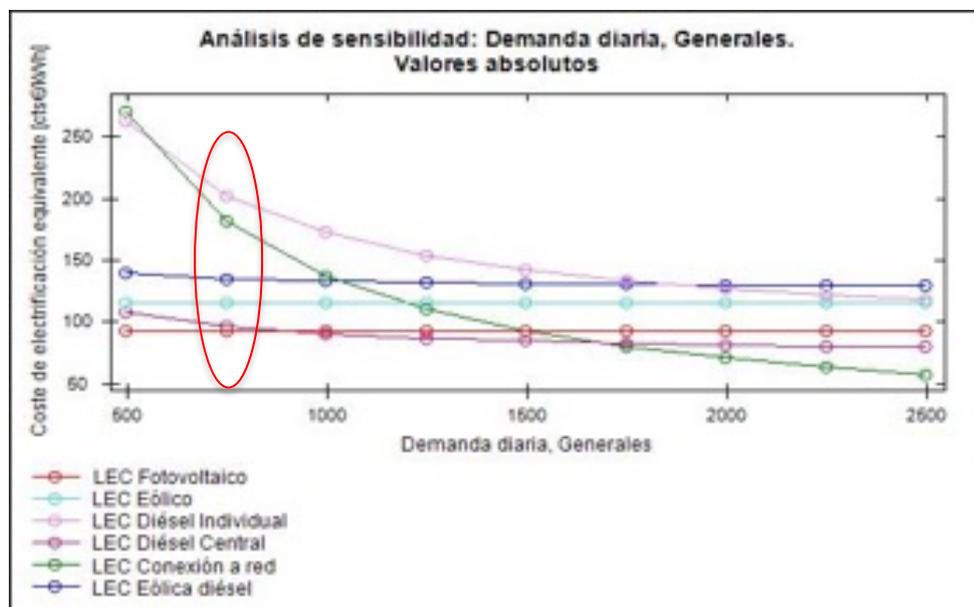
Una vez obtenidos los resultados finales, se pueden realizar varios análisis de sensibilidad, con el objetivo de estudiar las variaciones que tienen los parámetros más influyentes (sujetos a consideración), sobre los costes de cada tecnología y la forma en que afectan a la solución final propuesta. Con esto, se comprueba el grado de influencia que tiene cada uno de los parámetros sobre cada tecnología analizada. Para el presente estudio, se ha consultado con expertos de la electrificación rural realizar algunas variaciones en los parámetros para el análisis de sensibilidad. De esta forma, se propone el estudio de 5 parámetros diferentes, tal y como se muestra en la Tabla 8.5.

**Tabla 8.5. Parámetros de Variación del Análisis de Sensibilidad Espacial**

Parámetros	Variación
<i>Demanda</i>	500 – 2500 Wh/día
<i>Precio del diésel</i>	Proyección a 10 años
<i>Recurso eólico</i>	+/- 20 %
<i>Recurso solar</i>	+/- 5%
<i>Tasa de descuento</i>	7,15-15 %

Para todas las figuras que siguen a continuación respecto al análisis de sensibilidad, los señalamientos en la imagen (círculos rojos) representan a los parámetros de partida, utilizados para el caso de referencia.

En el primer análisis se estudia la influencia de la demanda, considerando un valor mínimo de 500 Wh/día, y uno máximo de 2.500 Wh/día, con un total de 9 intervalos. De esta forma, se estudia lo que sucedería desde una situación elemental, con un consumo para cubrir las necesidades básicas en concepto de iluminación y telecomunicaciones, hasta un consumo significativo que dé lugar a electrodomésticos, actividades productivas que requieran de electricidad, etc. El resultado se muestra en la Figura 8.4.



**Figura 8.4. Análisis de sensibilidad: demanda diaria**

La variación de los datos de demanda muestra que, a una menor demanda, los costes de la extensión a la red eléctrica y los del diésel individual se elevan considerablemente. Esto es lógico, ya que la extensión de la red no resulta viable económicamente en zonas donde existen pequeños consumos en la demanda. Lo contrario sucede al aumentar la demanda al máximo, donde se puede ver claramente que el LEC del sistema diésel individual y de la conexión a red, baja considerablemente; esta última posicionándose como la más económica. Para los sistemas eólico-diésel y diésel central, presenta una ligera reducción en el LEC, mientras que, para la energía solar y energía eólica, no sufre cambio alguno debido a que el coste de estas tecnologías no depende de la demanda sino del recurso.

En la siguiente gráfica (Figura 8.5) se realiza el análisis de sensibilidad del precio del diésel, siguiendo un orden lógico del aumento en el precio del petróleo en los próximos años. Se ha realizado una proyección de los costes desde el año 2010, hasta el año 2028, es decir los siguientes 10 años desde la fecha de realización del estudio, a partir de los datos de fuentes de información disponibles y fiables: CME & MME (2017). Esta proyección surge de observar un incremento en el precio del diésel de 2010 a 2017 de prácticamente el 100% (Figura 8.5), de forma que se ha supuesto la misma tendencia para los años 2018 a 2028.



Figura 8.5. Proyección del diésel hasta el 2028

Con esta información, se realiza el análisis de sensibilidad variando los costes del diésel, que van desde 0,3 €/l para el año 2010 hasta el año 2028 con un coste de 1,24 €/l, con un total de 11 intervalos (Figura 8.6). La variación de los datos del precio del diésel muestra un lógico incremento en los sistemas que utilizan generadores diésel. En cambio, para los sistemas solar y eólico, así como para la conexión a red, el LEC no sufre variaciones, debido a que no dependen del combustible.

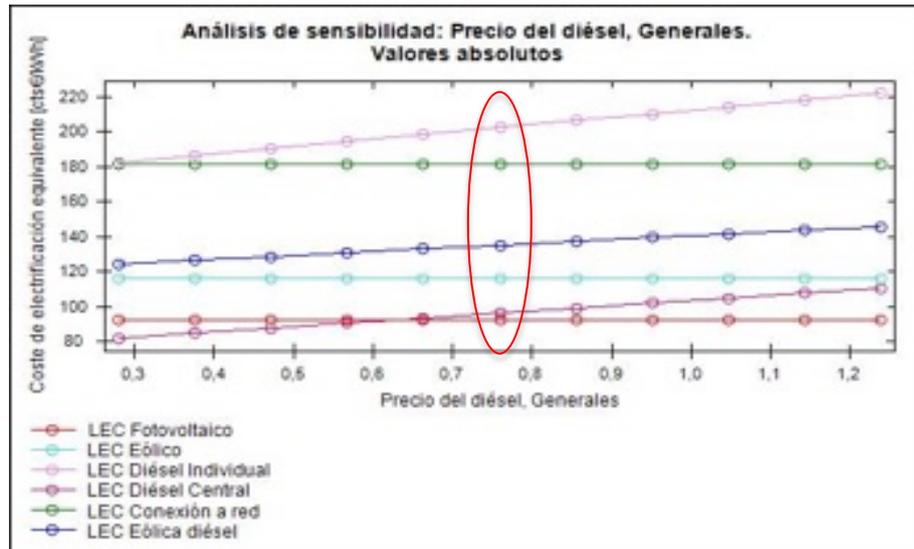


Figura 8.6. Análisis de sensibilidad: precio del diésel

Por otra parte, se realizan también variaciones de un  $\pm 20\%$  en los datos del recurso eólico, suponiendo que existen valores de velocidad del viento, desde los 2,5 m/s, hasta los 8,5 m/s, con un total de 3 intervalos. Esta variación está motivada por la dificultad de evaluación del recurso eólico que, si bien se realizó de forma detallada utilizando el programa especializado WASP, siempre está sujeta a cierta variabilidad. Además, el cambio climático que estamos viviendo también puede tener un efecto en este recurso, de forma que este análisis pretende mejorar la robustez de los resultados frente a este recurso tan variable.

La Figura 8.7 muestra que, conforme se va incrementando el recurso eólico, el LEC para el sistema eólico individual disminuye, pasando de los 270 cts €/kWh a los 100 cts €/kWh. Otro caso más notable ocurre con el sistema eólico-diésel, donde podemos observar que cuanto más bajo sea el recurso eólico es mucho más caro que todos los sistemas, debido a que todo el consumo recaería en el generador diésel. Los otros sistemas no sufren cambios en los costes, debido a que no dependen del recurso eólico.

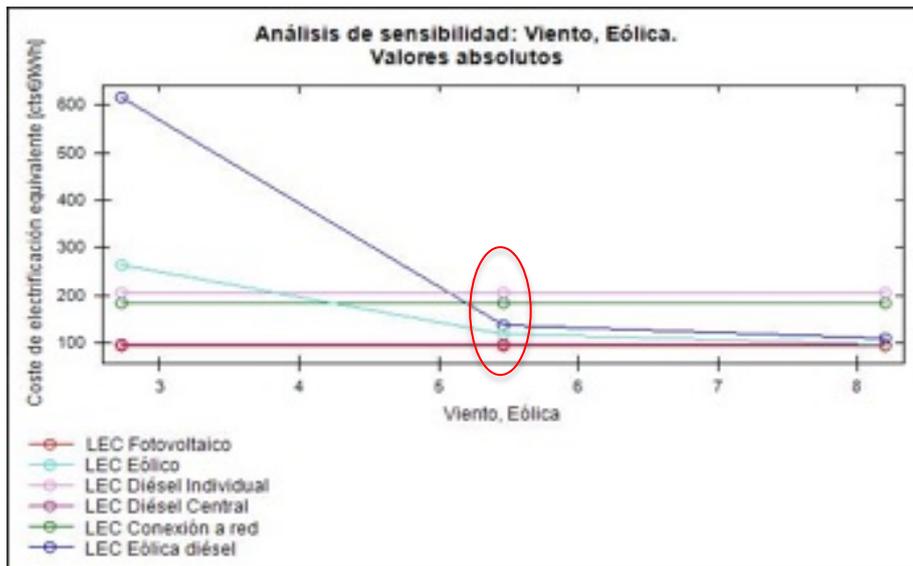


Figura 8.7. Análisis de sensibilidad: energía eólica

En la Figura 8.8, se muestra el análisis de sensibilidad aplicado a la radiación solar anual. La variación considerada fue de un 5%, con un total de 4 intervalos. El único recurso que se ve afectado por las fluctuaciones del recurso solar, son los sistemas fotovoltaicos. El LEC fotovoltaico sufre una pequeña disminución, aunque no es lo bastante significativa para que sea un dato importante a considerar.

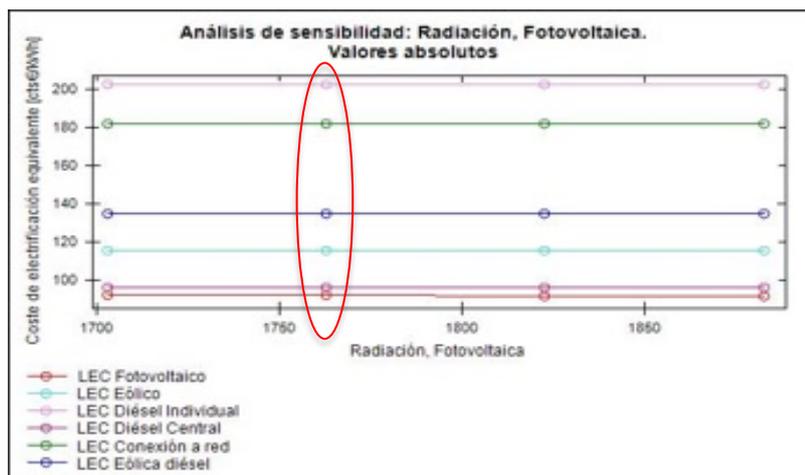


Figura 8.8. Análisis de sensibilidad: recurso solar

Por último, se ha realizado una variación del  $\pm 15\%$  en los datos de la tasa de descuento, con un total de 6 intervalos para el análisis (Figura 8.9). Se puede observar que, conforme aumenta el coste de la tasa de descuento, aumenta el LEC para todos los sistemas casi de forma proporcional. Sin embargo, la conexión a la red eléctrica, muestra el aumento más considerable, debido que este sistema presenta altos costes de inversión.

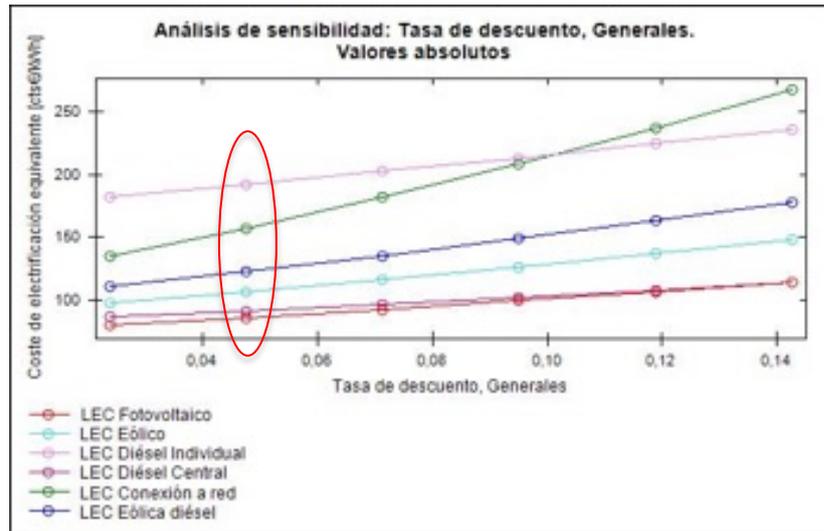


Figura 8.9. Análisis de sensibilidad: Tasa de descuento

Los resultados permiten concluir que para las comunidades de Cintalapa del programa RECOMSOL, la tecnología más competitiva es, sin lugar a dudas, la fotovoltaica. Esta opción, además de alcanzar el valor del LEC más reducido para los datos inicialmente considerados, se mantiene prácticamente siempre entre los valores más reducidos. Además, presenta poca variabilidad, particularmente si varía el recurso solar que le influye directamente. Es por tanto una opción barata y fiable. Por otra parte, se considera también a la eólica individual. Aunque no es la opción más barata, sí que se encuentra entre las menos costosas aún y variando la mayoría de los parámetros estudiados; y su variabilidad también es limitada. En este sentido, cabe destacar que se espera una reducción de los costes de esta tecnología a corto y medio plazo, por lo que se cree conveniente tenerla en cuenta como opción. Finalmente, se descarta al sistema diésel individual debido a que, pese a haber alcanzado el segundo menor LEC con los datos de partida, se ve influido por la presumible subida de los precios del combustible a corto y medio plazo, los que podría encarecer el coste del proyecto. Además, al tratarse de comunidades aisladas, implicaría que la población quede sujeta durante toda la duración del proyecto a las importaciones externas del combustible. Las demás tecnologías, también se descartan por su mayor coste.

### 8.3. PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS

Una vez realizado el análisis a nivel regional, y definidas las mejores opciones tecnológicas, es necesario realizar la priorización de proyectos. El objetivo es establecer un orden de prioridad, lógico y planificado de las comunidades según la secuencia en que deberían ser electrificadas. El proceso seguido se describe en el capítulo 7. En este apartado, se comienza presentando y asignando los pesos para cada criterio (subapartado 8.4.1), después se realiza la evaluación de alternativas (comunidades) según los criterios (subapartado 8.4.2) y por último se clasifican las comunidades (subapartado 8.4.3).

#### 8.3.1. Ponderación de los criterios

En la Tabla 8.6, se muestran los criterios que se utilizan en este caso de estudio, tal y como han sido presentados en la metodología. Posteriormente, se procede con la asignación de los pesos a cada criterio, utilizando la herramienta multicriterio AHP (Saaty, 1987).

**Tabla 8.6. Indicadores y Criterios**

<b>Criterios técnicos</b>	<b>CT</b>	<b>Criterios sociales</b>	<b>CS</b>
Coste	CT1	Equidad entre comunidades	CS1
Continuidad del recurso	CT2	Facilidad de instalación y mantenimiento	CS2
Asistencia técnica	CT3	Organización de la comunidad	CS3
Emisiones de CO2	CT4	Infraestructuras (educación y salud)	CS4
Impacto ambiental	CT5	Comunicación	CS5
Riesgo de fallas	CT6	Nivel de estudios	CS6
Adaptabilidad	CT7	Acceso al agua potable	CS7

Para comenzar con la asignación de pesos, es necesario realizar la comparación por pares de los criterios. Estas decisiones se han consultado con expertos en la electrificación rural y, además, son producto de las observaciones realizadas en las visitas de campo a cada una de las comunidades analizadas.

En primer lugar, se asignan los pesos a las dos categorías de criterios: criterios técnicos y Criterios sociales. Como se observa en la Tabla 8.7, se comparan los indicadores, y dependiendo del grado de importancia, se asigna el valor que corresponde (o su inverso) de acuerdo con la Tabla 7.3 (véase el capítulo 7). En concreto, se considera que los criterios técnicos son fuertemente más importantes que los criterios sociales.

**Tabla 8.7. Matriz de Comparación por Pares de los Indicadores**

<b>Matriz comparación por pares (A)</b>		
<b>Criterios</b>	<b>CT</b>	<b>CS</b>
<b>CT</b>	1	3
<b>CS</b>	1/3	1

Asignados los pesos a los indicadores, en la Tabla 8.8 se presentan las comparaciones por pares para los criterios de cada categoría. Es importante enfatizar que en la elaboración de todo este proceso participó el personal de la UNICACH como promotores del programa RECOMSOL. Así, las decisiones se fueron consensuando con los responsables hasta alcanzar los valores mostrados en las tablas.

**Tabla 8.8 Matriz de Comparación por Pares**

<b>Matriz comparación por pares – Criterios Técnicos (CT)</b>							
<b>Criterios</b>	<b>CT1</b>	<b>CT2</b>	<b>CT3</b>	<b>CT4</b>	<b>CT5</b>	<b>CT6</b>	<b>CT7</b>
<b>CT1</b>	1	3	5	5	5	5	5
<b>CT2</b>	1/3	1	5	5	5	5	5
<b>CT3</b>	1/5	1/5	1	3	3	3	1
<b>CT4</b>	1/5	1/5	1/3	1	1	1/3	1/3
<b>CT5</b>	1/5	1/5	1/3	1	1	1/3	1/3
<b>CT6</b>	1/5	1/5	1/3	3	3	1	1/3
<b>CT7</b>	1/5	1/5	1	3	3	3	1
<b>Matriz comparación por pares – Criterios sociales (CS)</b>							
<b>Criterios</b>	<b>CS1</b>	<b>CS2</b>	<b>CS3</b>	<b>CS4</b>	<b>CS5</b>	<b>CS6</b>	<b>CS7</b>
<b>CS1</b>	1	1	5	3	5	5	5
<b>CS2</b>	1	1	5	5	5	5	5
<b>CS3</b>	1/5	1/5	1	1/3	3	3	3
<b>CS4</b>	1/3	1/5	3	1	3	3	3
<b>CS5</b>	1/5	1/5	1/3	1/3	1	1/3	1/3
<b>CS6</b>	1/5	1/5	1/3	1/3	3	1	1/3
<b>CS7</b>	1/5	1/5	1/3	1/3	3	3	1

Como se puede observar que el criterio más representativo de entre los técnicos es el LEC (CT1), que se ha considerado de extrema importancia (5) respecto a casi todos los demás criterios técnicos, salvo la continuidad del recurso (CT2), sobre el que tiene una fuerte importancia (3). Por lo tanto, este criterio se ha determinado como el más importante de toda la ponderación para el indicador de Criterios técnicos (CT). En cuanto a los criterios sociales, los criterios de la distancia a la comunidad más cercana electrificada (CS1) y la distancia entre viviendas (CS2), se han considerado con una extrema importancia sobre prácticamente todos los demás criterios sociales.

Una vez comparados los criterios, el siguiente paso es normalizar, por columnas, las matrices de comparaciones por pares para obtener magnitudes adimensionales entre 0 y 1. En el caso de las categorías de criterios (Tabla 8.7) se obtiene directamente dos columnas iguales con valor de 0,75 para los criterios técnicos y de 0,25 para los criterios sociales. Además, al trabajar únicamente con dos elementos, este es directamente el vector de pesos (importancia relativa de las dos categorías) y el proceso no lugar a ningún tipo de inconsistencia, tal como se ha explicado en el capítulo 7. En cuanto a los criterios de cada categoría, se procede con la matriz normalizada (Tabla 8.9). Nótese que la suma de los criterios por columnas es 1, aunque si se utilizan directamente los valores de la tabla aparecen pequeñas variaciones debido a los redondeos.

**Tabla 8.9. Matriz de Comparación por Pares Normalizada (N)**

<b>Matriz comparación por pares normalizada – Criterios Técnicos (CT)</b>							
<b>Criterios</b>	<b>CT1</b>	<b>CT2</b>	<b>CT3</b>	<b>CT4</b>	<b>CT5</b>	<b>CT6</b>	<b>CT7</b>
<b>CT1</b>	0,43	0,60	0,38	0,24	0,24	0,28	0,38
<b>CT2</b>	0,14	0,20	0,38	0,24	0,24	0,28	0,38
<b>CT3</b>	0,09	0,04	0,08	0,14	0,14	0,17	0,08
<b>CT4</b>	0,09	0,04	0,03	0,05	0,05	0,02	0,03
<b>CT5</b>	0,09	0,04	0,03	0,05	0,05	0,02	0,03
<b>CT6</b>	0,09	0,04	0,03	0,14	0,14	0,06	0,03
<b>CT7</b>	0,09	0,04	0,08	0,14	0,14	0,17	0,08
<b>Matriz comparación por pares normalizada – Criterios Sociales (CS)</b>							
<b>Criterios</b>	<b>CS1</b>	<b>CS2</b>	<b>CS3</b>	<b>CS4</b>	<b>CS5</b>	<b>CS6</b>	<b>CS7</b>
<b>CS1</b>	0,32	0,33	0,33	0,29	0,22	0,25	0,28
<b>CS2</b>	0,32	0,33	0,33	0,48	0,22	0,25	0,28
<b>CS3</b>	0,06	0,07	0,07	0,03	0,13	0,15	0,17
<b>CS4</b>	0,11	0,07	0,20	0,10	0,13	0,15	0,17
<b>CS5</b>	0,06	0,07	0,02	0,03	0,04	0,02	0,02
<b>CS6</b>	0,06	0,07	0,02	0,03	0,13	0,05	0,02
<b>CS7</b>	0,06	0,07	0,02	0,03	0,13	0,15	0,06

El siguiente paso es la obtención del vector de prioridad ( $\omega$ ), que es el peso que se utilizará para cada uno de los criterios, como el promedio de las columnas de las matrices normalizadas. Los resultados se muestran en la Tabla 8.10.

**Tabla 8.10. Vector de Prioridad y Análisis de Consistencia**

<b>Análisis de consistencia – Criterios Técnicos (CT)</b>					
<b>Criterios</b>	$\omega$	$\lambda_i$	$\lambda_{max}$	<i>IC</i>	<i>RC</i>
<b>CT1</b>	0,37	8,22	7,66	0,11	0,08
<b>CT2</b>	0,27	8,33			
<b>CT3</b>	0,11	7,70			
<b>CT4</b>	0,04	7,32			
<b>CT5</b>	0,04	7,32			
<b>CT6</b>	0,07	7,01			
<b>CT7</b>	0,11	7,70			
<b>Análisis de consistencia – Criterios Sociales (CS)</b>					
<b>Criterios</b>	$\omega$	$\lambda_i$	$\lambda_{max}$	<i>IC</i>	<i>RC</i>
<b>CS1</b>	0,29	8,02	7,74	0,12	0,09
<b>CS2</b>	0,32	8,14			
<b>CS3</b>	0,10	7,87			
<b>CS4</b>	0,13	8,25			
<b>CS5</b>	0,04	7,37			
<b>CS6</b>	0,05	7,11			
<b>CS7</b>	0,07	7,39			

Una vez calculado el vector de prioridad ( $\omega$ ), se calcula el valor propio para cada criterio ( $\lambda_i$ ) y el valor propio promedio ( $\lambda_{max}$ ). Con estos valores calculados, se puede determinar el índice de consistencia (IC) y la ratio de consistencia (RC), tal como se ha explicado en el capítulo 7. Para determinar esta última ratio, es necesario conocer el índice aleatorio de consistencia (IA). En la Tabla 8.11, se muestra el (IA) y se destaca el valor 1,32 considerado, puesto que se trabajan con 7 elementos. Con todo, los resultados muestran que la RC se encuentra en el rango límite establecido por Saaty (1980); para CT el valor es de 0,08 y para CS de 0,09, en ambos casos menor que 0,10. Por esta razón, se obtiene un grado aceptable de consistencia en las comparaciones por pares, y por ende los pesos de los criterios calculados se consideran válidos y se utilizarán en la evaluación de alternativas.

Tabla 8.11. Índice Aleatorio de Consistencia

No. de elementos que se comparan	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Índice Aleatorio de Consistencia	0	0	0,58	0,89	1,11	1,24	1,32	1,4	1,45	1,49

### 8.3.2. Evaluación de proyectos

Una vez obtenidos los pesos normalizados para los criterios, se integran como se muestran en la Tabla 8.12, y se procede a realizar la evaluación de alternativas mediante la técnica denominada Programación Compromiso.

Tabla 8.12. Pesos de indicadores y criterios

Indicadores	( $\omega$ )	Criterios	( $\omega$ )
<i>Criterios técnicos</i>	0,75	Coste	0,37
		Continuidad del recurso	0,27
		Asistencia técnica	0,11
		Emisiones de CO2	0,04
		Impacto ambiental	0,04
		Riesgo de fallas	0,07
		Adaptabilidad	0,11
<i>Criterios sociales</i>	0,25	Distancia hasta el centro más poblado	0,29
		Distancia entre las viviendas	0,32
		Organización de la comunidad	0,10
		Infraestructuras (educación y salud)	0,13
		Comunicación	0,04
		Nivel de estudios	0,05
		Agua potable	0,07

Con los pesos agrupados para los criterios, a continuación, se procede a rellenar la matriz de evaluación de las 8 alternativas (proyectos de las comunidades) respecto a los criterios (Tabla 8.13). Esta valoración se realiza siguiendo las indicaciones de la Tabla 7.2, detallada en el capítulo 7. En concreto, el criterio CT1 se valora a partir de los resultados del LEC obtenidos anteriormente, como el promedio de las tecnologías fotovoltaica y eólica, debido a que son las opciones seleccionadas en el análisis a nivel regional. Así mismo, la continuidad del recurso

(CT2) se obtiene mediante el promedio de la energía solar y la velocidad del viento. Una vez completados los valores para todas las comunidades, se calculan los valores ideales y anti-ideales, dependiendo la preferencia de cada criterio y luego se normalizan, tal como se muestra en las dos últimas columnas de la Tabla 8.13. Estos representan el mejor y el peor valor que se puede alcanzar para cada criterio, respectivamente.

**Tabla 8.13. Evaluación de las Alternativas. Valores Ideales y Anti-ideales**

	TZ	PG	MG	MO	MP	NA	NE	VR	Ideal	Anti-ideal
CT1	102,31	105,93	97,51	101,69	111,24	104,99	98,73	111,24	97,51	111,24
CT2	5,29	4,80	5,80	5,34	4,80	5,11	5,64	5,05	5,80	4,80
CT3	3	1	1	1	1	1	1	3	3	1
CT4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CT5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CT6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CT7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CS1	13,90	15,30	6,80	10,00	16,40	14,40	7,70	13,10	6,80	16,40
CS2	0,09	0,05	0,13	0,03	0,13	0,09	0,14	0,03	0,03	0,14
CS3	1	1	1	1	1	1	1	3	3	1
CS4	3	3	1	1	3	3	3	3	3	1
CS5	1	3	3	1	3	3	1	1	3	1
CS6	3	5	1	1	3	3	5	5	5	1
CS7	3	3	1	1	3	5	3	3	5	1

VR= Villa del Río;

MG= La Magdalena;

NA= Nuevo Amanecer;

NE= Nueva Esperanza;

TZ= El Tuzal;

MP= Mariano Pérez

MO= La Mora;

PG= El Progreso;

Con los valores de la tabla anterior, se procede a normalizar cada uno de los elementos de la tabla, tal como se ha explicado en el apartado 7.3, y con esto se calculan las distancias  $L_1$  y  $L_\infty$  para cada comunidad (Tabla 8.14). Finalmente, calculado el promedio de ambos valores ( $\alpha = 0,5$ ) se obtiene el orden de prioridad de las comunidades.

**Tabla 8.14. Cálculo de las Distancias**

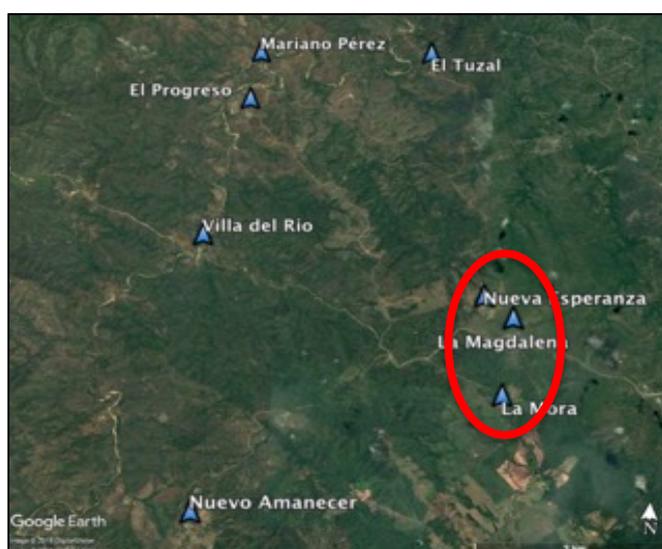
$L_1$	0,351	0,569	0,242	0,382	0,748	0,504	0,270	0,500
$L_\infty$	0,200	0,455	0,159	0,260	0,562	0,373	0,139	0,429
$\alpha \cdot L_1 + (1 - \alpha) \cdot L_\infty$	0,276	0,512	0,200	0,321	0,655	0,439	0,205	0,465
Posición	3	7	1	4	8	5	2	6
	TZ	PG	MG	MO	MP	NA	NE	VR

Para facilitar el análisis de los resultados, el orden jerárquico obtenido se detalla en la Tabla 8.15. Se puede observar que La Magdalena es la primera comunidad que debe ser electrificada, seguida de Nueva Esperanza, El Tuzal, La Mora, Nuevo Amanecer, Villa del Río, El Progreso y, por último, Mariano Pérez.

**Tabla 8.15. Orden de Prioridad**

Alternativas	Orden de prioridad
<i>La Magdalena</i>	1
<i>Nueva Esperanza</i>	2
<i>El Tuzal</i>	3
<i>La Mora</i>	4
<i>Nuevo Amanecer</i>	5
<i>Villa del Río</i>	6
<i>El Progreso</i>	7
<i>Mariano Pérez</i>	8

Cabe señalar que 3 de las primeras cuatro comunidades, se encuentran concentradas a pocos metros de distancia unas de otras (Figura 8.10) y, además, concentran una parte significativa de la demanda. Parece, por tanto, una ordenación lógica.

**Figura 8.10. Mapa de comunidades**

### 8.3.3. Análisis de sensibilidad

Una vez obtenidos los resultados finales, y para finalizar el estudio, se realiza un análisis de sensibilidad que tiene por objetivo analizar la influencia en el orden de prioridad de las comunidades de la variación en la ponderación de los criterios técnicos frente a los sociales. Cabe destacar que todo proceso de toma de decisiones está siempre sujeto a cierta imprecisión, fruto de las dudas propias de la o las personas que toman la decisión.

Los resultados anteriores se han calculado para un peso del 75% para los criterios técnicos y del 25% para los sociales. Por tanto, se pretende ahora ver cómo se modificarían los resultados si esta valoración hubiera sido diferente; lo que podría ocurrir en cualquier otro contexto. En concreto, se propone analizar 11 escenarios diferentes, que van desde darle toda la importancia a los criterios sociales hasta darle toda la importancia a los criterios técnicos, tal y como se muestra en la Tabla 8.16, con incrementos progresivos.

**Tabla 8.16. Análisis de Sensibilidad**

Pesos		Orden de priorización							
Técnico	Social	1	2	3	4	5	6	7	8
0	1	VR	NE	MO	PG	NA	MG	TZ	MP
0	8/9	VR	NE	MO	PG	NA	MG	TZ	MP
1/5	4/5	VR	NE	MO	PG	MG	NA	TZ	MP
1/3	2/3	NE	VR	MO	MG	TZ	PG	NA	MP
2/5	3/5	NE	MO	VR	MG	TZ	NA	PG	MP
1/2	1/2	NE	MO	MG	VR	TZ	NA	PG	MP
3/5	2/5	NE	MO	MG	TZ	VR	NA	PG	MP
2/3	1/3	NE	MO	MG	TZ	VR	NA	PG	MP
4/5	1/5	NE	MG	MO	TZ	VR	NA	PG	MP
8/9	1/9	NE	MG	TZ	MO	NA	VR	PG	MP
1	0	NE	MG	TZ	MO	NA	VR	PG	MP

VR= Villa del Río;

NE= Nueva Esperanza;

MO= La Mora;

MG= La Magdalena;

TZ= El Tuzal;

PG= El Progreso;

NA= Nuevo Amanecer;

MP= Mariano Pérez

Como conclusión, en la Tabla 8.16 se pueden observar las siguientes características:

- La comunidad Nueva Esperanza es la opción que tiende a quedar mejor clasificada, variando entre la primera y la segunda posición. Esto es porque tiene buenas evaluaciones, tanto de los criterios técnicos como de los sociales. En particular, tiene buen recurso eólico y concentración de viviendas. La Mora también obtiene buenas posiciones para todas las ponderaciones, aunque siempre por detrás de Nueva esperanza debido principalmente a la menor cantidad de viviendas.
- La comunidad Mariano Pérez, no varía durante todo el análisis de sensibilidad, posicionándose siempre en último lugar, ya que tiene muy malas valoraciones tanto en los criterios sociales como en los técnicos. En particular, es la comunidad que se encuentra más alejada de otras comunidades electrificadas y presenta el menor recurso eólico. Para Nuevo Amanecer Tenejapa y El Progreso se observan pocas variaciones y no presentan grandes cambios de prioridad, estando siempre en las últimas posiciones de priorización, aunque por delante de Mariano Pérez. Esto es porque no tienen buenas evaluaciones ni de los criterios técnicos ni de los sociales.
- Para Villa del Río, se observa que su nivel de prioridad es mayor, cuando se da más importancia a los criterios sociales; mientras que su prioridad disminuye cuando se da más importancia a los criterios técnicos. Este comportamiento se debe a que tiene muy buenas valoraciones para los criterios sociales. En particular, existe una mayor organización dentro de la comunidad, con una participación activa de la población en las actividades comunitarias.
- Por último, El Tuzal y La Magdalena, a diferencia de Villa del Río y el Progreso, presentan un mejor orden de prioridad a medida se incrementa la importancia de los criterios técnicos, debido a su mejor valoración en éstos que en la parte social.

## **9. CONCLUSIONES**

Existen diferentes estrategias para la planificación de la electrificación rural que utilizan diversas tecnologías para la generación (extensión de la red, generadores diésel, eólica y fotovoltaica) y la distribución (sistemas individuales o microrredes) de la electricidad con el objetivo de ampliar el alcance de este servicio en regiones remotas. Las evaluaciones de planes muestran las fortalezas y limitaciones de cada opción, y que los aspectos sociales, políticos y técnicos son clave para la sostenibilidad de los proyectos. Además, las limitaciones presupuesto pueden requerir ejecutar el plan por fases y no electrificar todas las comunidades a la vez. Así, decidir el mejor plan de electrificación para una región considerando todos estos aspectos, es una tarea compleja. Para dar soporte a la toma de decisiones, en la literatura se utilizando diferentes modelos y herramientas abarcando desde la generación hasta la elección de la mejor estructura de distribución. Sin embargo, las herramientas desarrolladas no siempre permiten ajustarse al contexto local y a las peculiaridades de regiones aisladas, con baja densidad de población y poca demanda de energía, y la prioritariamente consideran criterios técnicos.

En este contexto, se desarrolla esta tesis doctoral de evaluación de planes de electrificación y propuesta una propuesta de planificación considerando criterios técnicos y sociales. El desarrollo del trabajo consta de 5 pasos: una evaluación inicial de planes ya implementados (paso 1), el desarrollo de una propuesta de planificación que consta de 3 etapas (pasos 2, 3 y 4) y una validación de la propuesta de planificación en un caso de estudio (paso 5).

En primer lugar, se propone identificar los aspectos clave que se deben incluir en la propuesta de planificación mediante la evaluación de planes ya implementados. Para ello, se desarrolla una metodología de evaluación que plantea estudiar estrategias de planificación analizándolas en tres niveles: la escala regional de los planes en conjunto, la escala local de diseño detallado de los proyectos y el modelo de gestión de los sistemas de electrificación. Esta metodología de evaluación se aplica al análisis de tres estrategias de electrificación implementadas en Chiapas (México): extensión de la red eléctrica, sistemas fotovoltaicos individuales y microrredes eólico-solares. Así, se concluye que los planes de amplio alcance proveen de electricidad a muchas familias, pero no promueve la participación ni la particularización, limitando las oportunidades de desarrollo. En cambio, los planes pequeños obtienen mejores resultados en cuanto al desarrollo socioeconómico de la población, pero el diseño y los proyectos resulten más costosos. Además, se destaca que la correcta gestión de la operación y mantenimiento es clave para la sostenibilidad de los proyectos.

Entrando ya en la propuesta de planificación desarrollada, en la primera etapa se desarrolla una evaluación regional de la zona de estudio, con objeto de recopilar toda la información necesaria para la implementación del plan de electrificación rural. Esta información se organiza en tres grandes líneas: los datos socioeconómicos tanto de la población como de las comunidades y su entorno; los recursos energéticos para cada una de las tecnologías consideradas, incluyendo el sol, el viento, el diésel y la extensión de la red; y el análisis del

mercado para identificar el coste y las características técnicas de los equipos disponibles. Toda esta información se utiliza en los siguientes dos pasos de la propuesta de planificación.

En la segunda etapa, se propone el diseño de los proyectos de electrificación para cada comunidad de la región de estudio. En concreto, se definen las tecnologías a considerar en cada caso, teniendo en cuenta los criterios de diseño fruto de la evaluación de planes previa. Con este propósito, se utiliza la herramienta IntiGIS, basada en SIG. Esta herramienta permite ayudar en la elección de la tecnología más adecuada (solar, eólica, diésel individual, diésel central, eólico-diésel y conexión a red), a través de la valoración del coste, expresado en términos de coste de electrificación equivalente. Este valor representa el coste por unidad de energía de cada tecnología para cubrir las necesidades eléctricas de la población, teniendo en cuenta su localización y los recursos energéticos de la región. En esta tesis, se usa la herramienta con una resolución más detallada de lo habitual, para poder obtener resultados específicos en cada comunidad.

En la tercera etapa, se procede con la priorización de proyectos; es decir, la clasificación de los proyectos según el orden en que proceder con la electrificación. En concreto, a partir de consultas a expertos y la evaluación de planes previa, se definen 7 criterios técnicos, relacionados con las tecnologías a instalar, y 7 criterios sociales, vinculados a la población y su entorno. Para cada criterio, se determina un indicador que define exactamente cómo evaluarlo, y que se podría en función del país o contexto. A continuación, se ponderan los criterios entre sí con la herramienta AHP, que permite obtener un valor numérico para cada criterio representativo de su importancia respecto a los demás. Por último, se evalúa cada comunidad con respecto a cada criterio, de acuerdo con los indicadores, utilizando la programación compromiso. Esta técnica clasifica las comunidades en función de su cercanía a una solución ideal y devuelve el orden de prioridad para la electrificación.

Finalmente, se valida la propuesta de planificación desarrollada mediante su aplicación a un caso de estudio. En concreto, se trata del programa *Red de comunidades solares de Chiapas* (RECOMSOL) en Chiapas (México), que incluye a 8 comunidades y una población cercana a las 500 personas. El programa está impulsado por investigadores de la UNICACH, quienes participan en el propio desarrollo y validación del trabajo de esta tesis doctoral. Con esta validación, se muestra que la propuesta facilita a los promotores todo el proceso de toma de decisiones en la planificación de electrificación de zonas rurales de países en desarrollo. En concreto, permite interactuar en el proceso, decidir de forma clara y sistematizada, obteniendo resultados validados por los propios promotores de los proyectos.

Como investigación futura, se propone estudiar la posibilidad de ampliar la aplicación de la metodología de evaluación y la propuesta de planificación a nuevos contextos de países en desarrollo. En los últimos años, América Latina está alcanzando cotas de electrificación rural muy elevadas y parece viable un horizonte de plena electrificación a medio plazo. Sin embargo, muchas regiones de Asia y, especialmente, África aún cuenta con millones de personas sin electricidad. En este sentido, manteniendo la misma estructura metodológica, se debería estudiar cómo adaptar los criterios e indicadores propuestos para adecuarse a los

nuevos contextos y países. Asimismo, tecnologías la pequeña hidroeléctrica y una mayor variedad de combinaciones híbridas se podrían incluir para abarcar una mayor variedad de programas de electrificación. Con todo, se espera conseguir una herramienta que pueda ser utilizada por los promotores de la electrificación rural para alcanzar el Objetivo de Desarrollo Sostenible #7: garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

## 10. REFERENCIAS

- Abella, M. (2005). Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autonomos. *Madrid, España.* [15] González D., Rojas A. *Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos. Ciudad del Este, Paraguay.*
- Acheampong, A. O., Erdiaw-Kwasie, M. O., & Abunyewah, M. (2021). Does energy accessibility improve human development? Evidence from energy-poor regions. *Energy Economics*, *96*, 105165. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105165>
- Adebayo, E., Sovacool, B. K., & Imperiale, S. (2013). It's about dam time: Improving microhydro electrification in Tanzania. *Energy for Sustainable Development*, *17*(4), 378–385. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2013.03.003>
- Afonaa-mensah, S., & Asante, D. (2015). Impact of load diversity on the design of isolated grid solar PV systems for rural communities in Ghana. *International Journal of Scientific and Research Publications*, *5*(4), 1–15. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.736.3717&rep=rep1&type=pdf>
- AGECC (Grupo Asesor sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas). (2010). Energy for a Sustainable Future. *The Secretary-General's Advisory Group on Energy and Climate Change, April*, 44. <https://doi.org/DOI: 10.1016/j.enbuild.2006.04.011>
- Ahlborg, H., & Hammar, L. (2014). Drivers and barriers to rural electrification in tanzania and mozambique - grid-extension, off-grid, and renewable energy technologies. *Renewable Energy*, *61*, 117–124. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.09.057>
- Alarcón, J. (2013). Metodología para medir el impacto social (beneficio social) generado por los proyectos de desarrollo social. *Índice del bienestar económico-social-IBES. Swissocial. Center for Social Impact.* <https://mydokument.com/indice-del-bienestar-economico-social-ibes.html>
- Aly, A., Jensen, S. S., & Pedersen, A. B. (2017). Solar Power Potential of Tanzania: Identifying CSP and PV Hot Spots through a GIS Multicriteria Decision Making Analysis. *Renewable Energy*, *113*, 159–175. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.077>
- Alzola, J. A., Vechiu, I., Camblong, H., Santos, M., Sall, M., & Sow, G. (2009). Microgrids project, Part 2: Design of an electrification kit with high content of renewable energy sources in Senegal. *Renewable Energy*, *34*(10), 2151–2159. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.01.013>
- Amador, J., & Domínguez, J. (2005). Application of geographical information systems to rural electrification with renewable energy sources. *Renewable Energy*, *30*(12), 1897–1912. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.12.007>
- Amador, Julio. (2000). Análisis de los parámetros técnicos en la aplicación de los Sistemas de Información Geográfica a la integración regional de las energías renovables en la producción descentralizada de electricidad. Tesis Doctoral. [Universidad Politécnica de Madrid]. En *Tesis Doctoral.* [http://oa.upm.es/147/1/Julio\\_Amador\\_Guerra.pdf](http://oa.upm.es/147/1/Julio_Amador_Guerra.pdf)
- Anderson, D. R., Sweeney, D. J., Williams, T. A., Camm, J. D., & Cochran, J. J. (2018). *An Introduction to Management Science: Quantitative Approach.* Cengage learning. [books.google.com.mx/books?isbn=1337671282](https://books.google.com.mx/books?isbn=1337671282)
- Anderson, T., & Doig A. (2000). Community planning and management of energy supplies - international experience. *The Schumacher Centre for Technology and Development*, 325–331. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(99\)00048-8](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00048-8)
- André, F. J., & Romero, C. (2006). *On the equivalence between compromise programming and the use of composite compromise metrics.* *Working Papers.* <https://ideas.repec.org/p/pab/wpaper/06.33.html>
- Aupetit, B., & Genest, C. (1993). On some useful properties of the Perron eigenvalue of a positive reciprocal matrix in the context of the analytic hierarchy process. *European Journal of Operational Research*, *70*(2), 263–268. [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(93\)90044-N](https://doi.org/10.1016/0377-2217(93)90044-N)
- Aydin, N. Y., Kentel, E., & Duzgun, S. (2010). GIS-based environmental assessment of wind energy systems for spatial planning: A case study from Western Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *14*(1), 364–373. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.023>
- Azimoh, C. L., Klintonberg, P., Mbohwa, C., & Wallin, F. (2017). Replicability and scalability of mini-grid solution to rural electrification programs in sub-Saharan Africa. *Renewable Energy*, *106*, 222–231. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.017>
- Bäck, T., Fogel, D. B., & Michalewicz, Z. (2018). *Evolutionary Computation 1: Basic Algorithms and Operators.*

- En 2018 CRC Press (Ed.), *Bristol and Philadelphia: Institute of Physics Publishing*. (2a ed.). [books.google.com.mx/books?isbn=148226871X](https://books.google.com.mx/books?isbn=148226871X)
- Bahramara, S., Moghaddam, M. P., & Haghifam, M. R. (2016). Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *62*, 609–620. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.039>
- Bala, B. K., & Siddique, S. A. (2009). Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island—Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm. *Energy for Sustainable Development*, *13*(3), 137–142. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2009.07.002>
- Baldivieso, H., Detta, E., Martin, D., & Quintanilla, G. (2012). ¿Es el sector eléctrico una restricción activa al crecimiento económico de Nicaragua?. *Banco Interamericano de Desarrollo, IDB-TN-553*, 34. <http://publications.iadb.org/handle/11319/6043>
- Balint, P. J. (2006). Bringing solar home systems to rural El Salvador: lessons for small NGOs. *Energy Policy*, *34*(6), 721–729. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.07.010>
- Baños, R., Manzano-Agugliaro, F., Montoya, F., Gil, C., Alcayde, A., & Gómez, J. (2011). Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*, 1753–1766. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.008>
- Barnes, D. F. (2005). Draft for Discussion - Meeting the Challenge of Rural Electrification in Developing Nations : The Experience of Successful Programs. *Esmap, March*, 362. <http://siteresources.worldbank.org>
- Barnes, & Foley, G. (2004). Rural Electrification in the Developing World: A summary of Lessons from Successful Programs. *Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), World Bank, Washington, DC, December*, 1–17. [https://fsi-live.s3.us-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/evnts/media/Doug\\_Barnes\\_paper.pdf](https://fsi-live.s3.us-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/evnts/media/Doug_Barnes_paper.pdf)
- Barron, M., & Torero, M. (2014). Electrification and Time Allocation: Experimental Evidence from Northern El Salvador. *Department of Economics, UC Santa Cruz., International Food Policy Research Institution - IFPRI, 63782*. [https://mpira.ub.uni-muenchen.de/63782/1/MPRA\\_paper\\_63782.pdf](https://mpira.ub.uni-muenchen.de/63782/1/MPRA_paper_63782.pdf)
- Basir Khan, M. R., Jidin, R., Pasupuleti, J., & Shaaya, S. A. (2015). Optimal combination of solar, wind, micro-hydro and diesel systems based on actual seasonal load profiles for a resort island in the South China Sea. *Energy*, *82*, 80–97. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.072>
- Baurzhan, S., & Jenkins, G. P. (2016). Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *60*, 1405–1418. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.016>
- Beccali, M., Cellura, M., & Mistretta, M. (2003). Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology. *Renewable Energy*, *28*(13), 2063–2087. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(03\)00102-2](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(03)00102-2)
- Bekele, G., & Tadesse, G. (2012). Feasibility study of small Hydro/PV/Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia. *Applied Energy*, *97*, 5–15. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.059>
- Benayoun, R., de Montgolfier, J., Tergny, J., & Laritchev, O. (1971). Linear programming with multiple objective functions: Step method (stem). *Mathematical Programming*, *1*(1), 366–375. <https://doi.org/10.1007/BF01584098>
- Beyer, H. G., Rüther, R., & Oliveira, S. H. F. (2003). Adding PV-Generators Without Storage To Medium Size Stand Alone Diesel Generator Sets To Support Rural Electrification in Brazil. *ISES Solar World Congress, 1997*, 16–19. <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20568562>
- Bhandari, R., Sessa, V., & Adamou, R. (2020). Rural electrification in Africa – A willingness to pay assessment in Niger. *Renewable Energy*, *161*, 20–29. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.151>
- Bhattacharyya, S. C., & Palit, D. (2021). A critical review of literature on the nexus between central grid and off-grid solutions for expanding access to electricity in Sub-Saharan Africa and South Asia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *141*(February), 110792. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110792>
- Biswas, W. K., Bryce, P., & Diesendorf, M. (2001). Model for empowering rural poor through renewable energy technologies in Bangladesh. *Environmental Science and Policy*, *4*(6), 333–344. [https://doi.org/10.1016/S1462-9011\(01\)00031-4](https://doi.org/10.1016/S1462-9011(01)00031-4)
- Blake, B. M., & Gilboy, C. P. (1993). *Network planning tool* (Patent Núm. US5270919A). Google Patents. [patents.google.com/patent/US5270919A/en](https://patents.google.com/patent/US5270919A/en)

- Blum, N. U., Sryantoro Wakeling, R., & Schmidt, T. S. (2013). Rural electrification through village grids - Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 482–496. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.049>
- Bruck, M., Sandborn, P., & Goudarzi, N. (2018). A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). *Renewable Energy*, 122, 131–139. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.100>
- Čaklović, L., & Radas, S. (2014). Application of potential method to survey analysis. *Mathematical Communications*, 19(2), 397–415. <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84957657962&partnerID=40&md5=ce90b87121a06bfbfa8c2918fea0bb20>
- Calvert, K., Pearce, J. M., & Mabee, W. E. (2013). Toward renewable energy geo-information infrastructures: Applications of GIScience and remote sensing that build institutional capacity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 416–429. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.024>
- Camblong, H., Sarr, J., Niang, a. T., Curea, O., Alzola, J. a., Sylla, E. H., & Santos, M. (2009). Micro-grids project, Part 1: Analysis of rural electrification with high content of renewable energy sources in Senegal. *Renewable Energy*, 34(10), 2141–2150. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.01.015>
- Cândido, G. A., & Cavalcanti, R. F. R. de R. M. (2016). ENERGY SUSTAINABILITY: presentation and discussion of the indicators Gesinaldo. *Holos*, 8, 23. <https://doi.org/10.15628/holos.2016.4556>
- Carrasco, L. M., Narvarte, L., & Lorenzo, E. (2013). Operational costs of A 13,000 solar home systems rural electrification programme. En *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 20, pp. 1–7). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.073>
- Cavallaro, F., & Ciruolo, L. (2005). A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an Italian island. *Energy Policy*, 33(2), 235–244. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00228-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00228-3)
- CEDECAP (Centro de Demostración y Capacitación en Tecnologías Apropriadas). (2006). Curso Internacional de Especialización en Sistemas Fotovoltaicos y Microhidroenergía. *Cajamarca, Perú*.
- Chakrabarti, S. S., & Chakrabarti, S. S. (2002). Rural electrification programme with solar energy in remote region—a case study in an island. *Energy Policy*, 30(1), 33–42. [https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00057-X](https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00057-X)
- Chandrasekar, B., & Kandpal, T. C. (2007). An opinion survey based assessment of renewable energy technology development in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(4), 688–701. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.04.001>
- Chaurey, A., & Kandpal, T. C. (2010a). A techno-economic comparison of rural electrification based on solar home systems and PV microgrids. *Energy Policy*, 38(6), 3118–3129. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.052>
- Chaurey, A., & K, T. C. (2010b). Assessment and evaluation of PV based decentralized rural electrification: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(8), 2266–2278. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.04.005>
- Chowdhury, A. T. A., & Zaman, M. H. (2012). Uses of Alternative forms of Sustainable Energy : Case of Solar Photovoltaic System in the Rural Areas of Bangladesh. *International Journal of Business and Management Tomorrow*, 2(2), 1–10.
- Ciller P, Lumbreras S. Electricity for all: The contribution of large-scale planning tools to the energy-access problem. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 120 (2020) 109624
- CME, G., & MME. (2017). Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. En *Sistema Integral sobre Economía Minera (SINEM)*. [http://www.sgm.gob.mx/Web/SINEM/energeticos/wti\\_brent\\_mme.html](http://www.sgm.gob.mx/Web/SINEM/energeticos/wti_brent_mme.html)
- Corral, B., Domínguez, J., & Serrano, M. (2013). Análisis de competitividad tecnológica para la electrificación rural del Municipio de Enseñana, México. *Informes Técnicos Ciemat.*, 1299, 93.
- Deshmukh, R., Carvallo, J. P., & Gambhir, A. (2013). *Sustainable development of renewable energy mini-grids for energy access: a framework for policy design*. Lawrence Berkeley National Lab.(LBNL), Berkeley, CA (United States). <https://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/1171612>
- Deshmukh, R., Gambhir, A., & Sant, G. (2010). Need to realign India's national solar mission. *Economic and Political Weekly*, 41–50.
- DOF (Diario Oficial de la Federación de México). (2021). Comisión Federal de Electricidad.- CFE. Suministrador de Servicios Básicos. *Secretaría de Gobernación*, 1–48.

- [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5611102&fecha=09/02/2021](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5611102&fecha=09/02/2021)
- Díaz-Balteiro, L., & Romero, C. (2004). In search of a natural systems sustainability index. *Ecological Economics*, 49(3), 401–405.
- Diesendorf, M. (2001). Models of sustainability and sustainable development. *International Journal of Agricultural Resources, Governance and Ecology*, 1(2), 109–123.
- Domenech, B., Ferrer-Martí, L., Lillo, P., Pastor, R., & Chiroque, J. (2014). A community electrification project: Combination of microgrids and household systems fed by wind, PV or micro-hydro energies according to micro-scale resource evaluation and social constraints. *Energy for Sustainable Development*, 23, 275–285. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2014.09.007>
- Domenech, B., Ferrer-Martí, L., & Pastor, R. (2015a). Hierarchical methodology to optimize the design of stand-alone electrification systems for rural communities considering technical and social criteria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 182–196. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.017>
- Domenech, B., Ferrer-Martí, L., & Pastor, R. (2015b). Including management and security of supply constraints for designing stand-alone electrification systems in developing countries. *Renewable Energy*, 80, 359–369. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.033>
- Domenech, B., Ranaboldo, M., Ferrer-Martí, L., Pastor, R., & Flynn, D. (2017). Local and regional microgrid models to optimise the design of isolated electrification projects. *Renewable Energy*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.060>
- Domínguez Bravo, J. (2002). *La integración económica y territorial de las energías renovables y los sistemas de información geográfica*. <https://eprints.ucm.es/id/eprint/4864/>
- Domínguez, J., Pinedo-Pascua, I., & González, J. A. (2008). Herramientas SIG para la integración de energías renovables en electrificación rural. *Inti-GIS. Tecnologías de la Información Geográfica para el Desarrollo Territorial., Las Palmas de Gran Canaria*, 552–563.
- Domínguez, Javier, & Amador, J. (2007). Geographical information systems applied in the field of renewable energy sources. *Computers & Industrial Engineering*, 52(3), 322–326. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2006.12.008>
- Domínguez, Javier, & Pinedo, I. (2009). GIS tool for rural electrification with renewable energies in Latin America. *Proceedings of the International Conference on Advanced Geographic Information Systems and Web Services, GEOWS 2009*, 171–176. <https://doi.org/10.1109/GEOWS.2009.25>
- Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. (2005). Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 79, 33–46. <https://doi.org/doi.org/10.1016/j.solener.2004.10.004>
- Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. (2011). *iHOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) software*. Free software available at [www.unizar.es/rdufo](http://www.unizar.es/rdufo). [www.unizar.es/rdufo](http://www.unizar.es/rdufo)
- Dugoua, E., Liu, R., & Urpelainen, J. (2017). Geographic and socio-economic barriers to rural electrification: New evidence from Indian villages. *Energy Policy*, 106(February), 278–287. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.048>
- Ehrlich, R. (2013). *Renewable energy: a first course*. CRC Press.
- Ekren, B. Y., & Ekren, O. (2009). Simulation based size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage under various load and auxiliary energy conditions. *Applied Energy*, 86(9), 1387–1394. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.12.015>
- Escobar, R., & Vilar, D. (2012). Promoting and Improving Renewable Energy Projects Through Local Capacity Development. Modeling and optimization of renewable energy systems. En D. A. Şencan (Ed.), *Modeling and optimization of renewable energy systems* (7a ed.). InTech. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.029>
- Fadaeenejad, M., Radzi, M. A. M., Abkadir, M. Z. A., & Hizam, H. (2014). Assessment of hybrid renewable power sources for rural electrification in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 299–305. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.003>
- FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación). (2013). *Safa para la evaluación de la sostenibilidad*. [www.fao.org/nr/sustainability/se-hace-camino-al-andar/es](http://www.fao.org/nr/sustainability/se-hace-camino-al-andar/es)
- Ferrer-Martí, L., Domenech, B., A., G.-V., & Pastor, R. (2013). A MILP model to design hybrid wind-photovoltaic isolated rural electrification projects in developing countries. *European Journal of Operational Research*, 226(2), 293–300. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2012.11.018>

- Ferrer-Martí, L., Garwood, A., Chiroque, J., Ramirez, B., Marcelo, O., Garfi, M., & Velo, E. (2012). Evaluating and comparing three community small-scale wind electrification projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*(7), 5379–5390. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.015>
- Fisher-Vanden, K., Mansur, E. T., & Wang, Q. (Juliana). (2015). Electricity shortages and firm productivity: Evidence from China's industrial firms. *Journal of Development Economics*, *114*, 172–188. <https://doi.org/10.1016/j.jdeveco.2015.01.002>
- Foley, A. M., Leahy, P. G., Marvuglia, A., & McKeogh, E. J. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, *37*(1), 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.05.033>
- Fried, S., & Lagakos, D. (2021). Rural electrification, migration and structural transformation: Evidence from Ethiopia. *Regional Science and Urban Economics*, *December*, 103625. <https://doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2020.103625>
- Gerlach, A. K., Gaudchau, E., Cader, C., & Breyer, C. (2013). Comprehensive country ranking for renewable energy based mini-grids providing rural off-grid electrification. *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, September*, 24–28.
- Ghosh, B. S., Singh, A., & Samad, H. (2010). Power and people: the benefits of renewable energy in Nepal. South Asia energy unit. *World Bank, Washington, DC*.
- Gómez-Hernández, D. F., Domenech, B., Moreira, J., Farrera, N., López-González, A., & Ferrer-Martí, L. (2019). Comparative evaluation of rural electrification project plans: A case study in Mexico. *Energy Policy*, *129*(July 2018), 23–33. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.004>
- González-Serrano, A., & Ordoñez-Octavo, R. (2011). Análisis del impacto en la red eléctrica al adicionar nueva capacidad en la CNLV [Universidad Nacional Autónoma de México]. <http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/312?show=full>
- Gross, R., Heptonstall, P., Greenacre, P., Candelise, C., Jones, F., & Castillo Castillo, A. (2014). *Presenting the future: An assessment of future cost estimation methodologies in the electricity sector*.
- Gutierrez-Vera, J. (1992). Options for rural electrification in Mexico. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, *7*(3), 426–433. <https://doi.org/10.1109/60.148562>
- Hafez, O., & Bhattacharya, K. (2012). Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids. *Renewable Energy*, *45*, 7–15. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.087>
- Hansen, U. E., Pedersen, M. B., & Nygaard, I. (2014). Review of Solar PV Market Development in East Africa. *UNEP RisøCentreUNEP RisøCentre Working Paper Series, (UNEP Risø(12))*.
- Hartvigsson, E., Stadler, M., & Cardoso, G. (2018). Rural electrification and capacity expansion with an integrated modeling approach. *Renewable Energy*, *115*, 509–520. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.049>
- Hasan, N. S., Hassan, M. Y., Abdullah, H., Rahman, H. A., Omar, W. Z. W., & Rosmin, N. (2016). Improving power grid performance using parallel connected Compressed Air Energy Storage and wind turbine system. *Renewable Energy*, *96*, 498–508. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.04.088>
- Hdidouan, D., & Staffell, I. (2017). The impact of climate change on the levelised cost of wind energy. *Renewable Energy*, *101*, 575–592. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.003>
- Hernández-Escobedo, Q., Manzano-Agugliaro, F., & Zapata-Sierra, A. (2010). The wind power of Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *14*(9), 2830–2840. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.019>
- Hernández-Escobedo, Q., Rodríguez-García, E., Saldaña-Flores, R., Fernández-García, A., & Manzano-Agugliaro, F. (2015). Solar energy resource assessment in Mexican states along the Gulf of Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *43*, 216–238. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.025>
- Hernández-Escobedo, Q., Saldaña-Flores, R., Rodríguez-García, E. R., & Manzano-Agugliaro, F. (2014). Wind energy resource in Northern Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *32*, 890–914. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.043>
- Hirmer, S., & Cruickshank, H. (2014). The user-value of rural electrification: An analysis and adoption of existing models and theories. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *34*, 145–154. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.005>
- Howarth, R. B. (2004). Discount rates and energy efficiency gap. *Encyclopedia of Energy, Elsevier Inc., 1*, 817–822. <https://doi.org/https://doi.org/10.1111/j.1465-7287.1995.tb00726.x>

- Howells, M. I., Alfstad, T., Victor, D. G., Goldstein, G., & Remme, U. (2005). A model of household energy services in a low-income rural African village. *Energy Policy*, 33(14), 1833–1851. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.02.019>
- Huang, Y., Huang, B., Song, J., Xu, X., Chen, X., Zhang, Z., & Xue, B. (2021). Social impact assessment of photovoltaic poverty alleviation program in China. *Journal of Cleaner Production*, 290, 125208. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125208>
- IEA. (2015). *World Energy Outlook. Executive Summary. International Energy Agency: Paris*. <http://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2013SUM.pdf>
- IEA, International Renewable Energy Agency, United Nations Statistics Division, The World Bank, & World Health Organization. (2020). Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2020. *The World Bank*, 176. <https://trackingsdg7.esmap.org/>
- IIE (Instituto de Investigaciones Eléctricas). (2016). “Gerencia de Energías Renovables”. *Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México*. <http://sag01.iie.org.mx/siger>
- Ilskog, E., & Kjellströmb, B. (2008). And then they lived sustainably ever after?—Assessment of rural electrification cases by means of indicators. *Energy Policy*, 36(7), 2674–2684. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2008.03.022>
- INEGI (Instituto Nacional de Estadística y Geografía). (2018). Resultados de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE). Cifras durante el cuarto trimestre de 2018. 1–14.
- INEGI. (2020a). Censo de Población y Vivienda. Viviendas Particulares Habitadas. México. <https://www.inegi.org.mx/temas/vivienda/>
- INEGI. (2020b). Perfil sociodemográfico. Estados Unidos Mexicanos. Censo de Población y Vivivenda 2020. [http://www.inegi.org.mx/prod\\_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/censos/poblacion/2020/perfil\\_socio/uem/702825047610\\_1.pdf](http://www.inegi.org.mx/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/censos/poblacion/2020/perfil_socio/uem/702825047610_1.pdf)
- Innovation Energie Développement, & IED. (2013). Low Carbon Mini Grids - “Identifying the gaps and building the evidence base on low carbon mini-grids”. En Department for International Development (DfID). <http://hrdhrd98342013010>
- IRENA (The International Renewable Energy Agency). (2013). International Off-grid Renewable Energy Conference. Key Findings and Recommendation. International Renewable Energy Agency. [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IOREC\\_Key](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IOREC_Key)
- Islas, J., Manzini, F., & Martínez, M. (2004). CO2 mitigation costs for new renewable energy capacity in the Mexican electricity sector using renewable energies. *Solar Energy*, 76(4), 499–507. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.06.001>
- Ismail, M. S., Moghavvemi, M., & Mahlia, T. M. I. (2013). Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate. *Energy Conversion and Management*, 69, 163–173. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.02.005>
- Jacobson, A. (2007). Connective Power: Solar Electrification and Social Change in Kenya. *World Development*, 35(1), 144–162. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2006.10.001>
- Jagu, D., Pugazenthi, D., & Kishore, V. V. N. (2014). Application of Multi-criteria Decision Aids for Selection of Off-Grid Renewable Energy Technology Solutions for Decentralised Electrification. En *Mini-grids for Rural Electrification of Developing Countries* (pp. 283–311). Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-04816-1>
- Javadi, F. S. S., Rismanchi, B., Sarraf, M., Afshar, O., Saidur, R., Ping, H. W. W., & Rahim, N. a. a. (2013). Global policy of rural electrification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 402–416. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.053>
- Johnston, K., Ver Hoef, J. M., Krivoruchko, K., & Lucas, N. (2001). *Using ArcGIS geostatistical analyst* (Vol. 380). Esri Redlands.
- Kaijuka, E. (2007). GIS and rural electricity planning in Uganda. *Journal of Cleaner Production*, 15(2), 203–217. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2005.11.057>
- Kaldellis, J. K., & Zafirakis, D. (2012). Optimum sizing of stand-alone wind-photovoltaic hybrid systems for representative wind and solar potential cases of the Greek territory. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 107–108, 169–178. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2012.04.013>
- Kebede, K. Y., & Mitsufuji, T. (2017). Technological innovation system building for diffusion of renewable

- energy technology : A case of solar PV systems in Ethiopia. *Technological Forecasting & Social Change*, 114, 242–253. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2016.08.018>
- Keller, S., Naciri, S., Nejmi, A., & Dos Ghali, J. (2007). Simulation-based decision support tool for electrification of isolated areas using a network with multiple renewable sources. *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on*, 1–8. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2007.384177>
- Kemausuor, F., Adkins, E., Adu-Poku, I., Brew-Hammond, A., & Modi, V. (2014). Electrification planning using Network Planner tool: The case of Ghana. *Energy for Sustainable Development*, 19, 92–101. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2013.12.009>
- Khare, V., Nema, S., & Baredar, P. (2016). Solar–wind hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 23–33. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.223>
- Khodayar, M. E. (2017). Rural electrification and expansion planning of off-grid microgrids. *The Electricity Journal*, 30(4), 68–74. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.04.004>
- Kusakana, K., & Vermaak, H. J. (2013). Hydrokinetic power generation for rural electricity supply: Case of South Africa. *Renewable Energy*, 55, 467–473. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.12.051>
- Lallement, D. M., Terrado, E. N., & Zhang, Y. (2006). Empowering information and communication technologies in isolated areas: Learning from the solar-net villages program in honduras. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(1), 46–53. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.08.002>
- Lambert, T. W., & Hittle, D. C. (2000). Optimization of autonomous village electrification systems by simulated annealing. *Solar Energy*, 68(1), 121–132. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(99\)00040-7](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(99)00040-7)
- Leary, J., While, A., & Howell, R. (2012). Locally manufactured wind power technology for sustainable rural electrification. *Energy Policy*, 43, 173–183. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.053>
- Lee, K., Brewer, E., Christiano, C., Meyo, F., Miguel, E., Podolsky, M., Rosa, J., & Wolfram, C. (2016). Electrification for “ Under Grid ” households in Rural Kenya. *Development Engineering*, 1, 26–35. <https://doi.org/10.1016/j.deveng.2015.12.001>
- Lee, N. C., & Leal, V. M. S. (2014). A review of energy planning practices of members of the Economic Community of West African States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 202–220. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.044>
- Lemaire, X. (2009). Fee-for-service companies for rural electrification with photovoltaic systems: The case of Zambia. *Energy for Sustainable Development*, 13(1), 18–23. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2009.01.001>
- Léna, G. (2013). *Rural Electrification with PV Hybrid Systems, Overview and Recommendations for Further Deployment*. [http://www.ica-pvps.org/index.php?id=1&eID=dam\\_frontend\\_push&docID=1590](http://www.ica-pvps.org/index.php?id=1&eID=dam_frontend_push&docID=1590)
- Lew, D. J. (2000). Alternatives to coal and candles: Wind power in China. *Energy Policy*, 28(4), 271–286. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(99\)00077-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(99)00077-4)
- Lillo, P., Ferrer-Martí, L., Boni, A., & Fernández-Baldor, Á. (2015). Assessing management models for off-grid renewable energy electrification projects using the Human Development approach: Case study in Peru. *Energy for Sustainable Development*, 25, 17–26. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2014.11.003>
- Linares, P. (2002). Multiple criteria decision making and risk analysis as risk management tools for power systems planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 895–900. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.800991>
- López-González, A., Ferrer-Martí, L., & Domenech, B. (2019). Sustainable rural electrification planning in developing countries: A proposal for electrification of isolated communities of Venezuela. *Energy Policy*, 129(October 2017), 327–338. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.041>
- Luther, J., & Schumacher-Gröhn, J. (1991). *INSEL - A Simulation System for Renewable Electrical Energy Supply Systems BT-Tenth E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference: Proceedings of the International Conference* (pp. 457–460). Springer Netherlands. [https://doi.org/10.1007/978-94-011-3622-8\\_117](https://doi.org/10.1007/978-94-011-3622-8_117)
- Luthra, S., Mangla, S. K., & Kharb, R. K. (2015). Sustainable assessment in energy planning and management in Indian perspective. En *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 47, pp. 58–73). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.007>
- Mahapatra, S., & Dasappa, S. (2012). Rural electrification: Optimising the choice between decentralised renewable energy sources and grid extension. *Energy for Sustainable Development*, 16(2), 146–154. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.01.006>
- Mahmmud, F., Watson, S., Woods, J., Halliday, J., & Hossain, J. (1996). The economic potential for renewable

- energy sources in Karnataka. *Proceedings of EuroSun, 96 Conference, Freiburg, Germany, 1370*, 1465–1469. <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/570771>
- Mainali, B. (2014). *Sustainability of rural energy access in developing countries. Tesis Doctoral*. <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-140949>
- Mainali, B., & Silveira, S. (2015). Using a sustainability index to assess energy technologies for rural electrification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *41*, 1351–1365. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.018>
- Mamaghani, A. H., Escandon, S. S. A., Najafi, B., Shirazi, A., & Rinaldi, F. (2016). Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*, *97*, 293–305. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086>
- Manwell, J. F. F., Rogers, A., Hayman, G., Avelar, C. T. T., McGowan, J. G. G., Abdulwahid, U., & Wu, K. (2006). Hybrid2 - a hybrid system simulation model: theory manual. *Renewable Energy Research Laboratory*, *XI*, 267. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Martínez-Sarmiento, R. A., Domínguez-Bravo, J., & Guerra, J. A. (2013). Tecnologías de información geográfica para la electrificación rural con energías renovables. Caso de estudio: Carchi, Ecuador. *Informes técnicos CIEMAT*, *1298*, 65. <http://documenta.ciemat.es/handle/123456789/108>
- Martínez, D., & Ebenhack, B. (2008). Understanding the role of energy consumption in human development through the use of saturation phenomena. *Energy Policy*, *36*(4), 1430–1435. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.12.016>
- Martínez, E. (1998). Evaluación y decisión multicriterio: Una perspectiva. En *Evaluación y Decisión Multicriterio. Reflexiones y experiencias*. Editorial Universidad de Santiago.
- Mbaka, N. E., Mucho, N. J., & Godpromesse, K. (2010). Economic evaluation of small-scale photovoltaic hybrid systems for mini-grid applications in far north Cameroon. En *Renewable Energy* (Vol. 35, Número 10). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.005>
- Millinger, M., Márlind, T., & Ahlgren, E. O. (2012). Evaluation of Indian rural solar electrification: A case study in Chhattisgarh. *Energy for Sustainable Development*, *16*(4), 486–492. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.08.005>
- Mnassri, M. El, & Leger, A. S. (2010). Stand alone photovoltaic solar power generation system: A case study for a remote location in Tunisia. *Power and Energy Society, IEEE*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5590206>
- Mohammad Rozali, N. E., Wan Alwi, S. R., Ho, W. S., Manan, Z. A., & Klemeš, J. J. (2016). Integration of diesel plant into a hybrid power system using power pinch analysis. *Applied Thermal Engineering*, *105*, 792–798. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.035>
- Mondal, M. A. H., Kamp, L. M., & Pachova, N. I. (2010). Drivers, barriers, and strategies for implementation of renewable energy technologies in rural areas in Bangladesh-An innovation system analysis. *Energy Policy*, *38*(8), 4626–4634. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.018>
- Mondol, J. D., Yohanis, Y. G., & Norton, B. (2007). The impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system. *Renewable Energy*, *32*(1), 118–140. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.05.006>
- Mondol, J. D., Yohanis, Y. G., & Norton, B. (2009). Optimising the economic viability of grid-connected photovoltaic systems. *Applied Energy*, *86*(7–8), 985–999. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.10.001>
- Monteiro, C., Saraiva, J. T., & Miranda, V. (1998). Evaluation of electrification alternatives in developing countries-the Solargis tool. *Electrotechnical Conference, 1998. MELECON 98., 9th Mediterranean*, *2*, 1037–1041. <https://doi.org/10.1109/MELCON.1998.699387>
- Munarriz-Antona, D. (2013). *Construction of a wind turbine and a charger controller*. <https://hdl.handle.net/2454/7469>
- Mundo-Hernández, J., De Celis Alonso, B., Hernández-Álvarez, J., & De Celis-Carrillo, B. (2014). An overview of solar photovoltaic energy in Mexico and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *31*, 639–649. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.029>
- Muselli, M., Poggi, P., Nottton, G., & Louche, A. (2001). First order Markov chain model for generating synthetic 'typical days' series of global irradiation in order to design photovoltaic stand alone systems. *Energy Conversion and Management*, *42*(6), 675–687. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00090-X](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00090-X)

- Namaganda-Kiyimba, J., & Mutale, J. (2020). Gender Considerations in Load Estimation for Rural Electrification. *2020 IEEE Conference on Technologies for Sustainability, SusTech 2020*. <https://doi.org/10.1109/SusTech47890.2020.9150501>
- Narula, S. A., & Bhattacharyya, S. (2017). Off-grid electricity interventions for cleaner livelihoods: A case study of value chain development in Dhenkanal district of Odisha. *Journal of Cleaner Production*, *142*, 191–202. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.07.176>
- Nässén, J., Evertsson, J., & Andersson, B. A. (2002). Distributed power generation versus grid extension: An assessment of solar photovoltaics for rural electrification in Northern Ghana. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *10*(7), 495–510. <https://doi.org/10.1002/pip.439>
- Nema, P., Nema, R. K., & Rangnekar, S. (2009). A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *13*(8), 2096–2103. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.10.006>
- Ngowi, J. M., Bångens, L., & Ahlgren, E. O. (2019). Benefits and challenges to productive use of off-grid rural electrification: The case of mini-hydropower in Bulongwa-Tanzania. *Energy for Sustainable Development*, *53*, 97–103. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.10.001>
- Nguyen, K. Q. (2007). Alternatives to grid extension for rural electrification: Decentralized renewable energy technologies in Vietnam. *Energy Policy*, *35*(4), 2579–2589. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.004>
- Nieuwenhout, F. D. J., van Dijk, A., Lasschuit, P. E., Van Roekel, G., Van Dijk, V. A. P., Hirsch, D., Arriaza, H., Hankins, M., Sharma, B. D., & Wade, H. (2001). Experience with solar home systems in developing countries: a review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *9*(6), 455–474. <https://doi.org/10.1002/pip.392>
- Njoh, A. J. (2021). Renewable energy as a determinant of inter-country differentials in CO2 emissions in Africa. *Renewable Energy*, *172*, 1225–1232. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.096>
- Nkumbe, R. (2019). *Overcoming the Challenges of Rural Electrification in Cameroon Through Stakeholders' Participation in Policy Making* [Thesis, PAUWE]. <http://repository.pauwes-cop.net/handle/1/312>
- Nouni, M. R., Mullick, S. C., & Kandpal, T. C. (2006). Photovoltaic projects for decentralized power supply in India: A financial evaluation. *Energy Policy*, *34*(18), 3727–3738. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.08.015>
- Obi, M., Jensen, S. M., Ferris, J. B., & Bass, R. B. (2017). Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *67*, 908–920. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.043>
- Ochoa Ramón, J. L. (2009). *Criterios de evaluación y análisis de alternativas para el diseño de proyectos de electrificación rural con energía eólica y solar en países en desarrollo*. <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/11564#YKDH9IWNYI4.mendeley>
- Orrell, A., & Foster, N. (2015). *2014 Distributed Wind Market Report*. U.S. Department of Energy (Número August). [http://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/2014-Distributed-Wind-Market-Report-8.7\\_0.pdf](http://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/2014-Distributed-Wind-Market-Report-8.7_0.pdf)
- Ortega-Arriaga, P., Babacan, O., Nelson, J., & Gambhir, A. (2021). Grid versus off-grid electricity access options: A review on the economic and environmental impacts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *143*(March), 110864. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110864>
- Osorio-Gómez, J. C., & Orejuela-Cabrera, J. P. (2008). El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) y la Toma de Decisiones Multicriterio. Ejemplo de Aplicación. *Scientia Et Technica*, *XIV*(39), 247–252. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110864>
- Ould Bilal, B., Sambou, V., Ndiaye, P. A., Kébé, C. M. F., & Ndongu, M. (2010). Optimal design of a hybrid solar-wind-battery system using the minimization of the annualized cost system and the minimization of the loss of power supply probability (LPSP). *Renewable Energy*, *35*(10), 2388–2390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.004>
- Ouyang, X., & Lin, B. (2014). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*, *70*, 64–73. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.03.030>
- Ozoegwu, C. G., & Akpan, P. U. (2021). A review and appraisal of Nigeria's solar energy policy objectives and strategies against the backdrop of the renewable energy policy of the Economic Community of West African States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *143*(March), 110887.

- <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110887>
- Palit, D., & Bandyopadhyay, K. R. (2016). Rural electricity access in South Asia: Is grid extension the remedy? A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 1505–1515. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.034>
- Parra, M. A. R. A., Terol, A. B., Pérez, B., & Victoria Mªand Uría, R. (2002). Aplicación de la Programación Compromiso a la gestión de listas de espera quirúrgicas de un hospital público. *Estudio de Economía Aplicada*, 20, 317–330. <https://www.redalyc.org/pdf/301/30120212.pdf>
- Parrondo-Pons, J. (2012). *Planificación integrada de electrificación de comunidades rurales aisladas (CRA) mediante sistemas de información geográfica (SIG) aplicada a la isla de santo Tomé* [Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, España]. <https://doi.org/https://doi.org/10.3329/jsr.v1i1.29480>
- Peskett, L. (2011). The history of mini-grid development in developing countries. *Global Village Energy Partnership*, 3 Suppl 1(1119168), 143–146. <https://doi.org/10.1080/17441690801900654>
- Pinedo Pascua, I. (2010). *IntiGIS: Propuesta metodológica para la evaluación de alternativas de electrificación rural basada en SIG. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid*. (Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas [CIEMAT]).
- PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo). (2019). *Informe Anual 2019*. 39.
- Pohekar, S. D., & Ramachandran, M. (2004). Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(4), 365–381. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2003.12.007>
- Pokharel, S., & Chandrashekar, M. (1998). A multiobjective approach to rural energy policy analysis. *Energy*, 23(4), 325–336. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(97\)00103-5](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(97)00103-5)
- Poudel, R. C. (2013). Quantitative decision parameters of rural electrification planning: A review based on a pilot project in rural Nepal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 291–300. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.032>
- Prodhan, M. M. H., Talukder, A., Huq, M. F., & Aditya, S. K. (2017). Design, Analysis and Performance Study of PV-Wind-Diesel Generator Hybrid Power System for a Hilly Region Khagrachari of Bangladesh. *Journal of Scientific Research*, 9(1), 57–66. <https://doi.org/https://doi.org/10.3329/jsr.v1i1.29480>
- Quitow, R. (2015). Assessing policy strategies for the promotion of environmental technologies: A review of India's National Solar Mission. En *Research Policy* (Vol. 44, Número 1, pp. 233–243). North-Holland. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2014.09.003>
- Rahman, M. M., Paatero, J. V., & Lahdelma, R. (2013). Evaluation of choices for sustainable rural electrification in developing countries: A multicriteria approach. *Energy Policy*, 59, 589–599. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.017>
- Ramachandra, T. V., & Shruthi, B. V. (2005). Wind energy potential mapping in Karnataka, India, using GIS. *Energy Conversion and Management*, 46(9–10), 1561–1578. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.07.009>
- Ramli, M. A. M., Bouchekara, H. R. E. H., & Alghamdi, A. S. (2018). Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm. *Renewable Energy*, 121, 400–411. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.058>
- Ramón, M., Sumper, A., Villafafila-Robles, R., Ferrer, J., & Albet, V. (2010). Reducing uncertainties caused by distributed generation in medium voltage network planning. *Sustainable Distribution Asset Management & Financing*, 1–4. <http://www.cired.ir/CIRED2010/pdfs/0047.pdf>
- Ranaboldo, M., Domenech, B., Reyes, G. A., Ferrer-Martí, L., Pastor Moreno, R., & García-Villoria, A. (2015). Off-grid community electrification projects based on wind and solar energies: A case study in Nicaragua. *Solar Energy*, 117, 268–281. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.05.005>
- Ratés Palau, S. (2012). Modelización de los sistemas de electrificación ferroviaria, en corriente alterna y continua, con sistemas recuperadores de energía para el estudio de la eficiencia energética [Universitat Politècnica de Catalunya]. En *TDX (Tesis Doctorals en Xarxa)*. <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/94555#.YKKB6ReVrCNM.mendeley>
- Rey, F. (2005). Planeamiento energético ¿Para qué sirve y cómo se hace?. Publicación del Grupo de prospectiva y planificación de la Comisión Nacional de Energía Atómica. *En CNEA Boletín Energético.*, 8, 15, 11–23.
- Riera, R., Jaramillo, G., Mejía, A., Vilarete, J., & Jiménez, I. (2005). Enfoque prospectivo de las tendencias

- tecnológicas para las redes de distribución eléctrica. *Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey*. <http://www.chi.itesm.mx/investigacion/wp-content/uploads/2013/11/IYD06.pdf>
- Ritchie H. & Roser M. (2019) - "Access to Energy". Published online at OurWorldInData.org. '<https://ourworldindata.org/energy-access>'
- Roberts, J. J., Marotta Cassula, A., Silveira, J. L., da Costa Bortoni, E., & Mendiburu, A. Z. (2018). Robust multi-objective optimization of a renewable based hybrid power system. *Applied Energy*, 223(April), 52–68. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.032>
- Rodríguez, C., & Sarmiento, A. (2010). Sistemas de información geográfica y su aplicación en los proyectos de electrificación rural. En *ECO SOLAR* (Vol. 32).
- Rojas-Zerpa, J. C., & Yusta, J. M. (2015). Application of multicriteria decision methods for electric supply planning in rural and remote areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 557–571. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.139>
- Romero, C. (1993). *Teoría de la decisión multicriterio: conceptos, técnicas y aplicaciones*. (Número 338 ROM).
- Romero, C. (1996). *Análisis de las decisiones multicriterio*.
- Rudnick, H., Mutale, J., Chattopadhyay, D., & Saint, R. (2014). Studies in empowerment: Approaches to rural electrification worldwide. *IEEE Power and Energy Magazine*, 12(4), 35–41. <https://doi.org/10.1109/MPE.2014.2317960>
- Ruiz, B. J., Rodríguez, V., & Bermann, C. (2007). Analysis and perspectives of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil. *Energy Policy*, 35(5), 2989–2994. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.023>
- Saaty, R. W. (1987). The analytic hierarchy process—what it is and how it is used. *Mathematical Modelling*, 9(3–5), 161–176. [https://doi.org/10.1016/0270-0255\(87\)90473-8](https://doi.org/10.1016/0270-0255(87)90473-8)
- Saaty, T. L. (1980). The analytic hierarchy process: planning, priority setting, resources allocation. *New York: McGraw*, 281.
- Saaty, T. L., Peniwati, K., & Shang, J. S. (2007). The analytic hierarchy process and human resource allocation: Half the story. *Mathematical and Computer Modelling*, 46(7), 1041–1053. <https://doi.org/10.1016/j.mcm.2007.03.010>
- San Cristóbal, J. R. (2011). Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: The Vikor method. *Renewable energy*, 36(2), 498–502. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.031>
- Sánchez, A. S., Torres, E. A., & Kalid, R. A. (2015). Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 278–290. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.075>
- Santos Pérez, F. J. (2003). Metodología de ayuda a la decisión para la electrificación rural apropiada en países en vía de desarrollo. En *Universidad Pontificia Comillas, Madrid-España*. <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/5972>
- Sarraf, M., Rismanchi, B., Saidur, R., Ping, H. W., & Rahim, N. A. (2013). Renewable energy policies for sustainable development in Cambodia. En *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 22, pp. 223–229). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.010>
- Schäfer, M., Kebir, N., & Neumann, K. (2011). Research needs for meeting the challenge of decentralized energy supply in developing countries. *Energy for Sustainable Development*, 15(3), 324–329. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2011.07.001>
- Schmid, A. L., & Hoffmann, C. A. A. (2004). Replacing diesel by solar in the Amazon: Short-term economic feasibility of PV-diesel hybrid systems. *Energy Policy*, 32(7), 881–898. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00014-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00014-4)
- SENER (Secretaría de Energía). (2020). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
- Short, W., Packey, D. J., & Holt, T. (1995). *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies*. National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States). <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>
- Shyu, C.-W. (2012). Rural electrification program with renewable energy sources: An analysis of China's Township Electrification Program. *Energy Policy*, 51, 842–853. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.036>

- Silva, S. B., de Oliveira Marco, M. A. G., & Severino, M. M. (2010). Economic evaluation and optimization of a photovoltaic-fuel cell-batteries hybrid system for use in the Brazilian Amazon. *Energy Policy*, 38(11), 6713–6723. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.041>
- Sinha, S., & Chandel, S. S. (2014). Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 192–205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.035>
- Sliz-Szkliniarz, B., & Vogt, J. (2011). GIS-based approach for the evaluation of wind energy potential: A case study for the Kujawsko-Pomorskie Voivodeship. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), 1696–1707. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.045>
- Solargis Team. (1996). *Solargis Handbook. Guidelines for the elaboration of regional integration plans for decentralized electricity production with renewable energies. Final report, European Commission*.
- Stern, N. (2008). The Economics of Climate Change. The American Economic Review. Papers and Proceedings of the One Hundred Twentieth Annual Meeting of the American Economic Association. *Stern Review*, 98(2):1–37. <https://doi.org/10.1257/aer.98.2.1>
- SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment.). (2018). [https://openei.org/wiki/Solar\\_and\\_Wind\\_Energy\\_Resource\\_Assessment\\_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA))
- Systems Europe. (2013). Low Voltage Electrification Analysis and Planning. Software Engineering for Electric Power. En <http://www.systemseurope.be/products/lap.en.php>.
- Taele, B. M., Mokhutsoane, L., & Hapazari, I. (2012). An overview of small hydropower development in Lesotho: Challenges and prospects. *Renewable Energy*, 44, 448–452. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.086>
- Tang, X., & Liao, H. (2014). Energy poverty and solid fuels use in rural China: Analysis based on national population census. *Energy for Sustainable Development*, 23, 122–129. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2014.08.006>
- Taylor, J., Eastwick, C., Lawrence, C., & Wilson, R. (2013). Noise levels and noise perception from small and micro wind turbines. *Renewable Energy*, 55, 120–127. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.11.031>
- Timilsina, G. R., Kurdgelashvili, L., & Narbel, P. A. (2012). Solar energy: Markets, economics and policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 449–465. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.009>
- Torres Pérez, M., Domínguez Bravo, J., Hernández Leyva, C., & Peña Abreu, M. (2021). Freeware GIS tool for the techno-economic evaluation of rural electrification alternatives. *Acta Scientiarum Polonorum Administratio Locorum*, 20(1), 47–58. <https://doi.org/10.31648/aspal.5821>
- Toskano, G. (2005). El Proceso de análisis jerárquico (AHP) como herramienta para la toma de decisiones en la selección de proveedores [Universidad Nacional de San Marcos]. En *Trabajo de grado*. [https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/toskano\\_hg/toskano\\_hg.pdf](https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/toskano_hg/toskano_hg.pdf)
- Trigo, L., & Costanzo, S. (2006). DEA-AHP. Cómo combinar dos metodologías de toma de decisiones. *Iesa*, 30, 15–19. <http://servicios.iesa.edu.ve/portal/EstudiosIESA/DEA-AHT.pdf>
- Uwineza, L., Kim, H. G., & Kim, C. K. (2021). Feasibility study of integrating the renewable energy system in Popova Island using the Monte Carlo model and HOMER. *Energy Strategy Reviews*, 33, 100607. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100607>
- Van-Campen, B., Guidi, D., & Best, G. (2000). Energía solar fotovoltaica para la agricultura y desarrollo rural sostenibles. *Documento de Trabajo sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales*, 3(3), 1–90. <https://doi.org/www.fao.org/sd/spdirect/SPdocuments/fvfulltext.pdf>
- Van Hoesen, J., & Letendre, S. (2010). Evaluating potential renewable energy resources in Poultney, Vermont: A GIS-based approach to supporting rural community energy planning. *Renewable Energy*, 35(9), 2114–2122. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.01.018>
- Vandenbergh, M., Neirac, F.-P., & Turki, H. (1999). A GIS approach for the siting of solar thermal power plants application to Tunisia. *Le Journal de Physique IV*, 9(PR3), 223–228. <https://doi.org/https://doi.org/10.1051/jp4:1999333>
- Vera, I., & Langlois, L. (2007). Energy indicators for sustainable development. *Energy*, 32(6), 875–882. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.08.006>
- Wang, J.-J., Jing, Y.-Y., Zhang, C.-F., & Zhao, J.-H. (2009). Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(9), 2263–2278. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.06.021>

- Wang, J. J., & Yang, D. L. (2007). Using a hybrid multi-criteria decision aid method for information systems outsourcing. *Computers and Operations Research*, 34(12), 3691–3700. <https://doi.org/10.1016/j.cor.2006.01.017>
- Wang, X., Wang, H., & Ahn, S. H. (2021). Demand-side management for off-grid solar-powered microgrids: A case study of rural electrification in Tanzania. *Energy*, 224, 120229. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120229>
- Wassie, Y. T., & Adaramola, M. S. (2021). Socio-economic and environmental impacts of rural electrification with Solar Photovoltaic systems: Evidence from southern Ethiopia. *Energy for Sustainable Development*, 60, 52–66. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.12.002>
- WEO (World Energy Outlook). (2016). *Electricity Access Database*. <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase/>
- Wright, R. M. (2001). Wind energy development in the Caribbean. *Renewable Energy*, 24(3–4), 439–444. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00026-X](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00026-X)
- Xue, J. (2017). Photovoltaic agriculture - New opportunity for photovoltaic applications in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73, 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.098>
- Yadoo, A., & Cruickshank, H. (2012). The role for low carbon electrification technologies in poverty reduction and climate change strategies: A focus on renewable energy mini-grids with case studies in Nepal, Peru and Kenya. *Energy Policy*, 42, 591–602. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.029>
- Yu, P. L. (1973). A Class of Solutions for Group Decision Problems. *Management Science*, 19(8), 936–946. <https://doi.org/10.1287/mnsc.19.8.936>
- Yu, Y. S. W., Sun, D., Zhang, J., Xu, Y., & Qi, Y. (2017). Study on a Pi-type mean flow acoustic engine capable of wind energy harvesting using a CFD model. *Applied Energy*, 189, 602–612. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.022>
- Yue, C.-D., & Wang, S.-S. (2006). GIS-based evaluation of multifarious local renewable energy sources: a case study of the Chigu area of southwestern Taiwan. *Energy Policy*, 34(6), 730–742. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.07.003>
- Zeleny, M. (1973). *Compromise programming in multiple criteria decision making*. (J. L. Cochrane & M. Zeleny (eds.)). University of South Carolina Press, Columbia SC. USA.
- Zhang, X., & Kumar, A. (2011). Evaluating renewable energy-based rural electrification program in western China: Emerging problems and possible scenarios. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 773–779. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.08.023>
- Zvoleff, A., Kocaman, A. S., Huh, W. T., & Modi, V. (2009). The impact of geography on energy infrastructure costs. *Energy Policy*, 37(10), 4066–4078. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.006>