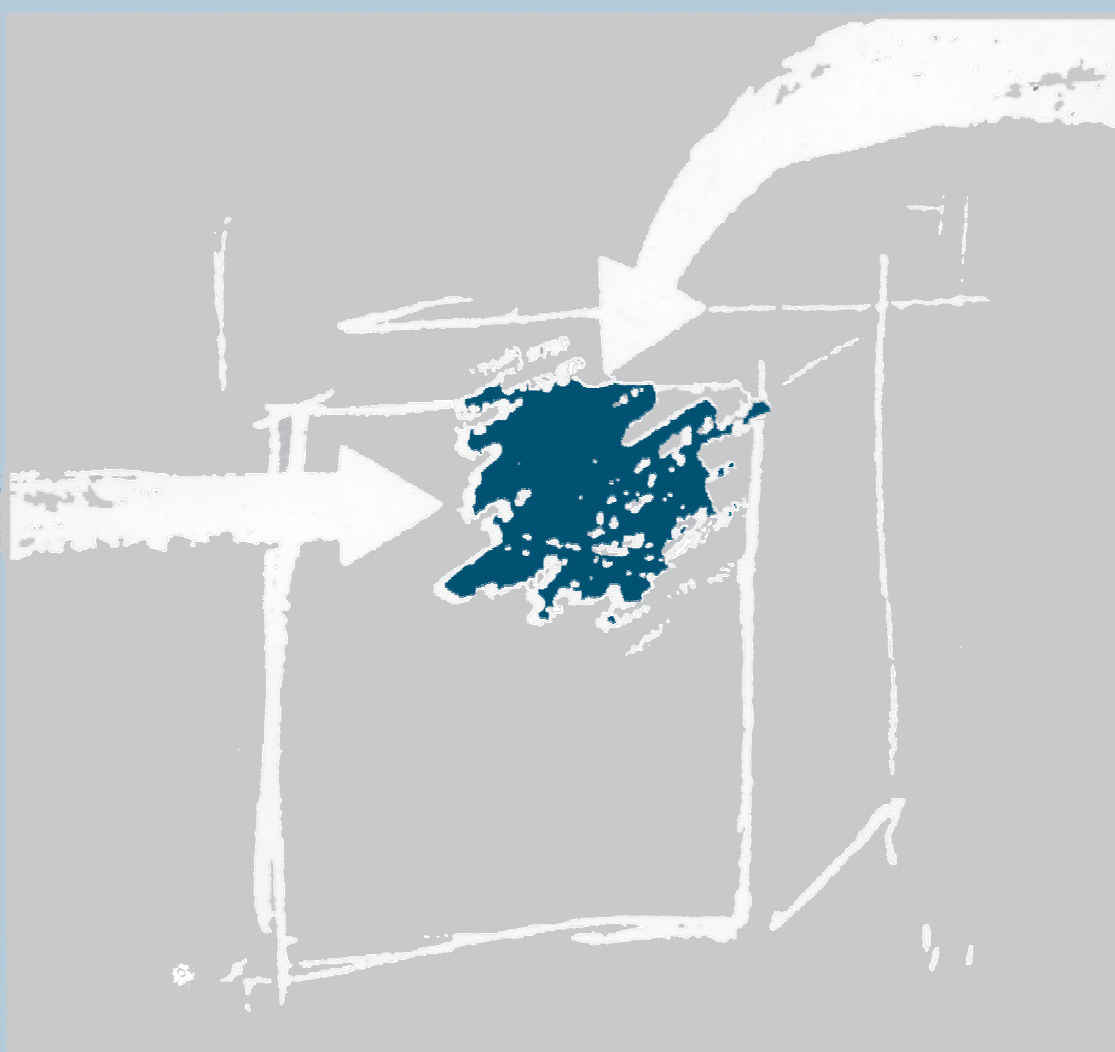


INTIGIS: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL BASADA EN SIG



IRENE PINEDO PASCUA



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE ECONOMÍA
Y COMPETITIVIDAD

Ciemat

Centro de Investigaciones
Energéticas, Medioambientales
y Tecnológicas

INTIGIS: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL BASADA EN SIG

IRENE PINEDO PASCUA

DIRECCIÓN: JAVIER DOMÍNGUEZ

Es propiedad:

EDITORIAL CIEMAT
Avda. Complutense, 40
28040-MADRID
2012

Catálogo general de publicaciones oficiales
<http://www.060.es>

Depósito Legal: M-7651-2012
ISBN: 978-84-7834-676-9
NIPO: 721-12-010-7

El CIEMAT no comparte necesariamente las opiniones y juicios expuestos en este documento,
cuya responsabilidad corresponde únicamente a los autores.

*“We can’t solve problems
by using the same kind of thinking we used when
we created them.”*
Albert Einstein

*“We will make electricity so cheap that
only the rich will burn candles.”*
Thomas Alva Edison

Índice general

Índice general	I
Índice de figuras	V
Índice de tablas	IX
Resumen	XI
Abstract	XIII
Nomenclatura	XV
1 Presentación del tema de investigación	1
1.1 Introducción a la problemática objeto de estudio	1
1.2 Definición de objetivos	3
1.3 Estructura del documento	4
2 Electrificación rural y Sistemas de Información Geográfica	7
2.1 Energía y desarrollo	8
2.1.1 Los servicios energéticos	8
2.1.2 El papel de la energía en el desarrollo	9
2.1.3 Energía y desequilibrios territoriales	11
2.2 Electrificación rural	18
2.2.1 Definición	18
2.2.2 Electrificación y desarrollo	21
2.2.3 Tecnologías de electrificación	22
2.3 Sistemas de Información Geográfica	26
2.3.1 Definición	26
2.3.2 Componentes de un SIG	27
2.3.3 Los objetos geográficos	28
2.3.4 El análisis espacial	30
2.3.5 Los SIG y las energías renovables	30
3 Modelo IntiGIS	37
3.1 Antecedentes metodológicos	38

3.1.1	Solargis I	38
3.1.2	Solargis II	39
3.2	IntiGIS	40
3.3	Definición del escenario de demanda	41
3.3.1	Valores de demanda en electrificación rural	42
3.4	Tecnologías consideradas	43
3.5	Dimensionado de las tecnologías	45
3.5.1	Sistemas de generación	46
3.5.2	Dimensionado de las baterías	51
3.5.3	Factor de carga del inversor	52
3.6	Valoración económica	52
3.6.1	Coste de Electrificación Equivalente (LEC)	53
3.6.2	El factor de actualización	53
3.6.3	Cálculo del LEC	55
4	La aplicación IntiGIS	59
4.1	Herramientas de ayuda a la planificación en electrificación rural	60
4.1.1	Clasificación de las herramientas	60
4.1.2	Herramientas para el diseño y la simulación de la producción	63
4.1.3	Herramientas para el diseño de redes	65
4.1.4	Herramientas para la planificación territorial	67
4.2	La herramienta IntiGIS	70
4.2.1	Objetivos y funcionalidad	70
4.2.2	Usuarios a los que va destinada la aplicación	71
4.2.3	Ambiente de desarrollo y requerimientos del sistema	72
4.2.4	Principales componentes de interacción con el usuario	73
4.3	Utilización de IntiGIS	77
4.3.1	Definición del marco de operación: el proyecto	77
4.3.2	Introducción de los datos	79
4.3.3	Ejecución del análisis	83
4.3.4	Resultados generados por la aplicación	84
4.3.5	Estabilidad de los resultados: análisis de sensibilidad y análisis de sensibilidad espacial	87
5	Validación del modelo y casos de estudio	95
5.1	Introducción	96
5.2	Municipio de Guamá, Cuba	101
5.2.1	Contexto geográfico	101
5.2.2	Datos de entrada y fuentes de información utilizadas	104
5.2.3	Resultados obtenidos	111

5.2.4	Análisis de sensibilidad espacial	115
5.3	Municipio de Cobán, Guatemala	122
5.3.1	Contexto geográfico	122
5.3.2	Datos de entrada y fuentes de información utilizadas	124
5.3.3	Resultados obtenidos	128
5.3.4	Análisis de sensibilidad espacial	130
5.4	Municipio de Acandí, Colombia	137
5.4.1	Contexto geográfico	137
5.4.2	Datos de entrada y fuentes de información utilizadas	138
5.4.3	Resultados obtenidos	144
5.4.4	Análisis de sensibilidad espacial	147
5.5	Conclusiones	153
6	Conclusiones	155
6.1	Conclusiones y aportaciones	155
6.2	Líneas de investigación futuras	156
	Lista de acrónimos	159
A	Resultados para el caso de estudio de Guamá, Cuba	161
B	Resultados para el caso de estudio de Cobán, Guatemala	175
C	Resultados para el caso de estudio de Acandí, Colombia	187
	Bibliografía	201

Índice de figuras

Figura 2.1	Consumo per cápita de energía primaria, 2007	12
Figura 2.2	Relación entre el IDH y el consumo energético per cápita	13
Figura 2.3	Relación entre consumo de energía final e ingresos	15
Figura 2.4	Escalera de la energía	16
Figura 2.5	Consumo de electricidad per cápita, 2007	17
Figura 2.6	Componentes de un Sistema de Información Geográfica.	28
Figura 2.7	Modelos de datos: vectorial y ráster	30
Figura 3.1	Modelo SOLARGIS I.	39
Figura 3.2	Aplicación de SOLARGIS I en Andalucía Oriental	39
Figura 3.3	Modelo SOLARGIS II	40
Figura 3.4	Curva de potencia y factor de capacidad del aerogenerador de referencia. .	49
Figura 4.1	Interfaz de usuario.	73
Figura 4.2	Barra de menús.	73
Figura 4.3	Barra de iconos en estado inicial.	74
Figura 4.4	Barra de iconos una vez se han cargado las capas necesarias.	75
Figura 4.5	Barra de herramientas de visualización.	75
Figura 4.6	Barra de herramientas para la gestión de las capas.	75
Figura 4.7	Fichero de ayuda de IntiGIS.	76
Figura 4.8	Pestañas de la ventana de preferencias.	77
Figura 4.9	Calculadora de demanda.	78
Figura 4.10	Ventanas para acceder al asistente de generación de mapas.	81
Figura 4.11	Ventanas para la entrada de parámetros técnicos y económicos.	82
Figura 4.12	Ejemplo de informe en formato PDF	85
Figura 4.13	Ejemplo de gráficos comparativos con los resultados para una comunidad tipo.	86
Figura 4.14	Ventana para la definición del análisis de sensibilidad.	88
Figura 4.15	Resultados del análisis de sensibilidad por tecnología	89
Figura 4.16	Resultados del Análisis de sensibilidad por variable	89
Figura 4.17	Ventana para la definición del análisis de sensibilidad espacial para una tecnología.	90
Figura 4.18	Ejemplo de resultados numéricos en el ASE para una tecnología	91

Figura 4.19	Ejemplo de resultados gráficos en el ASE para una tecnología	91
Figura 4.20	Ventana para la definición del análisis de sensibilidad espacial para una tecnología.	91
Figura 4.21	Ejemplo de resultados gráficos en el ASE	92
Figura 4.22	Ejemplo de resultados gráficos en el ASE	93
Figura 5.1	Radiación solar media anual en plano inclinado en Sudamérica	96
Figura 5.2	Población sin acceso a la electricidad en Lationamérica. 2008	98
Figura 5.3	Localización del municipio de Guamá, Cuba	102
Figura 5.4	Comunidades electrificadas y no electrificadas en Guamá, Cuba	103
Figura 5.5	Mapa del recurso solar en Guamá, Cuba	106
Figura 5.6	Fotografía de la línea de media tensión en Guamá, Cuba	107
Figura 5.7	Mapa de la distancia a la red de media tensión. Guamá, Cuba	107
Figura 5.8	Mapa de la densidad de demanda. Guamá, Cuba	108
Figura 5.9	Gráfico comparativo de los valores de LEC resultantes en una comunidad tipo en el municipio de Guamá, Cuba.	112
Figura 5.10	Mapa de Guamá con el resultado para el caso de referencia	114
Figura 5.11	Sensibilidad del LEC fotovoltaico.	115
Figura 5.12	Sensibilidad del LEC eólico.	116
Figura 5.13	Sensibilidad del LEC diésel individual.	116
Figura 5.14	Sensibilidad del LEC diésel central.	117
Figura 5.15	Sensibilidad del LEC conexión a red.	117
Figura 5.16	Sensibilidad del LEC eólico diésel.	118
Figura 5.17	Sensibilidad del LEC frente a la variación en la demanda (Guamá)	118
Figura 5.18	Sensibilidad del LEC frente a la variación en la tasa de descuento (Guamá)	119
Figura 5.19	Sensibilidad del LEC frente a la variación en el tiempo de vida de la batería (Guamá)	119
Figura 5.20	Gráfico de ASE de la radiación (Guamá)	120
Figura 5.21	Gráfico de ASE de los costes de inversión en el aerogenerador (Guamá)	120
Figura 5.22	Influencia espacial del coste de inversión del aerogenerador. Guamá, Cuba	121
Figura 5.23	Gráfico de ASE de la tasa de descuento y de la demanda diaria (Guamá)	121
Figura 5.24	Localización del municipio de Cobán, Guatemala	122
Figura 5.25	Comunidades incluidas en el análisis. Cobán, Guatemala	123
Figura 5.26	Fotografías de dos comunidades del municipio de Cobán, Guatemala.	124
Figura 5.27	Mapa del recurso solar en Cobán, Guatemala	125
Figura 5.28	Gráfico comparativo de los valores de LEC resultantes en una comunidad tipo en el municipio de Cobán, Guatemala.	129
Figura 5.29	Sensibilidad del LEC fotovoltaico.	131
Figura 5.30	Sensibilidad del LEC eólico.	132
Figura 5.31	Sensibilidad del LEC diésel individual.	132

Figura 5.32	Sensibilidad del LEC diésel central.	133
Figura 5.33	Sensibilidad del LEC eólico diésel.	133
Figura 5.34	Sensibilidad del LEC frente a la variación en la demanda (Cobán)	134
Figura 5.35	Sensibilidad del LEC frente a la variación en la tasa de descuento (Cobán)	134
Figura 5.36	Sensibilidad del LEC frente a la variación en el coste de los paneles (Cobán)	135
Figura 5.37	Sensibilidad del LEC frente a la variación en el coste del diésel (Cobán)	135
Figura 5.38	Gráfico de ASE de la radiación y velocidad de viento (Cobán)	136
Figura 5.39	Localización del municipio de Acandí, Colombia	137
Figura 5.40	Mapa del recurso solar en Acandí, Colombia	140
Figura 5.41	Mapa de la densidad de demanda en Acandí, Colombia	141
Figura 5.42	Gráfico comparativo de los valores de LEC resultantes en una comunidad tipo en el municipio de Acandí, Colombia.	145
Figura 5.43	Mapa de Acandí con el resultado para el caso de referencia	146
Figura 5.44	Sensibilidad del LEC fotovoltaico.	147
Figura 5.45	Sensibilidad del LEC eólico.	148
Figura 5.46	Sensibilidad del LEC diésel individual.	148
Figura 5.47	Sensibilidad del LEC diésel central.	149
Figura 5.48	Sensibilidad del LEC conexión a red.	149
Figura 5.49	Sensibilidad del LEC eólico diésel.	150
Figura 5.50	Sensibilidad del LEC frente a la variación en la tasa de descuento (Acandí)	150
Figura 5.51	Sensibilidad del LEC frente a la variación en la demanda (Guamá)	151
Figura 5.52	Sensibilidad del LEC frente a la variación en el rendimiento de la batería (Acandí)	151
Figura 5.53	Sensibilidad del LEC frente a la variación los costes de inversión de la red de MT (Acandí)	151
Figura 5.54	Influencia espacial de la demanda, Acandí, Colombia	152
Figura 5.55	Gráfico de ASE de la demanda (Acandí)	152
Figura A.1	Mapa del LEC del sistema fotovoltaico individual. Guamá, Cuba	162
Figura A.2	Mapa del LEC del sistema eólico individual. Guamá, Cuba	163
Figura A.3	Mapa del LEC del sistema diésel central. Guamá, Cuba	164
Figura A.4	Mapa del LEC del sistema eólico diésel. Guamá, Cuba	165
Figura A.5	Mapa del LEC de la conexión a red. Guamá, Cuba	166
Figura B.1	Mapa del LEC del sistema fotovoltaico individual. Cobán, Guatemala	176
Figura B.2	Mapa del LEC del sistema eólico individual. Cobán, Guatemala	177
Figura B.3	Mapa del LEC del sistema diésel central. Cobán, Guatemala	178
Figura B.4	Mapa del LEC del sistema eólico diésel. Cobán, Guatemala	179
Figura C.1	Mapa del LEC del sistema fotovoltaico individual. Acandí, Colombia.	188
Figura C.2	Mapa del LEC del sistema diésel central. Acandí, Colombia	189

Figura C.3 Mapa del LEC del sistema eólico diésel. Acandí, Colombia 190

Figura C.4 Mapa del LEC de la conexión a red. Acandí, Colombia 191

Índice de tablas

Tabla 2.1	Acceso a la electricidad. Año 2008	18
Tabla 2.2	Elementos que caracterizan la electrificación rural y urbana	19
Tabla 2.3	Población rural y tendencias de electrificación a nivel mundial	20
Tabla 2.4	Comparación de las diferentes opciones de electrificación	24
Tabla 2.5	Aplicación de los SIG a la generación distribuida para la electrificación rural.	35
Tabla 3.1	Sistemas tecnológicos considerados en IntiGIS	43
Tabla 4.1	Herramientas de planificación empleadas en electrificación rural	62
Tabla 4.2	Comparación de varias herramientas para el diseño y la simulación de la producción	63
Tabla 4.3	Variables de entrada	83
Tabla 5.1	Acceso a la electricidad en países de Latinoamérica. Año 2008	97
Tabla 5.2	Consumo diario estimado en una comunidad tipo electrificada con generador diésel en Guamá, Cuba	104
Tabla 5.3	Consumo diario estimado en una comunidad tipo electrificada con SEN en Guamá, Cuba	105
Tabla 5.4	Variables de entrada: caso de estudio Guamá (Cuba)	109
Tabla 5.5	Valor del LEC por tecnología en una comunidad tipo en Guamá, Cuba . . .	111
Tabla 5.6	Variación espacial del LEC por tecnología en Guamá, Cuba	113
Tabla 5.7	Gasto en energía por vivienda en Cobán, Guatemala	124
Tabla 5.8	Consumo diario estimado en una comunidad tipo. Cobán, Guatemala . . .	124
Tabla 5.9	Población en las comunidades de estudio Cobán, Guatemala	126
Tabla 5.10	Variables de entrada: caso de estudio Cobán (Guatemala)	127
Tabla 5.11	Valor del LEC por tecnología en una comunidad tipo en Cobán, Guatemala	129
Tabla 5.12	Variación espacial del LEC por tecnología en Cobán, Guatemala	130
Tabla 5.13	Demanda diaria de electricidad estimada por vivienda en ZNI, Colombia .	138
Tabla 5.14	Demanda diaria de electricidad estimada por tamaño de comunidad en la zona Atlántica, Colombia	139
Tabla 5.15	Variables de entrada: caso de estudio Acandí (Colombia)	143
Tabla 5.16	Valor del LEC por tecnología en una comunidad tipo en Acandí, Colombia	144
Tabla 5.17	Variación espacial del LEC por tecnología en Acandí, Colombia	146

Resumen

En la actualidad, 1500 millones de personas, mayoritariamente en países en vías de desarrollo, no tiene acceso a la electricidad en sus hogares y, en consecuencia, no disponen de iluminación eléctrica ni de ningún otro servicio que dependa de la disponibilidad de este bien.

En el año 2002 la *Cumbre Mundial para el Desarrollo Sostenible* celebrada en Johannesburgo situó el tema de la energía en el centro del debate, reiterando la importancia de un modelo de desarrollo energético sostenible y resaltando el papel preponderante que el acceso a la energía tiene en la erradicación de la pobreza y en la consecución de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM). En el Plan de Implementación que siguió a la Cumbre se recomendaba la mejora en el acceso a servicios y recursos energéticos fiables, de costo razonable, económicamente viables, socialmente aceptables y ecológicamente racionales, que tuvieran en cuenta las particularidades y circunstancias de cada país, por diversos medios como la electrificación rural y el incremento de la eficiencia energética.

La distribución de las fuentes de energía renovable, a escala planetaria, es mucho más amplia que la de las fuentes convencionales o fósiles. Sin embargo, su potencial económico se ve afectado por un gran número de restricciones, incluyendo la competencia que establece su explotación con otros usos del suelo, la irregularidad y las fluctuaciones en el recurso, así como varios aspectos de origen medioambiental. Las energías renovables son especialmente adecuadas para las aplicaciones descentralizadas en zonas aisladas de los países en vías de desarrollo.

Los proyectos de electrificación rural exigen la consideración de los aspectos geográficos, sociales y económicos que caracterizan las comunidades destino. El realizar un estudio de este tipo exige por tanto la evaluación de la demanda, la determinación de los recursos renovables y convencionales, la caracterización técnico-económica de las tecnologías disponibles y, por último, la estimación del potencial de cada tecnología. Todas estas tareas están basadas en la disponibilidad y el manejo de una gran cantidad de información de carácter geográfico. Los Sistemas de Información Geográfica se convierten así en una herramienta de gran valor en la evaluación de las diferentes opciones tecnológicas susceptibles de ser seleccionadas en proyectos de electrificación rural.

En este documento se detalla la investigación realizada en el campo de la aplicación de los Sistemas de Información Geográfica a la electrificación rural con energías renovables plasmada en el desarrollo del modelo IntiGIS. Este modelo incluye algoritmos orientados al cálculo del Coste de Electrificación Equivalente (LEC) que permiten, a través de una aplicación SIG que lleva el

mismo nombre que el modelo, evaluar la opción más competitiva para la electrificación de áreas rurales carentes de este servicio. La aplicación incorpora además herramientas de control para valorar la incertidumbre inherente a los resultados, el análisis de sensibilidad espacial, así como otras herramientas SIG típicas para visualizar las salidas tanto a nivel gráfico como numérico. El modelo ha sido validado en varios países latinoamericanos en el marco de proyectos y colaboraciones establecidas por el CIEMAT.

Abstract

Nowadays, 1.5 billion people, mostly in developing countries, have no access to electricity in their homes and, consequently, have no electric lighting or other services that depend on the availability of this good.

During the World Summit on Sustainable Development held in Johannesburg in 2002, the critical role of energy in sustainable development was stated, highlighting how access to energy facilitates the eradication of poverty and the achievement of Millennium Development Goals (MDGs). The Implementation Plan recommended actions to improve access to reliable, affordable, economically viable, socially acceptable and environmentally sound energy services and resources, taking into account national specifications and circumstances, through various means, such as enhanced rural electrification and decentralized energy systems.

The distribution of renewable resources on a global scale, is much broader than that of conventional fossil sources. However, its economic potential is affected by a number of restrictions, including the competition with other land uses, resource fluctuations and environmental concerns. Renewable energies are especially suited for decentralized applications in remote areas of developing countries.

Rural electrification projects require the consideration of the geographical, social and economic characteristics of the target communities. Therefore, performing this type of plans requires the evaluation of renewable and conventional resources, technical and economic characterization of available technologies and, finally, the estimate of each technology potential. All these tasks are based on the availability and management of a large amount of geographic information. Geographic Information Systems thus become a valuable tool in the evaluation of different technological options suitability in rural electrification projects.

This document details the research done in the field of the application of GIS to rural electrification with renewable energies leading to the development of the IntiGIS model. This model is based on algorithms designed to calculate the Levelized Electricity Cost (LEC) and allows, through a GIS application named after the model, the evaluation of the most competitive option for the electrification of rural areas. The application also includes control functions to assess the uncertainty inherent to the results, the spatial sensitivity analysis, and other GIS tools to visualize numeric and graphic outputs. The model has been validated in several Latin American countries in the framework of projects and partnerships developed by CIEMAT.

Nomenclatura

α	Coefficiente de extrapolación vertical de la velocidad del viento	
β	Inclinación del plano del panel	°
η_{A-c}	Eficiencia del acondicionamiento de potencia para un grupo de viviendas	
η_{A-i}	Eficiencia del acondicionamiento de potencia para una vivienda	
η_c	Rendimiento de la batería	
η_{ed}	Eficiencia del sistema eólico diésel	
η_{eo}	Eficiencia del sistema eólico individual (generador + batería)	
η_{fv}	Eficiencia del sistema fotovoltaico (generador + batería)	
η_i	Eficiencia del inversor	
η_{std}	Eficiencia máxima de un módulo fotovoltaico en condiciones estandarizadas	
τ_i	Factor de actualización	
A_{fv}	Área total de los módulos fotovoltaicos	m^2
C_{A-c}	Aportación al LEC de sistemas centralizados de acondicionamiento de potencia	€/kWh · año
C_{A-i}	Aportación al LEC de sistemas individuales de acondicionamiento de potencia	€/kWh · año
C_{BT}	Aportación al LEC de la línea de baja tensión	€/kWh · año
C_{C-dc}	Aportación al LEC diésel central de la acumulación	€/kWh · año
C_{C-di}	Aportación al LEC diésel individual de la acumulación	€/kWh · año
C_{C-ed}	Aportación al LEC eólico diésel de la acumulación	€/kWh · año
C_{CN}	Aportación al LEC conexión a red del coste de conexión (acometida)	€/kWh · año
C_{C-fv}	Aportación al LEC fotovoltaico de la acumulación	€/kWh · año
C_{CT}	Aportación al LEC conexión a red del centro de transformación	€/kWh · año
C_f	Coste del combustible	€/l
C_{F-dc}	Aportación al LEC diésel central del coste de combustible	€/kWh · año
C_{F-di}	Aportación al LEC diésel individual del coste de combustible	€/kWh · año
C_{F-ed}	Aportación al LEC eólico diésel del coste de combustible	€/kWh · año
C_i	Capacidad de la batería	kWh
C_{kWh}	Coste del kWh para el usuario final	€/kWh · año
C_{MT}	Aportación al LEC conexión a de la línea de media tensión	€/kWh · año
co_{f-dc}	Consumo de combustible en el sistema diésel central	l/kWh
co_{f-di}	Consumo de combustible en el sistema diésel individual	l/kWh
C_{rec}	Costes de reconstrucción del motor en sistemas diésel	€/kWh · año
C_{S-dc}	Aportación al LEC diésel central del generador y el resto del sistema	€/kWh · año
C_{S-di}	Aportación al LEC diésel individual del generador y el resto del sistema	€/kWh · año

C_{S-ed}	Aportación al LEC eólico diésel de la turbina y el sistema de control	$€/kWh \cdot año$
C_{S-fv}	Aportación al LEC fotovoltaico del generador y el resto del sistema	$€/kWh \cdot año$
D_{ap}	Demanda media anual por píxel	$kWh/año \cdot píxel$
D_a	Demanda media anual por vivienda	$kWh/año$
D_d	Demanda media diaria por vivienda	$kWh/día$
d_{ed}	Días de autonomía	$días$
d_{eo}	Días de autonomía	$días$
d_{fv}	Días de autonomía	$días$
d_{dc}	Días de autonomía	$días$
d_d	Días de autonomía	$días$
D_{BT}	Distancia máxima de la línea de baja tensión	m
E	Energía media anual producida por una instalación	kWh
E_0	Irradiancia estándar: $1000 W/m^2$	
E_{Ai}	Energía anual a la salida del inversor	$kWh/año$
E_{eo}	Energía producida por un aerogenerador conectado a red	$kWh/año$
E_{fv}	Energía producida por el sistema fotovoltaico	$kWh/año$
FC_{A-c}	Factor de capacidad del inversor en un sistema centralizado	
FC_{A-i}	Factor de capacidad del inversor en un sistema individual	
FC_{dc}	Factor de capacidad del sistema diésel central	
f_{dc}	Coeficiente de diseño en sistemas diésel centrales	
FC_{gr}	Factor de capacidad de la conexión a red	
FC_{di}	Factor de capacidad del sistema diésel individual	
FC_{eo}	Factor de capacidad del sistema eólico individual	
FC_{eo}^0	Factor de capacidad de un sistema eólico conectado a red	
FC_{fv}	Factor de capacidad del sistema fotovoltaico	
f_v	Factor de forma de la curva de carga media por vivienda	
$f(v)$	Probabilidad anual de que el viento tenga la velocidad v	
G	Radiación medial anual global sobre el plano del panel	$h/año$
G_k	Radiación medial anual global sobre el plano del panel	$kW/m^2 \cdot año$
H_{ed}	Altura del buje de la turbina eólica en el sistema eólico diésel	m
H_{eo}	Altura del buje de la turbina eólica en el sistema autónomo	m
H_{ref}	Altura a la que viene dada la velocidad del viento en el mapa eólico	m
I	Costes de inversión	$€$
I_A	Costes de inversión en el acondicionamiento de potencia	$€/kW$
I_{BT}	Costes de inversión en la red de baja tensión	$€/km$
I_C	Costes de inversión en el acumulador	$€/kWh$
I_{CN}	Costes de inversión de acometida	$€/kW$
I_{CT}	Costes de inversión en el centro de transformación	$€/kW$

I_{ed}	Costes de inversión en el sistema eólico diésel	€/kWh
I_{eo}	Costes de inversión en el sistema eólico individual	€/kWh
I_{dc}	Costes de inversión en el sistema diésel central	€/kWh
I_{di}	Costes de inversión en el sistema diésel individual	€/kW
I_{MT}	Costes de inversión en la red de media tensión	€/km
I_{fv}	Costes de inversión en el sistema fotovoltaico	€/kW _p
K	Tasa de descuento	
K_c	Factor de forma de carga media diaria por vivienda	
K_s	Coefficiente de simultaneidad	
n	Tiempo de vida de un proyecto o instalación	años
n_A	Tiempo de vida del acondicionador de potencia	años
n_C	Tiempo de vida del acumulador	años
n_{di}	Tiempo de vida del sistema diésel individual	años
n_{dc}	Tiempo de vida del sistema diésel central	años
n_{ed}	Tiempo de vida del sistema eólico diésel	años
n_{eo}	Tiempo de vida del sistema eólico individual	años
n_{fv}	Tiempo de vida del sistema fotovoltaico	años
n_{gr}	Tiempo de vida de la conexión a red	años
n	Tiempo de vida	años
N_h	Número de viviendas	
OM	Costes de operación y mantenimiento	
OM_A	Costes de operación y mantenimiento acondicionamiento de potencia	€/kW
OM_{BT}	Costes de operación y mantenimiento en la red de baja tensión	€/km
OM_C	Costes de operación y mantenimiento en el acumulador	€/kWh
OM_{CT}	Costes de operación y mantenimiento en el centro de transformación	€/kW
OM_{ed}	Costes de operación y mantenimiento en el sistema eólico diésel	€/kW
OM_{eo}	Costes de operación y mantenimiento en el sistema eólico individual	€/kW
OM_{dc}	Costes de operación y mantenimiento en el sistema diésel central	€/kW
OM_{di}	Costes de operación y mantenimiento en el sistema diésel central	€/kW
OM_{fv}	Costes de operación y mantenimiento en el sistema fotovoltaico	€/kW
OM_{MT}	Costes de operación y mantenimiento en la red de media tensión	€/km
P_{dc}	Potencia total de las viviendas	kW
P_d	Profundidad de descarga considerada	
P_h	Potencia en cada vivienda	kW
P_{di}	Potencia instalada en el sistema diésel individual	kW
P_{eo}	Potencia instalada en el sistema eólico	kW
P_{fv}	Potencia nominal del sistema fotovoltaico	kW
P_i	Potencia del inversor	kW
$P(v)$	Potencia del generador en función de la velocidad de viento	kW
R	Coste de reemplazo de equipos	€

v	Velocidad del viento	m/s
v_{eo}	Velocidad del viento a la altura del buje	m/s
v_{ref}	Velocidad del viento según el mapa eólico	m/s

Presentación del tema de investigación

1.1. Introducción a la problemática objeto de estudio

Alrededor de un tercio de la población mundial no tiene acceso a la energía eléctrica, viviendo la gran mayoría en los países en desarrollo, y principalmente en zonas rurales. La falta de acceso a la electricidad obliga a consumir fuentes alternativas de energía que a menudo tienen un mayor coste, monetario y en términos medioambientales, como las velas, la madera, el queroseno, pequeñas baterías de coches, etc.

Los servicios energéticos son fundamentales para el desarrollo económico y social, y juegan un papel básico en la erradicación de la pobreza, el aseguramiento de la calidad de vida y el desarrollo de las zonas rurales, así como la mejora de las oportunidades para la igualdad de género. La reducción de la pobreza y de la emisión de gases de efecto invernadero con objeto de evitar las consecuencias más adversas del, cada vez más probado, cambio climático son dos de los grandes desafíos del siglo XXI.

La opción más utilizada en los planes de electrificación rural en ámbitos rurales ha sido la extensión de la red existente, conectando asentamientos en orden creciente según los costes de inversión. Esta opción, muy fiable, ha sido descartada en muchas ocasiones debido a la alta inversión necesaria fruto de las grandes distancias que separan los asentamientos, que presentan una demanda escasa y un patrón disperso. Cuando no es posible la extensión de la red, se suelen considerar los sistemas autónomos. Por ejemplo la instalación de sistemas diésel, caracterizados por un alto grado de fiabilidad y una relativamente baja inversión inicial que contrasta con unos costes altos de operación y mantenimiento, lo que en ciertas ocasiones puede limitar o incluso suspender su uso. En estos casos, los sistemas autónomos basados en energías renovables aparecen como una opción atractiva, tanto desde el punto de vista de su adecuación, como de la independencia energética y la reducción de emisiones.

Varias son por tanto las opciones posibles y la elección del sistema más adecuado presenta una gran dificultad, puesto que requiere contemplar multitud de aspectos relativos a las peculiaridades del área. Resulta lógico pensar que cuanto más se adapte el sistema de generación elegido a la realidad de la zona geográfica en la que se implanta, mayor será su perdurabilidad en el tiempo.

Inherente al proceso de evaluación, comparación y decisión en los planes de electrificación rural en países en vías de desarrollo es el hecho de manejar información en diferentes formatos y de diversa naturaleza, que permita obtener una imagen completa de la situación existente en la región objetivo. El proceso incluye por tanto tareas orientadas a la preparación y el análisis de los datos, tratando de que sean compatibles y válidos. Dichas labores son tediosas y gran consumidoras de tiempo y de recursos, viéndose habitualmente comprometidas por la escasez de información, que muchas veces o no está disponible o proviene de fuentes con características tan divergentes que los resultados se ven afectados por un elevado grado de incertidumbre en los datos de partida. Entre otros, los problemas con los que se enfrenta el proceso de toma de decisiones asociado a los programas de electrificación rural en países en vías de desarrollo son:

- dificultad para obtener datos precisos acerca de la demanda eléctrica, tanto la actual como el posible incremento futuro.
- escasez de información actualizada acerca de la localización y tamaño de las comunidades a electrificar, así como de la red eléctrica existente.
- disponibilidad de datos acerca de los recursos, su resolución así como su calidad.

La planificación y la toma de decisiones en base a cálculos realizados de manera manual puede resultar costosa en términos de dinero y de tiempo, resultando además en soluciones no estandarizadas. Los programas o herramientas automatizadas pueden constituir un gran apoyo en este tipo de procesos, reduciendo el tiempo invertido y mejorando la calidad de la aproximación. Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) constituyen una herramienta capaz de adaptar sus funcionalidades y resultados considerando las particularidades presentes en cada punto del espacio. Además son capaces de gestionar y analizar un gran volumen de datos de forma conjunta.

1.2. Definición de objetivos

El objetivo general de esta tesis es *proponer una metodología que evalúe y compare las diversas opciones tecnológicas para la electrificación de comunidades rurales incorporando la realidad territorial de la región objeto de estudio.*

Para el desarrollo de este objetivo general se proponen los siguientes objetivos específicos:

- *Revisar y actualizar el modelo SOLARGIS del grupo de Tecnologías de la Información Geográfica y Energías Renovables (gTIGER) del CIEMAT donde se ha enmarcado la investigación.*

Desde hace más de 15 años, este grupo de investigación está implicado en el diseño, desarrollo y evaluación de modelos, procesos y métodos para la comparación de diferentes tecnologías de generación de electricidad para viviendas y comunidades aisladas. En esta tesis se pretende incorporar innovaciones a la base metodológica existente proponiendo un nuevo modelo, IntiGIS, que permita su adecuación a nuevos lugares de estudio que excedan de los ámbitos geográficos y sociales analizados hasta ahora.

- *Desarrollar una herramienta informática, de fácil manejo, que implemente el nuevo modelo (IntiGIS).*

Se diseñará una aplicación SIG basada en el modelo propuesto, capaz de evaluar multitud de casos y de considerar la realidad geográfica del área de estudio, buscando que sea tan robusta como el modelo que implementa.

- *Evaluar la fiabilidad del modelo mediante la integración de una herramienta específica de análisis de sensibilidad espacial.*

La aplicación dispondrá de un módulo de análisis de sensibilidad espacial totalmente integrado desde el punto de vista operativo, capaz de estimar la influencia que tendrían los cambios en los parámetros de entrada sobre el resultado final, de forma que ocupe una posición importante dentro del modelo engrosando su funcionalidad y alcance, y permitiendo el desarrollo de escenarios de forma sencilla y rápida.

- *Validar y calibrar el modelo mediante el desarrollo de casos de estudio en diferentes ámbitos latinoamericanos.*

El desarrollo de IntiGIS será validado mediante su aplicación en diferentes ámbitos geográficos latinoamericanos con especial atención a comunidades aisladas de regiones subtropicales, donde a las condiciones propias de la ausencia de la electricidad se unen aspectos específicos tanto climáticos como biogeográficos. De especial importancia será la calibración de la herramienta mediante la definición de umbrales de operación de las diferentes variables consideradas en el modelo, procurando compaginar la versatilidad de su uso en diferentes regiones con la selección de valores dentro de un rango realista.

Para alcanzar estos objetivos se propone la estructura de contenidos descrita en el epígrafe siguiente.

1.3. Estructura del documento

Con el fin de alcanzar los objetivos arriba descritos, se trazó un plan de trabajo cuyo desarrollo y conclusiones se describen en el presente documento, estructurado en cuatro bloques temáticos que se corresponden con los capítulos centrales de esta tesis.

En el capítulo 2 se introduce el contexto general en el que se enmarca esta tesis, señalando en la primera parte las relaciones que, según la bibliografía, se establecen entre el acceso a la energía y el desarrollo. Se justifica así la necesidad de realizar propuestas que faciliten el diseño y la elección de tecnologías que sirvan de apoyo al proceso de toma de decisiones en el ámbito de los proyectos orientados a la electrificación de áreas rurales.

El segundo bloque del capítulo 2 describe los conceptos básicos de los Sistemas de Información Geográfica, incluyendo ejemplos de su aplicación en el campo de las energías renovables y de la planificación energética. Con esto se facilitará la comprensión de conceptos que serán utilizados con posterioridad en la descripción de la herramienta diseñada.

El capítulo 3 está centrado en el modelo IntiGIS. Se mostrarán los antecedentes metodológicos y las características principales que han definido cada una de las fases que han marcado su evolución. Se explicarán los algoritmos que forman parte de IntiGIS, orientados a la comparación de diversas opciones tecnológicas en un área geográfica concreta, razonando cómo se resuelve el compromiso entre los objetivos marcados por el modelo, la definición de los parámetros necesarios y su aplicación potencial. Con esto nos referimos al hecho de que este modelo no pretende dar respuesta a la definición detallada de cómo se podría implementar un plan de electrificación rural, que en términos de diseño estaría más próximo al campo de la ingeniería o en términos estrictamente económicos debería incluir análisis mucho más ambiciosos y detallados. El objetivo de IntiGIS es ser capaz de dar una respuesta rápida, evaluando sistemas de generación aislados basados en fuentes convencionales y renovables partiendo de parámetros técnicos y económicos así como de datos de naturaleza geográfica (como el recurso disponible o la localización de los puntos de demanda).

En el capítulo 4 se describe la herramienta creada. En un primer apartado se expondrán ejemplos de aplicaciones existentes orientadas a la ayuda a la planificación en electrificación rural, comparándolas entre sí y con IntiGIS. En un segundo apartado se abordarán los objetivos y funcionalidad perseguida por IntiGIS, así como los usuarios a los que va destinada, los componentes de la interfaz gráfica y el ambiente de desarrollo bajo el cual ha sido programada así como los requerimientos del sistema en el cual se quiera instalar. El tercer apartado está orientado a la

descripción del funcionamiento del programa, de los datos necesarios para la realización de un análisis así como del tipo de resultados que se pueden obtener.

El capítulo 5 recoge los resultados de los casos de estudio realizados con IntiGIS en tres municipios latinoamericanos: Guamá (Cuba), Cobán (Guatemala) y Acandí (Colombia). Para cada uno de ellos se especifican los valores empleados, las fuentes utilizadas y los resultados obtenidos, así como un estudio acerca de la estabilidad de estos últimos realizado mediante el módulo de análisis de sensibilidad espacial. Tanto los informes obtenidos como los mapas se adjuntan en los anexos.

Por último, en el capítulo 6 se resumen las conclusiones fruto de esta tesis y se describen futuras líneas de investigación.

Electrificación rural y Sistemas de Información Geográfica

Con este capítulo se introduce el contexto general en el que se enmarca esta tesis. En un primer apartado se presentan las relaciones que se establecen entre el acceso a la energía, el desarrollo y los desequilibrios territoriales que caracterizan el modelo energético actual.

El segundo apartado se centra en la electrificación rural, puntualizando algunos aspectos a tener en cuenta en su definición así como los beneficios que aporta y los diversos enfoques, principalmente en cuanto a tecnologías seleccionadas, que se están empleando en proyectos de este tipo.

Por último, en la sección final de este capítulo se explican los conceptos básicos de los Sistemas de Información Geográfica, incluyendo ejemplos de su aplicación en el campo de las energías renovables y de la planificación energética.

2.1. Energía y desarrollo

Prácticamente todas las actividades que desarrolla el ser humano requieren de la utilización de recursos energéticos en mayor o menor medida. Desde los alimentos que ingerimos, considerándolos como la mínima cantidad de energía necesaria para vivir, hasta la obtención de materias primas, el transporte, actividades productivas, comerciales, etc. Pero lo que realmente demandamos no son los recursos en sí mismos; desde la perspectiva del consumidor, lo que nos importa son los servicios finales que la energía suministra, y por lo tanto la energía no es un fin en sí mismo, sino el medio para conseguir esos servicios.

El acceso a la energía no es universal, y su carencia se presenta de forma mucho más acuciante en países en vías de desarrollo. Más de 2.000 millones de personas dependen de la biomasa tradicional para cocinar y calentar sus viviendas y 1.500 millones no tienen acceso a la electricidad y, en consecuencia, no disponen de iluminación eléctrica, potencia mecánica ni telecomunicaciones (IEA, 2009b). Además, se estima que cuatro de cada cinco personas sin electricidad viven en las zonas rurales de los países en desarrollo, fundamentalmente en el sur de Asia y en el África Subsahariana. Se observa por tanto cómo los desequilibrios territoriales no se presentan únicamente a escala mundial, sino que también existen importantes desigualdades a escala regional, con marcadas diferencias entre los entornos rurales y los urbanos, asemejándose en gran medida al patrón de distribución de la pobreza.

En los apartados que siguen se exponen ideas relacionadas con la energía y el desarrollo; con el papel que la energía y los servicios energéticos desempeñan en el desarrollo de las sociedades así como algunos datos que ilustran los desequilibrios existentes en el patrón de acceso a la energía que caracteriza el modelo energético actual.

2.1.1. Los servicios energéticos

La energía desempeña un papel fundamental en la consecución de las necesidades básicas de los individuos, permitiéndonos disponer de comida caliente, iluminación, transporte de personas y mercancías, fuerza motriz, etc. Se entiende por servicio energético¹ aquella prestación o beneficio obtenido mediante el uso de fuentes energéticas que busca satisfacer una demanda humana. Estos servicios energéticos pueden ser generados a partir de varias fuentes de energía primaria (como el petróleo, el gas, el carbón o las energías renovables) y su principal objetivo es el proporcionar a los consumidores servicios como la iluminación, el cocinado de los alimentos, la climatización, el bombeo de agua, las comunicaciones, el transporte, etc. En muchos proyectos de energización se agrupan los servicios energéticos en función de los sectores de demanda a los que van destinados, esto es sector doméstico (iluminación, elaboración, preparación y conservación de los alimentos),

¹ Los términos servicio energético y uso final de la energía se utilizan de forma indistinta. Sin embargo no se deben confundir con las infraestructuras energéticas, entendidas como aquellas infraestructuras que permiten que la energía o ciertas formas de energía sean accesibles a las personas para cubrir sus necesidades básicas.

sector agropecuario (irrigación, preparación de las tierras y fertilización), sector de la industria y los servicios comerciales rurales (iluminación y servicios para los procesos industriales) y, por último, servicios comunales y sociales (bombeo de agua, refrigeración para los centros de salud, iluminación de las instalaciones comunales y las escuelas).

Los sistemas energéticos modernos son capaces de mejorar el nivel de vida y favorecer la satisfacción de las necesidades básicas. Así, entre otros, la luz eléctrica permite ampliar el número de horas para poder leer y trabajar; los nuevos hornos para calefacción y cocina permiten disminuir la exposición a los humos nocivos y reducir el tiempo empleado en recolectar combustible; y los sistemas modernos de refrigeración permiten extender la duración de los medicamentos y alimentos. El acceso a sistemas energéticos modernos juega por tanto un papel importante en la mejora de los aspectos sociales y económicos en una región.

También son reconocidos los impactos negativos derivados de la generación y utilización de la energía en el medio ambiente. Y no son recientes; ya que, por ejemplo, durante siglos la quema de madera ha contribuido a la deforestación en muchas regiones. En la actualidad, tanto a nivel local, como regional y global, el modelo energético es responsable de una parte muy significativa de los impactos en el medio ambiente de origen antropogénico, siendo la quema de combustibles fósiles la actividad humana que más dióxido de carbono produce.

La energía, por tanto, está profundamente relacionada con cada una de las tres dimensiones que componen el desarrollo humano: la dimensión económica, la social y la medioambiental. Sin embargo, las relaciones entre el uso de la energía y el desarrollo son extremadamente complejas, y es difícil establecer el grado de causalidad entre ellas. Por ejemplo, la mayor parte de los estudios que analizan la relación entre el uso de la energía y el desarrollo económico se centran en cómo este último afecta al anterior, comprobando que casi siempre el crecimiento económico origina un aumento en el consumo energético, al menos en las primeras etapas. Pero resulta menos obvio entender y cuantificar la relación inversa: cómo el uso de la energía, claramente determinado por su disponibilidad y coste, puede afectar al desarrollo económico de una región o de un país. A pesar de ello, el hecho de que la falta de acceso a fuentes de energía adecuadas, asequibles, fiables, seguras y no dañinas para el medio ambiente es una clara restricción para el desarrollo está plenamente justificado. Durante las últimas décadas, esta estrecha relación entre la generación y el uso de la energía con el desarrollo por un lado, y con la emisión de gases de efecto invernadero por otro, han puesto al sector energético en el punto de mira de la comunidad internacional.

2.1.2. El papel de la energía en el desarrollo

El concepto de *Desarrollo Humano* surge hace varias décadas en contraposición a la visión puramente economicista que clasificaba los países basándose en los niveles de renta por habitante,

haciendo equivalente el desarrollo con el crecimiento económico. Este nuevo enfoque aparece en el marco de las Naciones Unidas que realiza una propuesta centrada en la ampliación de las capacidades de las personas y por tanto en otros aspectos del bienestar de la población además de los puramente económicos. Junto con este nuevo enfoque, el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) crea un nuevo indicador, el Índice de Desarrollo Humano (IDH), destinado a medir el nivel de desarrollo humano en base a un conjunto de indicadores relativos a la salud y educación que complementan el indicador de ingresos.

La Declaración de Río, adoptada en el seno de la Conferencia de Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo en 1992, constituye un paso más en la integración de las múltiples facetas que forman parte del desarrollo, situando el **Desarrollo Sostenible** como un elemento central y dotándole de una amplia trascendencia política. No se trataba de una idea nueva: la idea de desarrollo sostenible ya había sido formulada explícitamente en un informe presentado por la Comisión de Medio Ambiente y Desarrollo de las Naciones Unidas en 1987, conocido como el Informe Brutland, en el que se definía como el “*desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades*”. Con el “*apellido*” de sostenible se introduce una nueva dimensión a tener en cuenta en la evaluación y promoción del desarrollo; a los factores de crecimiento económico y equidad social se añade la dimensión medioambiental.

En el año 2000, los líderes de casi 200 países aprobaron la *Declaración del Milenio*, un convenio por el cual se comprometían a crear, a nivel nacional y mundial, un ambiente propicio para el desarrollo y la erradicación de la pobreza. Esta declaración se tradujo en un plan de acción que contiene 8 objetivos de resultados cuantificables que debieran ser alcanzados antes del año 2015, conocidos como los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM)². La consecución de estos objetivos está muy relacionada con el aumento en las cifras de acceso a la energía en áreas rurales de países en desarrollo, así como con la mejora de la calidad y la eficiencia de los servicios prestados, tal y como han señalado y defendido numerosas y prestigiosas organizaciones de ámbito mundial como Naciones Unidas y la Agencia Internacional de la Energía (IEA).

En 2002, diez años después de la Conferencia de Río, tuvo lugar en Johannesburgo la *Cumbre Mundial para el Desarrollo Sostenible* (WSSD), reuniendo a líderes gubernamentales, responsables del sector industrial y representantes de la sociedad civil, junto con miembros de las organizaciones de las Naciones Unidas. La WSSD llevó el tema de la energía al centro del debate reiterando la importancia de un modelo de **desarrollo energético sostenible** y el papel preponderante que el acceso a la energía tiene en la erradicación de la pobreza y la consecución de los ODM. Así, en

² Los Objetivos de Desarrollo del Milenio son: erradicar el hambre y la pobreza extrema; lograr la educación básica universal; promover la equidad de género; reducir la mortalidad infantil; mejorar la salud sexual y reproductiva; combatir el VIH, la malaria y el dengue; garantizar la sostenibilidad ambiental; y, por último, fomentar una asociación mundial para el desarrollo. Con el fin de evaluar la consecución de cada uno de ellos se fijó una meta específica para cada uno de los objetivos que debería ser alcanzada antes del 2015.

el Plan de Implementación de Johannesburgo se recomienda la mejora en el acceso a servicios y recursos energéticos fiables, de costo razonable, económicamente viables, socialmente aceptable y ecológicamente racionales, teniendo en cuenta las particularidades y circunstancias de cada país, por diversos medios, como la electrificación rural y los sistemas descentralizados de energía, un mayor aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, el uso de combustibles líquidos y gaseosos menos contaminantes y el incremento de la eficiencia energética (ONU, 2002). El acceso y el uso sostenible de la energía se convierte en un proceso de interés intergubernamental y por ello Naciones Unidas crea un nuevo grupo de trabajo, ONU-Energía, que se establece como un mecanismo interagencias dedicado a la promoción de una aproximación coherente hacia el desarrollo energético sostenible. En su primer informe, *“The Energy Challenge for Achieving the Millennium Development Goals”* se recogen recomendaciones específicas acerca de cómo incluir el acceso a servicios energéticos en programas de ámbito nacional orientados a la reducción de la pobreza y materialización de los ODM (ONU-Energía, 2005).

Junto con la sostenibilidad ambiental, la seguridad del suministro energético se conforma como una de las principales preocupaciones en la agenda internacional. Bajo una perspectiva mundial, la búsqueda de la seguridad en el suministro energético pasa por la existencia de suficientes reservas energéticas para hacer frente al consumo mundial esperado; bajo una perspectiva nacional se identifica con la dependencia energética. La diversificación en las formas de energía y la mejora de la eficiencia energética son los principales medios de los que dispone un país para hacer frente a las situaciones de dependencia, junto con la estabilidad política y el buen funcionamiento de los mercados.

Así pues, si la energía debe contribuir al desarrollo sostenible es necesario configurar modelos de suministro energético futuros para las poblaciones que no tienen acceso, asegurando su disponibilidad en todas circunstancias, de formas diversas y cantidad suficiente, a precios asequibles, durante un largo plazo y con impactos controlados sobre el medioambiente.

2.1.3. Energía y desequilibrios territoriales

Según los indicadores occidentales, se considera desarrollado sólo uno de cada cinco habitantes del planeta. Esa quinta parte de la población es la que más consume y la que más contamina. Según las estadísticas más recientes de la IEA (2009a), los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) con el 18 % de la población mundial poseen más del 50 % de la riqueza; consumen más del 45 % de la energía primaria a nivel mundial y son los responsables de casi el 45 % de las emisiones de CO₂ durante el año 2007.

El modelo energético actual, caracterizado por grandes desequilibrios territoriales a todas las escalas, no puede ser considerado sostenible si lo analizamos en el marco descrito en el aparta-

do anterior. En los párrafos que siguen se presentan datos a nivel mundial acerca del consumo energético per cápita, el nivel de transición a los servicios energéticos modernos y el acceso a la electricidad a nivel mundial. Con esto se busca ilustrar las enormes diferencias que existen no sólo en términos de consumo sino también en términos de oportunidades de acceso a servicios energéticos modernos y la marcada influencia que esta situación tiene en términos de desarrollo para las zonas más desfavorecidas del planeta.

a. El consumo energético

A nivel mundial, el consumo energético per cápita está muy lejos de ser homogéneo, y la comparación de las cifras a nivel nacional permite constatar las grandes diferencias que existen entre los países industrializados y los países en desarrollo. Los treinta países más desarrollados integrantes de la OCDE, con cerca del 18 % de la población mundial consumen el 54 % de las formas avanzadas de energía (electricidad o combustibles sólidos y gaseosos). Esto se traduce en que aproximadamente el 85 % restante de la población se reparte el 46 % de la energía total suministrada. El consumo medio por habitante en los EE.UU. en el año 2007 era de 7,75 tep³, casi el doble del valor medio en la Unión Europea (el valor en España es de 3,21 tep) y más de ocho veces el consumo de un habitante medio del África Subsahariana.

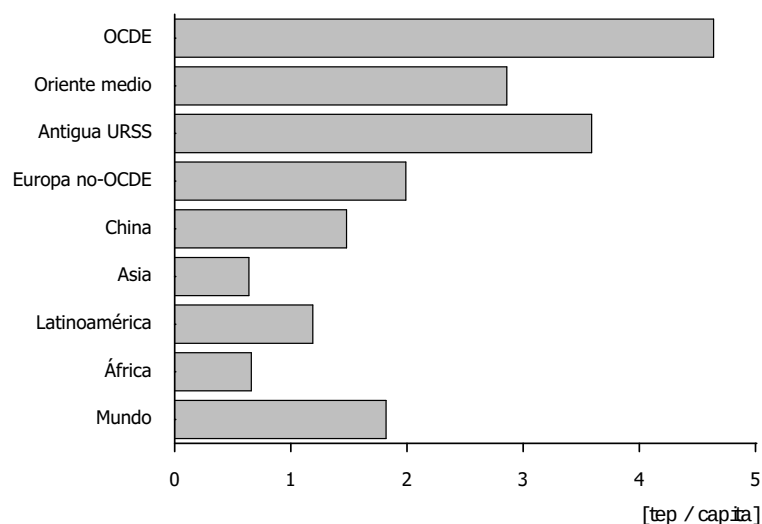


Figura 2.1: Consumo per cápita de energía primaria, 2007 (Elaboración propia a partir de: IEA, 2009a).

Tal y como se observa en la figura 2.1, en promedio, los habitantes de los países industrializados de la OCDE consumen seis veces más energía por persona que los de países en vías de desarrollo y unas diez veces más que los de los países más desfavorecidos.

La experiencia de los países industrializados muestra una clara relación entre el consumo

³ Tonelada equivalente de petróleo. El valor de esta unidad equivale a la energía liberada durante la combustión de una tonelada métrica de este combustible. A pesar que la composición de este puede variar, se ha establecido un valor equivalente aproximado de 42 GJ por tep.

energético y el crecimiento económico; la intensidad energética⁴ aumenta a medida que las economías se desplazan desde la agricultura hacia la industria y el sector manufacturero, y después sufre una disminución a medida que se mejora la eficiencia y la economía se desplaza hacia los sectores comercial y de servicios (Zerriffi y Wilson, 2010). El consumo energético per cápita también presenta una clara correlación con el IDH (IEA, 2004). Esta relación es especialmente patente en los países no pertenecientes a la OCDE, ya que se observa que el incremento en el consumo per cápita está acompañado de IDH más elevados, y que son muy pocos los países que con un consumo menor a 2 tep, superan el 0,7 en el IDH (figura 2.2).

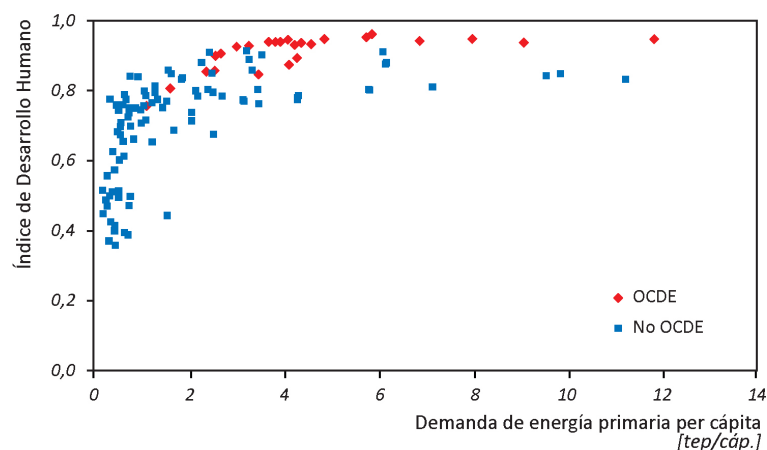


Figura 2.2: Relación entre el IDH y el consumo energético per cápita (Fuente: IEA, 2004).

De igual modo que el PNUD estableció el Índice de Desarrollo Humano, la IEA estableció un índice que trata de cuantificar el desarrollo energético de los países en desarrollo (IEA, 2004). El Índice de Desarrollo Energético (IDE) está compuesto por tres dimensiones: el consumo per cápita de energía comercial, el porcentaje que representa la energía comercial sobre el total del consumo de energía final y el porcentaje de población con acceso a la electricidad. Según este índice, los países de Oriente Medio y los países de ingresos medios de América Latina están mayoritariamente situados en posiciones altas en el ranking, resultado de sus elevados niveles de electrificación doméstica (a menudo conseguidos a base de grandes subsidios) y su uso limitado de la biomasa tradicional. Los países subsaharianos, con bajos ingresos domésticos y bajos porcentajes de electrificación, ocupan una vez más los últimos puestos de la tabla. Según el análisis realizado por la IEA, existe una fuerte relación entre el IDH y el IDE que no es lineal, sugiriendo que el ritmo hacia la mejora del IDH disminuye a medida que el IDE aumenta. Este análisis destaca además ciertas divergencias en algunas regiones que resulta interesante destacar:

- los países productores de petróleo están mucho mejor situados en el ranking del IDE que en el IDH, reflejando la abundancia y el bajo coste de la energía comercial, así como las grandes cantidades de energía consumidas por el sector energético y las industrias relacionadas.
- en América Latina, en general, sucede lo contrario; su posición en el ranking en el IDE es

⁴ Se entiende por intensidad energética el consumo de energía por unidad de producto interior bruto en cada país.

inferior a su posición en el ranking en el IDH, a pesar de los elevados niveles de electrificación y el bajo uso de las biomasa tradicional. En este caso la diferencia se explica en base al escaso consumo energético medio por habitante.

- la mayoría de los países subsaharianos muestran bajos índices en ambas escalas, independientemente de la disponibilidad o abundancia de fuentes energéticas.

En las próximas décadas, el sistema energético global se enfrentará al difícil reto de ser capaz de suministrar suficiente energía a una población creciente, que según las estimaciones alcanzará la cifra de 8.000 millones en 2020 y se acercará a los 10.000 en 2050. La cantidad de energía que esa población necesitará en el futuro dependerá de la eficiencia con la que se produzca y se utilice, pero según las estimaciones de la IEA (2009b) la demanda mundial de energía primaria aumentará un 1,5 % anual entre el 2007 y el 2030, pasando así de algo más de 12000 millones de tep a 16800 millones de tep, es decir, un incremento total del 40 %. Dos tercios de este aumento corresponderán a los países en vías de desarrollo, fundamentalmente los países asiáticos y Oriente Medio, como resultado del rápido incremento de la población, industrialización y urbanización. Los combustibles fósiles seguirán siendo las principales fuentes de energía primaria.

b. La transición a servicios energéticos modernos

El nivel de desarrollo no sólo está relacionado con la cantidad de energía que se consume, sino también con su tipología y accesibilidad. La forma en la que se estructura el suministro energético varía mucho si comparamos los países en desarrollo con respecto a los países industrializados, pero también presenta enormes diferencias entre regiones.

Los países en desarrollo muestran en general una elevada dependencia del petróleo que posiblemente se incrementará en el futuro. Por ejemplo, Latinoamérica depende en más del 50 % del petróleo para su abastecimiento energético, siendo el 75 % de este destinado a la producción eléctrica. Se estima que en todo el mundo, cerca de 2.000 millones de personas dependen de la biomasa tradicional para cubrir sus necesidades energéticas, fundamentalmente para cocinar y para calentarse (IEA, 2009a). En promedio, la biomasa suple cerca del 40 % de la demanda energética de los países en desarrollo, porcentaje que se eleva en algunos países de África Subsahariana a valores por encima del 80 %. Este protagonismo de la biomasa tradicional entre las poblaciones más pobres de los países en desarrollo se muestra en la figura 2.3, que representa la relación entre el tipo de combustible y el nivel de ingresos. A la izquierda, los países con un 75 % o más de su población viviendo con menos de 2\$ al día (conocido como umbral de la pobreza), dependen de la biomasa tradicional para suplir más del 70 % de la energía final consumida. En los países con un 5 % o menos de la población viviendo por debajo del umbral de la pobreza la participación de otras fuentes de energía aumenta, especialmente la electricidad y “otros productos” (derivados del petróleo) demandados por el sector transportes.

Estos patrones de consumo energético que encontramos entre la población más pobre de los

países más desfavorecidos tiende a reforzar su situación de extrema pobreza, limitando el crecimiento social y el desarrollo económico. Cientos de millones de personas emplean varias horas al día buscando leña o acarreando agua desde distancias considerables, lo que les resta oportunidades para invertir en educación o para realizar actividades de carácter productivo. Además, cocinar con leña en espacios mal ventilados tiene graves impactos en la salud; se estima que aproximadamente 2,5 millones de mujeres y niños mueren prematuramente cada año debido a los humos. La falta de electricidad impide la utilización de múltiples aparatos que facilitan el trabajo y el acceso a los medios modernos de comunicación. Por otro lado, la disponibilidad de adecuados servicios energéticos disminuye la presión por mantener una alta tasa de fertilidad - al reducir la necesidad de mano de obra de baja especialización- y facilita la transición a una demografía de menos mortalidad y también menor fertilidad, como es el caso de los países más desarrollados.

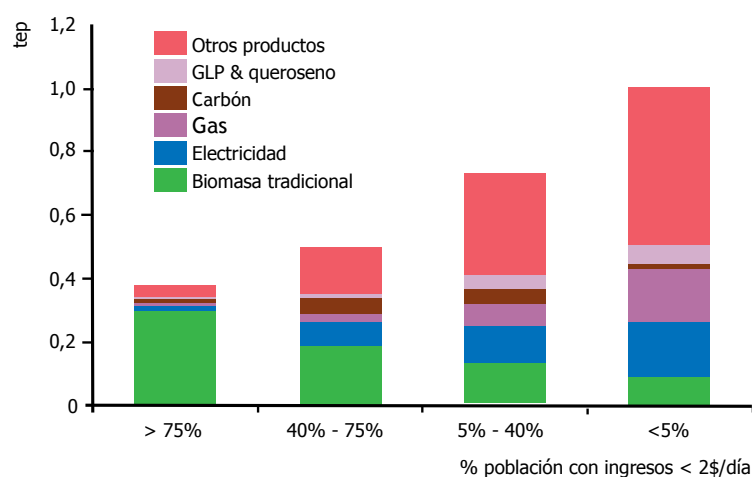


Figura 2.3: Relación entre consumo de energía final per cápita e ingresos en países en vías de desarrollo (Fuente: IEA, 2010).

Según la teoría de la transición a los servicios energéticos modernos, la población que depende fundamentalmente de la biomasa tradicional se encontraría en el primer peldaño de la escalera energética, que es el símil utilizado para visualizar la evolución de las fuentes energéticas utilizadas por las personas y los países. El ascenso en la escalera (figura 2.4) significa evolucionar desde la utilización de los combustibles tradicionales hacia el uso de combustibles modernos comerciales y la electricidad. En los peldaños más bajos de la escalera se emplearían la madera, el carbón vegetal y el estiércol para cocinar y calentarse, que serían posteriormente sustituidos por queroseno y gas licuado del petróleo. Para la iluminación, el fuego y las velas serían reemplazadas por lámparas de queroseno y finalmente por bombillas eléctricas. Para el trabajo mecánico, los consumidores dejarían de usar la tracción humana y animal a medida que el diésel y la electricidad estuviesen disponibles.

La evidencia empírica en cuestiones de energía y pobreza sugiere que la realidad es mucho más compleja que una simple evolución lineal, mostrando que la situación más generalizada es aquella en la que las viviendas suelen depender de un rango de fuentes energéticas pertenecien-

tes a varias etapas de la escalera energética (Martins, 2005). La explicación más probable de esta diversificación está relacionada con el bajo grado de fiabilidad en el suministro de alguna de las fuentes utilizadas, lo que obliga a las comunidades a mantener varias fuentes, y la mayor adecuación de unas fuentes a unos usos que a otros.

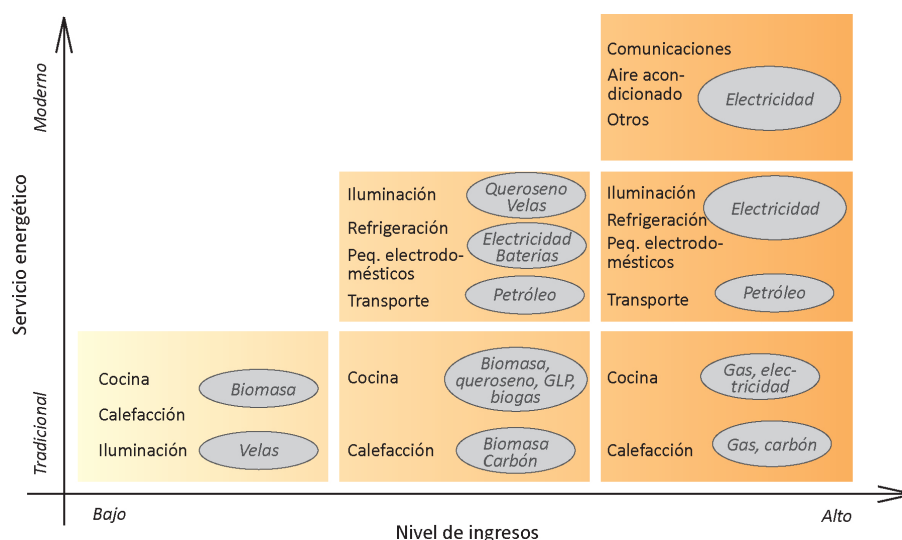


Figura 2.4: Escalera de la energía (Fuente: PNUD, DAES y CME, 2004).

Diversos estudios confirman que los pobres pagan más por unidad de energía consumida, debida a la baja calidad de los combustibles empleados y a las limitadas opciones tecnológicas a las que tienen acceso, normalmente de baja calidad e ineficientes. Por ejemplo, y comparándola con la luz eléctrica, la luz generada por una lámpara de queroseno cuesta 70 veces más, la luz de una vela 150 veces más y la utilización de una batería entre 10 y 30 veces más. Se ha observado como a medida que mejora la economía familiar, es posible acceder a mejores usos energéticos y servicios, aunque los tres principales factores determinantes en el proceso de transición son la disponibilidad de combustibles, la posibilidad de acceder a los mismos (tanto a los combustibles como a las tecnologías necesarias para su uso) y a las preferencias culturales (IEA, 2002).

A pesar de que el uso de fuentes tradicionales de energía como la biomasa no aparezca reflejado en las estadísticas de manera tan fiable como el consumo de combustibles de origen comercial, la biomasa tradicional es la fuente energética por excelencia de los países más pobres del planeta, siendo las perspectivas para el medio plazo poco esperanzadoras. Según la IEA (2004) el uso de la biomasa a nivel mundial se reducirá hasta el 2020 entorno a un 11 % con respecto a las cifras de consumo actuales, si bien este descenso será geográficamente muy desigual, y en caso concreto de África es posible que incluso se incrementen los porcentajes actuales. Satisfacer las necesidades básicas con fuentes modernas de energía requiere cantidades relativamente pequeñas en términos absolutos.

c. El acceso a la electricidad

Según un estudio realizado con datos de más de 100 países, existe una importante correlación entre el desarrollo económico y el consumo eléctrico, más pronunciada que la que existe entre el uso total de energía y el anterior (Ferguson y *otros*, 2000). Este estudio sostiene que el incremento de riqueza en los países desarrollados está muy relacionado con la proporción de energía empleada en forma de electricidad. A pesar de que este hecho no implique necesariamente una relación de causalidad, se demuestra que el consumo eléctrico es un indicador que permite relacionar la energía con el desarrollo.

Si se analiza el consumo eléctrico por regiones se observa nuevamente una marcada desigualdad. En los países más pobres, el consumo anual per cápita no alcanza los 800 kWh, mientras que en los países pertenecientes a la OCDE este valor es casi diez veces superior (figura 2.5).

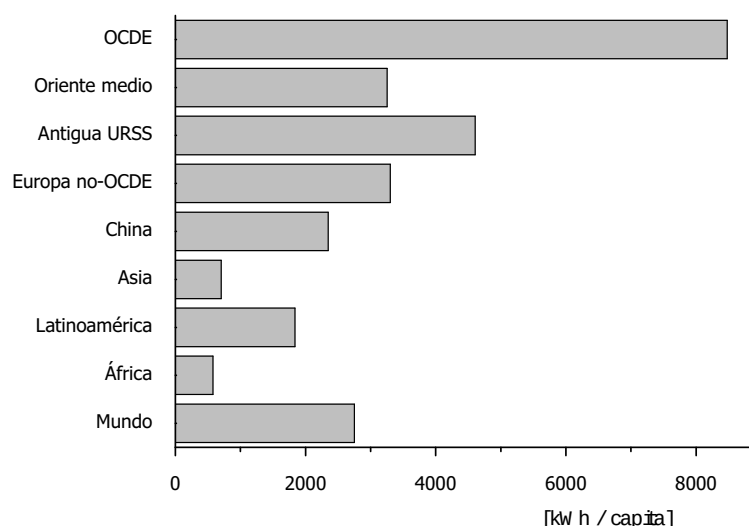


Figura 2.5: Consumo de electricidad per cápita, 2007 (Elaboración propia a partir de: IEA, 2009a).

Desde hace unos años la IEA está demostrando su compromiso aportando datos sobre energía y pobreza que permiten realizar un debate fundamentado así como ubicar las cuestiones relacionadas con la pobreza energética en el contexto mundial. Una de la últimas contribuciones de este organismo ha sido la elaboración y puesta a disposición libre de coste de una base de datos sobre acceso a la electricidad que incorpora la información disponible más reciente⁵. Una vez más, las tasas de electrificación vuelven a poner de manifiesto, junto con los datos de consumo eléctrico, la falta de equidad en la distribución y acceso a este servicio energético (tabla 2.1).

Se calcula que 1.500 millones de personas, más de la quinta parte de la población mundial, carecen todavía de acceso a la electricidad, y aproximadamente el 85% de esas personas vive en zonas rurales (IEA, 2009b). No por ello se deben menospreciar las cifras de población sin

⁵ Disponible en http://www.iea.org/weo/database_electricity/electricity_access_database.htm. Fecha de consulta: Enero 2010.

electrificar en áreas urbanas, sobre todo en países en desarrollo, ya que es de esperar que el número de personas en situación de pobreza sin acceso a servicios energéticos crezca durante los próximos años y que un 60 % de la población mundial vivirá en áreas urbanas en el 2025.

	Población sin electricidad [millones]	Tasa de electrificación [%]	Tasa de electrificación urbana [%]	Tasa de electrificación rural [%]
Países en vías de desarrollo	1453	72.0	90.0	58.4
África	589	40.0	66.8	22.7
Norte de África	2	98.9	99.6	98.2
África subsahariana	587	28.5	57.5	11.9
Países asiáticos en vías de desarrollo	809	77.2	93.5	67.2
China y este asiático	195	90.2	96.2	85.5
Sur Asia	614	60.2	88.4	48.4
América latina	34	92.7	98.7	70.2
Oriente Medio	21	89.1	98.5	70.6
Economías en transición y países de la OCDE	3	99.8	100.0	99.5
Total mundial	1456	78.2	93.4	63.2

Tabla 2.1: Acceso a la electricidad, año 2008 (Fuente: IEA, 2009b).

Según las previsiones de la IEA, el número total de personas sin acceso a la electricidad disminuye en tan solo 200 millones en el 2030, aunque esta disminución no se distribuye de forma homogénea y se espera que la tasa de electrificación en el África Subsahariana disminuya (IEA, 2009b). Según este estudio, con las debidas políticas, el acceso universal a la electricidad podría alcanzarse con una inversión mundial adicional de 35000 millones anuales de dólares americanos (de 2008) hasta 2030.

2.2. Electrificación rural

2.2.1. Definición

El concepto de electrificación rural se refiere a la dotación de suministro eléctrico a zonas rurales. A pesar de parecer una definición relativamente sencilla, son varios los aspectos que, en la necesidad de concretar, han desencadenado cierto grado de controversia en las propuestas realizadas por los autores que trabajan en este campo. A continuación se exponen algunas propuestas.

Munasinghe (1988) observa que generalmente el término de electrificación rural se utiliza para referirse a la conexión a la red eléctrica, añadiendo que este no es necesariamente el método más económico para electrificar cualquier región de cualquier país. Barnes (1988) sin embargo, manifiesta que se debe entender por electrificación rural la disponibilidad de electricidad por parte de comunidades rurales independientemente de la tecnología, las fuentes energéticas o la forma de generación.

Asumiendo que hoy en día resulta injusto asociar la electrificación rural únicamente con la

extensión de la red, probada la eficacia de los sistemas aislados en proyectos de este tipo, debemos admitir que la definición de este concepto requiere una explicación de qué se entiende por *rural*. Maillard y Vernot (1985) defienden que la diferenciación en base a datos estadísticos encierra un alto grado de imprecisión e incertidumbre debido a las diferencias entre países, proponiendo como definición de electrificación rural aquella que engloba “*todas las actividades destinadas a facilitar el acceso a la electricidad a todos aquellos usuarios que residen fuera de las ciudades principales*” debiendo ser diferenciadas de la aproximación convencional de la extensión de la red “*por cuanto comprende todas las configuraciones posibles en el abastecimiento de electricidad para una necesidad determinada, así como la resolución de problemas técnicos y económicos específicos*”.

A pesar de que muchos de los proyectos de electrificación rural se centraban en comunidades de entre 500 y 2000 habitantes, otros autores han comprobado que estos rangos no pueden ser aplicables en todos los países en referencia a lo que es rural y a lo que no; en algunos países, por ejemplo, se puede entender como rural cabeceras provinciales con poblaciones que superen los 50.000 habitantes mientras que en otros el concepto queda relegado para referirse a pequeños pueblos y las áreas que los rodean (Foley, 1992).

Zomers (2001) realiza un análisis acerca de estas y otras cuestiones a tener en cuenta en la definición de electrificación rural, incluyendo una descripción de los elementos que caracterizan el abastecimiento eléctrico tanto en áreas rurales como urbanas. A pesar de que algunos datos puedan estar desfasados, se presenta una tabla incluida en dicho trabajo (tabla 2.2).

Aspecto	Áreas urbanas	Áreas rurales
Densidad de carga [kW/km ²]	500 - 100.000	2 - 50
Densidad de consumidores [n/km ²]	>500	1-75
Núm. consumidores por km de línea (MT y BT)	>75	1-75
Densidad de consumo [kWh/km ²]	> 2.000.000	5.000-200.000
Coste total/kWh [cts\$]	10-15	Red 12-50 Diésel 25-100 SHS 50-500
Coste de inversión por conexión, excluidos generación y transmisión [\$]	<500	500 a 7000 (llegando en algunos casos hasta los 100.000)
Aspectos sociales	Limitados	Requiere soluciones específicas y apoyo financiero
Aspectos técnicos	Grandes proyectos, tecnologías de gran potencia en el lado del abastecimiento, factores de carga razonables	Varias tecnologías y soluciones de pequeña escala, factores de carga muy bajos debido a los usos domésticos y agrícolas dominantes
Aspectos socio-culturales	Apenas relevantes	De gran importancia
Aspectos económicos	Oportunidades de negocio	Oportunidades de negocio limitadas

Tabla 2.2: Elementos que caracterizan la electrificación rural y urbana (Fuente: Zomers, 2001).

Hace varias décadas, especialmente en los años setenta y ochenta, muchos fueron los países que pusieron en marcha programas de electrificación rural. Por lo general, dichos programas se basaban en la extensión de la red nacional. La tabla 2.3 muestra que si bien en proporción se ha avanzado mucho, en cifras absolutas todavía casi dos mil millones de personas del medio rural en

los países en desarrollo no cuentan con electricidad.

	1970	1980	1990
Población mundial	3600	4400	5300
Población rural en los países en desarrollo	2600	3000	3200
Población rural con servicio de electricidad	610	1000	1400
Población rural sin servicio eléctrico	2000	2000	1800
Porcentaje de población rural atendida	23 %	33 %	44 %

Tabla 2.3: *Población rural y tendencias de electrificación a nivel mundial (Fuente: van Campen y otros, 2000).*

Estas cifras de electrificación a nivel mundial ocultan grandes desigualdades. Por ejemplo, entre 1970 y 1990, 800 millones de personas en áreas rurales lograron el acceso a los servicios eléctricos, pero de los 3.000 millones de personas que vivían en áreas no urbanas de países en vías de desarrollo en 1990, un tercio carecía de electricidad. Los valores globales enmascaran variaciones muy significativas entre países y entre regiones. En particular, el eficaz programa de electrificación en China consiguió en el período mencionado llevar la electricidad a 365 millones de residentes rurales, incrementando significativamente el total mundial (PNUD, DAES y CME, 2000). Si China fuera excluida, el nivel de electrificación mundial en 1990 caería del 44 al 33 %, situándose al mismo nivel que en 1980.

Las cifras totales también ocultan diferencias a nivel regional. Electrificar un asentamiento, por ejemplo, no implica necesariamente que todas las viviendas que lo forman tengan acceso a la electricidad, y por tanto esta diferencia debe ser tenida en cuenta. En la India, por ejemplo, las estadísticas indican que la electricidad está presente en el 80 % de los pueblos y sin embargo únicamente el 50 % de las viviendas se puede costear la conexión y el posterior consumo (PNUD, DAES y CME, 2000).

Se ha discutido mucho el grado de éxito de estos programas de electrificación. Aunque en algunos casos han dado muy buenos resultados y han transformado las zonas rurales, en otros el éxito ha sido muy relativo. Numerosas razones fundamentan esta compleja situación. El reto de la electrificación rural, aparte de las masas de población rural de los países en desarrollo que todavía no tienen electricidad, se acentúa por algunas características específicas (van Campen y otros, 2000):

- gran dispersión de los consumidores potenciales en las zonas rurales con poca demanda;
- concentración de la demanda en un breve periodo del día (por lo general en las primeras horas de la noche), lo que conduce a factores de un volumen máximo relativamente elevado y poca carga;
- gran pérdida de energía (hasta 25 %), incluso por robo;
- limitado poder de compra de los consumidores para consumo de electricidad y gasto en electrodomésticos;
- dificultad de facturación, mantenimiento y servicio.

A pesar de los problemas y barreras a los que se enfrentan los programas de electrificación rural, muchos países han implementado proyectos de forma exitosa, llevando energía eléctrica a las poblaciones rurales. En Tailandia, por ejemplo, más de un 80 % de la población tiene acceso a la electricidad. En Costa Rica, varias cooperativas y agencias públicas dan servicio a más del 95 % de la población. En Túnez, el 75 % de las viviendas rurales cuentan con servicio eléctrico (van Campen y *otros*, 2000).

También son muchos los países en vías de desarrollo en los cuales se le ha dado escasa o incluso nula prioridad a los problemas existentes en las áreas rurales. Según IEA (2004) la causa radica en el rápido proceso de urbanización que han sufrido estos países así como en los altos costes de la extensión de la red. Se debería valorar en mayor medida el hecho de que es en las zonas rurales donde se originan muchos de los recursos fundamentales para un país (como el agua, los alimentos, etc.), especialmente en los países en desarrollo, y por tanto debería ser objeto de una mayor atención en los programas de desarrollo.

2.2.2. Electrificación y desarrollo

Los beneficios de la electricidad, comparada con otras fuentes de energías, radican en su versatilidad y su conveniencia. Para las poblaciones rurales, una pequeña y fiable fuente de electricidad puede suponer la conexión con el resto del mundo a través de la radio, la televisión y otros medios de comunicación. También permite el bombeo de agua, la iluminación a demanda, posibilita la utilización de máquinas de tejer, molinillos, congeladores y motores que aumentan las posibilidades de artesanos, pequeñas empresas y sobre todo, mejoran las condiciones de vida en general. En definitiva, el uso de la electricidad en áreas rurales puede resultar en los siguientes impactos:

- Mejora la educación, permitiendo extender las horas de estudio, introduciendo mejores sistemas de aprendizaje (ordenadores) e incluso educación a distancia en caso de que no haya educadores locales.
- Reduce el aislamiento y la incomunicación, permitiendo el uso de canales de información como la televisión, radio, ordenadores, cine, etc.
- Permite la incorporación de medidas de seguridad como el alumbrado de las calles, sistemas de alarma, señales, semáforos, etc.
- Mejora las condiciones en la asistencia sanitaria: agua potable, bancos de sangre, medidas de esterilización, rayos X, asistencia en embarazos mediante ecografías, etc.
- Previene las consecuencias de desastres naturales gracias a la instalación de radios, sistemas remotos de adquisición y transmisión de datos, etc.
- Fomenta el desarrollo de actividades económicas, dado que la electricidad permite el riego, el bombeo de agua, el procesamiento de productos agrícolas, etc.

Aunque la falta de suministro eléctrico sea uno más de otros tantos déficits, ejerce un papel crucial en el mantenimiento y potenciación de los demás así como de barrera para el acceso a

los medios actuales de información y de trabajo. Es por ello por lo que varios estudios resaltan un hecho importante: la electrificación, por sí sola, no significa desarrollo, ni es un fin de éste. Es una condición necesaria, pero no suficiente, obteniendo un mayor impacto en las sociedades locales cuando las condiciones propician el desarrollo económico y se complementa además con el desarrollo de infraestructuras sociales y económicas, como el abastecimiento de agua potable, programas sanitarios, carreteras o instituciones educativas. Así, la electrificación rural contribuye pero no constituye un sustituto de otro tipo de programas de desarrollo rural.

Vincular los servicios energéticos con la provisión de otros servicios rurales ofrece el potencial de impulsar los niveles de vida por encima de los impactos alcanzables por cada uno de los servicios de forma individual. Así se ha comprobado como la provisión conjunta de agua, electricidad, usos sanitarios y educativos ha permitido una mejora marginal hasta siete veces superior que la incorporación del segundo servicio (San Segundo Hernández, 2005).

2.2.3. Tecnologías de electrificación

El abanico de posibilidades que describen los proyectos de electrificación rural es muy amplio; se han realizado programas en base a iniciativas públicas y privadas, de manera centralizada y descentralizada, gratuita para el usuario o con un gran coste asociado, con aplicaciones productivas o únicamente orientados a servicios domésticos, ... Los resultados de estas experiencias han sido dispares, y no han sido lo suficientemente evaluados ni analizados para saber, en primer lugar, qué efectos han derivado de ellas, y en segundo, qué factores han potenciado los impactos positivos y qué elementos han provocado los negativos. Lo que indudablemente sí ha quedado demostrado por la experiencia es que no existe una única forma para electrificar una región, ni desde el punto de vista de la financiación, ni la implementación o las tecnologías utilizadas (ESMAP, 2007), siendo estas el aspecto tratado en el presente apartado.

Como se ha apuntado en el pasado, los planes de electrificación rural consideraban únicamente la conexión a la red eléctrica nacional, dejando de lado otras alternativas. Pero hoy en día no es la única opción, y en muchas ocasiones tampoco es la opción más barata. Las estrategias que se están utilizando para proporcionar electricidad en las áreas rurales de países en vías de desarrollo son:

- Enfoques centralizados: orientados a extender las redes eléctricas hasta aquellos que pueden permitirse su utilización. No presupone obligatoriamente un beneficio real para todos los hogares (como en el ejemplo citado de la situación en la India).
- Enfoques descentralizados, para llegar a las regiones más remotas y de menos consumo, a menudo también disperso. Utilizan, exceptuando el caso de los generadores diésel, tecnologías basadas en fuentes renovables: hidroeléctrica, eólica, solar, etc.

El enfoque centralizado, caracterizado por la generación de energía eléctrica en centrales de

gran potencia que luego se distribuye a través de grandes distancias hacia los centros de consumo por líneas de transmisión y redes de distribución, se enfrenta a ciertos inconvenientes cuando es aplicado en proyectos de electrificación rural:

- Escasos recursos financieros de los Estados, que no se pueden costear la inversión que supone la ampliación de la red de transmisión y distribución.
- La baja densidad de la población rural, y el consecuente escaso consumo, tanto doméstico como de actividades productivas.
- Los terrenos difíciles y las distancias largas encarecen las obras y dificultan el mantenimiento, lo que puede ocasionar baja calidad en el suministro.
- Pérdidas técnicas de energía, ocasionadas por el transporte de electricidad, agravadas por la baja calidad técnica de las obras eléctricas y la falta de mantenimiento de las instalaciones.

A pesar de los citados inconvenientes, debe resaltarse que según experiencias previas las opciones de generación descentralizada no pueden competir con la extensión de la red, en términos de coste por kWh, en aquellos casos en los que las comunidades a electrificar se localicen a una distancia de la red menor a un cierto valor crítico. Por encima de este umbral, las opciones basadas en la generación descentralizada comienzan a ser competitivas (Mitra, 2009). Por ejemplo, Nouni y otros (2008) prueba con un análisis realizado en comunidades de la India como, para un valor fijo de demanda pico y del coste de producción a partir de un sistema de generación descentralizado, la distancia crítica a la red aumenta a medida que se incrementa el factor de carga. Por su parte Thirault y otros (2002) desarrolla y analiza varios escenarios en términos de distancia variable a la red, patrón de distribución, coste del combustible, coste de la electricidad, número de viviendas, etc. Según sus cálculos, para una tarifa eléctrica de 0,038 €/kWh la distancia crítica era de 4 km para una comunidad con 200 viviendas y de 13 km para una comunidad con 1500.

Frente a los sistemas convencionales, la generación distribuida o descentralizada comprende aquellas aplicaciones donde la producción se realiza en los lugares de consumo con unidades que pueden conformar pequeñas redes de distribución (San Segundo Hernández, 2005). En general, utiliza tecnologías de baja potencia (menos de 30 MW), basadas sobre todo en tecnologías renovables como la eólica, la fotovoltaica y la minihidráulica. Adicionalmente existen otras tecnologías empleadas para aplicaciones de generación distribuida basadas en generadores diésel o turbinas de gas, donde el suministro suele ser limitado y los costes de mantenimiento elevados, debido a los altos y fluctuantes costes del combustible (gravado además por el transporte hasta las poblaciones remotas) y los desgastes prematuros debido al régimen de operación intermitente al que trabajan los generadores en estas situaciones. También pueden emplearse sistemas híbridos, cuyo objetivo es superar las limitaciones de las distintas tecnologías empleadas de forma individual con objeto de mejorar la fiabilidad del suministro. Así las tecnologías renovables como la eólica o la solar no permiten una generación continua, sino intermitente, por lo que la combinación de ambas tecnologías con equipos diésel auxiliares permiten mejorar la calidad del suministro energético.

Entre las ventajas que ofrece este tipo de generación distribuida para aplicaciones rurales en países en vías de desarrollo destacan la componente medioambiental, la menor dependencia energética del exterior al poder emplear recursos locales, la flexibilidad en la cobertura de la demanda al poder emplear unidades de tipo modular, la disminución de las pérdidas eléctricas asociadas al transporte o las mejoras en la continuidad de la alimentación eléctrica y mejoras en la calidad al no depender del resto de los sistemas en red.

En la tabla 2.4 se presenta una comparación de las tecnologías de electrificación, tanto convencionales como basadas en energías renovables.

Fuente de electricidad	Nivel de potencia	Coste inicial	Coste de mantenimiento	Comentarios	Impacto social y medioambiental
Extensión de red eléctrica	Muy alta	Bajo-alto en función de la distancia	Bajo	Puede suministrar todos los servicios pero puede ser muy cara para poblaciones dispersas	Requiere producción centralizada, a menudo con combustibles fósiles. Contaminación local y regional. Control externo
Generador diésel	Media	Medio	Alto	Tecnología muy probada, accesible pero de mantenimiento caro. El suministro de combustible en áreas rurales puede ser irregular	Contaminación atmosférica, auditiva y de suelos a nivel local
Minihidráulica	Media	Bajo-alto	Bajo	Buena opción para suplir muchos servicios energéticos. Duración prolongada	Depende de la disponibilidad de agua y de la orografía. Impacto ambiental bajo
Microhidráulica	Media baja	Bajo	Bajo	Buena opción para servicios domésticos, sin incluir la cocina	Depende de la disponibilidad de agua y de la orografía. Impacto ambiental muy bajo
Plantas generadoras con biomasa	Media	Alto	Bajo	Puede suministrar electricidad para un rango muy amplio de aplicaciones	Emisiones contaminantes en el ámbito local
Sistemas fotovoltaicos autónomos	Media baja	Alto	Bajo	Opción cara. Bajos costes de O&M. Suministra electricidad para centros de salud, escuelas, aplicaciones productivas	No contaminante
Sistema Solar Doméstico, Solar Home System (SSD)	Media Baja	Alto	Bajo	Opción cara. Bajos costes de O&M. Suministra electricidad para iluminación, radio y TV.	No contaminante
Linterna solar	Muy baja	Medio	Bajo	Portátil, sencilla. Más barato que los SSD. Puede alimentar una radio, pero no una TV	No contaminante
Generador eólico	Alta media	Medio	Bajo	Amplio margen de capacidad. Puede ser competitivo con la generación eléctrica convencional	Muy bajo impacto medioambiental

Tabla 2.4: Comparación de las diferentes tecnologías de electrificación.

Los recursos renovables poseen un patrón de distribución a escala mundial mucho más homogéneo que los recursos fósiles y/o nucleares. Sin embargo, su potencial económico está afectado por un gran número de restricciones, incluyendo la competencia que establece su explotación con otros usos del suelo, la irregularidad y la fluctuación en el recurso, así como varios aspectos

de origen medioambiental. Las tecnologías energéticas renovables son especialmente aptas para las zonas aisladas de los países en vías de desarrollo no conectadas a la red eléctrica. Entre otras razones porque las condiciones meteorológicas de muchos países en desarrollo producen una elevada disponibilidad en el recurso renovable, en particular para las aplicaciones solares.

A pesar de que hayan demostrado su fiabilidad tecnológica y comercial o su potencial para fomentar el desarrollo sostenible, son muchos los obstáculos que deben ser salvados en la implementación de las tecnologías renovables. De manera sintética, estas barreras se podrían clasificar en:

- Técnicas:
 - Falta de fiabilidad, debido a la carencia de estándares y de controles de calidad.
 - Falta de personal cualificado y de mecanismos de formación.
 - Falta de infraestructuras para la operación y mantenimiento de los sistemas energéticos.
- Impuestos por el mercado energético:
 - Sector muy controlado, con poca competencia y a menudo con subsidios a la energía convencional.
 - Falta de conocimiento de las nuevas tecnologías energéticas.
 - Impuestos a la comercialización y la importación.
 - Falta de consideración de las externalidades.
- Económicas y financieras:
 - Costes iniciales elevados de las tecnologías.
 - Mercado incipiente y de tamaño reducido.
 - Falta de capital y créditos a los consumidores.
- Institucionales:
 - Falta de mecanismos para difundir la información.
 - Falta de marco regulador.
 - Carencia de incentivos financieros.
 - Incertidumbre en las políticas gubernamentales.
- Sociales:
 - Falta de aceptación por parte de los consumidores.
 - Rechazo cultural a los cambios que implica la utilización de fuentes de energía renovables.
 - Carencia de incentivos financieros.
 - Incertidumbre en las políticas gubernamentales.

Los beneficios de la electrificación rural son inmensos, pero el dilema al que se enfrentan muchos gobiernos de los países en vías de desarrollo es que, mientras que reconocen los beneficios que dichas iniciativas producen en las comunidades, muchos no pueden permitirse implementar planes o proyectos debido a la falta de recursos.

2.3. Sistemas de Información Geográfica

En esta tesis se utilizó una tecnología SIG para la implementación del modelo que se presenta en el capítulo 3 (página 37) ya que era necesario, por un lado, el manejo de gran cantidad de información geográfica en formato digital que reflejase la realidad de las áreas estudiadas y por otro, tareas de análisis espacial que permitiesen el cálculo de las operaciones necesarias. Este capítulo nos sirve para introducir las características de un SIG, con qué elementos trabaja y cuál es su potencial de aplicación, intentando facilitar la comprensión de determinados conceptos que serán utilizados en posteriores capítulos.

El concepto de Sistema de Información Geográfica (SIG) ha sido definido de decenas de formas diferentes, sin que exista un consenso claro sobre cuál es la definición más adecuada. En una primera aproximación podríamos decir que los SIG están formados por una serie de herramientas orientadas al estudio del territorio, de todas aquellas entidades que tengan una plasmación espacial, sin olvidar las relaciones que se establecen entre ellas. Se trata de una herramienta compleja, pero también lo suficientemente flexible como para permitir la incorporación y el tratamiento de todas aquellas variables que, aún siendo de naturaleza muy diversa, tienen una dependencia espacial. De hecho, todos (o casi todos) los elementos que configuran el paisaje que nos rodea podrían ser incorporados y analizados por un SIG: desde la red hidrográfica, la vegetación y los suelos hasta la contaminación atmosférica, las temperaturas o el riesgo de inundaciones. No importa que la variable sea de carácter cualitativo o cuantitativo, que sea continua o discreta, concreta o abstracta, ... siempre y cuando se pueda localizar en el espacio, podrá ser analizada con un SIG.

2.3.1. Definición

El NGCIA (*National Center for Geographical Information and Analysis*) define un Sistema de Información Geográfica (SIG) como:

“Un sistema de hardware, software y procedimientos diseñados para facilitar la obtención, gestión, manipulación, análisis, modelado y salida de datos espacialmente referenciados, par resolver problemas complejos de planificación y gestión”

En otras palabras: el SIG se ocupa de la gestión, representación y tratamiento de datos espaciales así como de la generación de datos derivados. Para ello, está constituido por un conjunto de herramientas informáticas (tanto hardware como software) que conforman el soporte físico del sistema, bases de datos espaciales y temáticas, programas que permiten el manejo de dicha información y, por último, los usuarios y administradores del sistema.

Los SIG incluyen múltiples herramientas que nos permiten analizar el territorio. Dichas herramientas se agrupan en las siguientes funciones (Bosque Sendra, 1992):

- *Funciones de entrada:* permiten la captura de la información, tanto la importación de otras fuentes de carácter digital como la digitalización de fuentes analógicas.
- *Funciones de salida/representación gráfica y cartográfica de la información.* Se refiere a las actividades que sirven para mostrar al usuario los propios datos incorporados en la BD,

y los resultados de las operaciones realizados sobre ellos.

- *Funciones de gestión de la información espacial*, con las cuales se extraen de la base de datos las porciones que interesan en cada momento, posibilita la organización de la información.
- *Funciones analíticas*: facilitan el procesamiento de los datos integrados en el SIG, de forma que se pueda obtener información que se desconocía en el momento de partida.

Muchos son los argumentos que permiten defender a los SIG como una herramienta muy potente y valiosa en cualquier tipo de análisis territorial. Entre ellos, cabe destacar que los SIG:

- Permiten incorporar información con diferente nivel de detalle, flexibilizando los cambios entre las escalas y las proyecciones.
- Facilitan el tratamiento de datos tanto cualitativos como cuantitativos, aportando una gran capacidad de cálculo.
- Son capaces de gestionar un gran volumen de información.
- Integran información gráfica y alfanumérica.
- Ponen a disposición del usuario y/o programador herramientas informáticas estandarizadas que permiten implementar múltiples aplicaciones y desarrollos.

2.3.2. Componentes de un SIG

Aunque en general se tiende a identificar a los SIG únicamente con el software que nos permite trabajar con datos georreferenciados, en un SIG se diferencian cuatro componentes. Aunque todos ellos han de cumplir con su cometido para que el sistema sea funcional, la importancia relativa de cada uno de ellos es muy diferente, y además, ha ido cambiando a lo largo del tiempo. Mientras los equipos informáticos condicionan cada vez menos los proyectos por el abaratamiento de la tecnología, hoy en día los datos consumen la mayor parte de las inversiones en términos económicos y de tiempo.

Un SIG es una tecnología de tratamiento de información geográfica formada por equipos electrónicos (*hardware*) programados adecuadamente (*software*) que permiten manejar una serie de datos espaciales (información geográfica) y realizar análisis complejos con estos siguiendo los criterios impuestos por el equipo humano (*personal*) que busca alcanzar un objetivo concreto (figura 2.6).

El *hardware* está constituido por todos los elementos físicos necesarios para el correcto funcionamiento de un SIG. En la actualidad, la mayoría de los programas comerciales funcionan en un amplio rango de equipos, desde servidores hasta ordenadores personales locales o en red. Sin embargo, debido a los requerimientos de memoria, almacenamiento y velocidad, se recomienda destinar un ordenador en exclusiva, o bien funcionando como servidor o como ordenador personal, cuando se requiere la manipulación de una gran cantidad de datos. Los periféricos también forman parte del *hardware*, teniendo cada uno de ellos una tarea distinta: el escáner y la tableta digitalizadora se utilizan en labores de captura y entrada de datos, una impresora o un plotter en labores de reproducción, etc.



Figura 2.6: Componentes de un Sistema de Información Geográfica.

Desde el punto de vista del *software* o de los programas, los SIG se han desarrollado a partir de la unión de diversos tipos de aplicaciones informáticas: la cartografía automática tradicional, los sistemas de gestión de bases de datos, las herramientas de análisis digital de imágenes, los sistemas de ayuda a la toma de decisiones, las técnicas de visualización, etc. Los programas proporcionan las funciones necesarias para que el SIG sea capaz de realizar todas las tareas necesarias. Los principales elementos que componen un programa SIG son:

- Herramientas para la entrada y manipulación de la información geográfica.
- Un sistema de gestión de bases de datos (DBMS).
- Herramientas que permitan búsquedas geográficas, análisis y visualización.
- Interfaz gráfica para el usuario, cuya misión es facilitar el acceso a las herramientas disponibles.

El tercer pilar de los SIG son los *recursos humanos*, y normalmente se acude al uso de una figura piramidal para su clasificación, en la cual cada escalón es menos numeroso que el inmediatamente inferior. En la base de la pirámide, formada por el grupo más extenso, se situarían los usuarios capaces de realizar consultas básicas. En un segundo escalón se encontraría un perfil de usuario capaz de realizar tareas de análisis y de consulta avanzada. En el siguiente estarían aquellos técnicos encargados de la edición y el mantenimiento, y finalmente en la cúspide de la pirámide los usuarios más avanzados a cargo de la administración y el desarrollo. Es importante destacar que el valor de los SIG se encuentra muy limitado si no se cuenta con personal experto que sea capaz de aprovechar todo el potencial ofrecido por este tipo de sistemas.

El último componente de los SIG, *los datos*, constituye el elemento más influyente en cualquier proyecto SIG puesto que su tratamiento e integración supone el mayor gasto, tanto en términos de tiempo como de costes. Además, determinan las características de los resultados, ya que tanto la fiabilidad como la escala serán función de los datos de partida.

2.3.3. Los objetos geográficos

Se define un objeto geográfico como el elemento básico que conforma el territorio. Gracias a las funciones implementadas, los SIG no sólo saben interpretar los objetos geográficos, realizando

una abstracción del objeto real asociándole una posición física y temporal definida, sino que nos permiten entender las relaciones que se establecen entre ellos. Así, son capaces de responder a cuestiones relacionadas con:

- La localización: basándose en los atributos de los objetos y en las relaciones espaciales que establecen, el SIG podrá responder a cuestiones del estilo ¿qué hay en ... ?
- Condición: a partir de condiciones previamente especificadas, el sistema debe indicar dónde se cumplen o no esas condiciones, respondiendo así a preguntas del tipo ¿dónde sucede que... ?
- Tendencias: los SIG permiten introducir la variable tiempo, con lo que son capaces de realizar comparaciones no solo espaciales, sino también temporales, respondiendo a ¿qué ha cambiado desde... ?
- Rutas: mediante el manejo de las relaciones topológicas existentes entre los objetos, el SIG permite obtener caminos óptimos (el más corto, el más barato, el más rápido, ...)
- Pautas: gestionando de forma conjunta la región de análisis, los SIG permiten extraer ciertas regularidades espaciales y patrones de distribución.
- Modelos: gracias a su capacidad para manejar grandes cantidades de objetos geográficos junto con las relaciones que se establecen entre ellos nos permite simular fenómenos y analizar el efecto que tendrían en el sistema territorial.

Se dice que cualquier objeto geográfico podría modelizarse en un SIG mediante una tarea de “interpretación” de la realidad, seleccionando, organizando y preparando los datos que lo describen. Así, deberíamos disponer de una descripción de cada objeto que incluyese: la componente espacial, que es la unión de las propiedades espaciales (expresadas en unidades de medida) y la localización geográfica; y la componente temática, que son las descripciones o atributos temáticos referidos al objeto. En un SIG, la componente temática y la componente espacial se relacionan mediante un identificador común. Por tanto, a cada objeto se le asigna un único número identificador; está caracterizado por una localización única y por un conjunto de descripciones.

Los datos son por tanto una abstracción de la realidad, de los objetos geográficos que tratan de representar. Este proceso de abstracción se materializa en dos tipos de modelos:

- *Modelo vectorial* (figura 2.7, izquierda): donde el punto es el elemento principal y los elementos existentes para representar la realidad son las entidades puntuales, lineales y poligonales. Se usa para representar objetos discretos con formas o límites definidos. El modelo vectorial se utiliza para representar elementos reales que tienen formas o límites muy definidos y que no podemos perder en el proceso de abstracción. Es decir nos interesa qué es, pero sobre todo, qué forma tiene. El punto constituye la unidad mínima, definido por sus coordenadas XY, y a partir del cuál se generan el resto de elementos como son las líneas y las áreas. Así, dentro del modelo vectorial podríamos representar mediante puntos árboles, estaciones o cotas, con líneas curvas de nivel y con áreas cultivos o tipos de suelo.
- *Modelo ráster* (figura 2.7, derecha): donde el píxel o celda constituye la unidad mínima de

información, identificable por su posición dentro de una retícula regular. En este modelo interesan más las propiedades del espacio que la representación precisa de los elementos que la conforman. El modelo ráster se utiliza en aquellos casos en los que nos interesa no tanto la forma que tiene un elemento, sino su valor. Queremos representar cómo varía ese valor y no cuáles son sus límites exactos. En este caso, la celda o píxel constituye la unidad mínima y viene definida por su posición en la cuadrícula mediante la fila y columna que ocupa. Ejemplos de variables para los cuales podría emplearse un modelo de datos ráster son las precipitaciones, las temperaturas, la altitud, y también, la radiación.

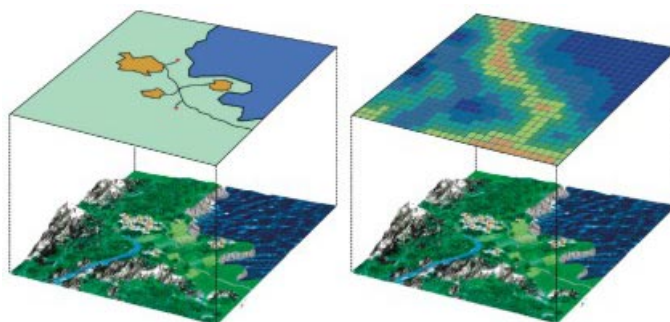


Figura 2.7: Modelos de datos: vectorial y ráster (Fuente: www.giscentrum.lu.se).

2.3.4. El análisis espacial

Pero si alguna de las herramientas que posee un SIG está intrínsecamente relacionada con su definición es, sin lugar a dudas, el análisis espacial. El análisis espacial está basado en la existencia de relaciones topológicas entre los objetos. Las principales herramientas de análisis espacial son (Domínguez Bravo, 2000):

- Superposición: en los casos en los que se disponga de capas de información coincidentes espacialmente, el SIG será capaz de analizar elementos comunes o diferentes en función de su localización.
- Áreas de influencia: a partir de un objeto se puede definir una entidad espacial nueva.
- Análisis de vecindad: permite ver como se relaciona un objeto con su entorno. Como ejemplos se podrían citar las triangulaciones espaciales y el cálculo de distancias.
- Análisis de redes: búsqueda de rutas óptimas y emplazamientos en función de redes de transporte, hidrográficas, etc.
- Modelos digitales de elevación: las funciones de análisis espacial permiten la elaboración de perfiles, de análisis de visibilidad, de cálculo de orientaciones y pendientes.

2.3.5. Los SIG y las energías renovables

Las energías renovables poseen características geográficas, ambientales y sociales que las diferencian de las fuentes de energía convencionales. Las energías renovables cuentan, entre muchas otras ventajas, con una mayor dispersión geográfica, lo que implica que siempre se puede contar con alguna fuente renovable de carácter autóctono (Domínguez Bravo, 2002). También introducen

una novedad con respecto a la implantación de tecnologías de generación a partir de fuentes convencionales: son estrictamente dependientes del territorio. Y no sólo por que su puesta en marcha pueda tener consecuencias ambientales, sociales y económicas en la región, que también se podría dar en el caso de electrificación por medio de fuentes convencionales, sino porque su éxito depende en gran medida de las condiciones específicas de la región.

La planificación energética debe basarse en la estimación de los recursos, la evaluación de la demanda y el desarrollo de planes de integración apropiados que tengan en cuenta las tecnologías disponibles y las restricciones económicas, sociales y ambientales. La planificación energética debe tener en cuenta una gran cantidad de variables, todas ellas con plasmación espacial, y evaluarlas desde un punto de vista integral, con una base marcadamente territorial, ambiental y social. Esta es la razón por la que muchos estudios se han servido del uso de los SIG para evaluar el potencial de las energías renovables, tanto en su evaluación como en su explotación e integración. Baban y Parry (2001) defienden la idoneidad del uso de los SIG en la localización de instalaciones basadas en la explotación de energías renovables en función de:

- La capacidad de los SIG de manejar y analizar grandes volúmenes de datos de carácter diverso y multidisciplinar.
- La capacidad para generar escenarios del tipo “¿que pasaría sí?”, útiles en la evaluación de los efectos que podrían tener diferentes políticas o la localización óptima de una planta renovable entre varias alternativas potenciales.
- La capacidad para, en función de diferentes propuestas y alternativas, desarrollar modelos de impactos para la localización de los proyectos, sugiriendo modificaciones encaminadas a su mitigación o minimización.

A continuación se presentan ejemplos presentes en la bibliografía, en su mayor parte sectoriales (en energía eólica, solar y biomasa), en los que los SIG han constituido la principal herramienta de análisis y en los que apenas se excede el ámbito energético ya que la evaluación del recurso constituye el objetivo principal de los mismos. Este tipo de estudios es el más numeroso, aunque cabe resaltar la recopilación de aplicaciones más ambiciosas que se encuentra en (Domínguez Bravo y Amador, 2007), donde se presentan ejemplos de sistemas de toma de decisión, sistemas distribuidos para la generación de electricidad y SIG y, por último, la generación descentralizada. En el último apartado se presentan algunas de estas aplicaciones.

a. Energía Eólica

Los estudios realizados se basan principalmente en la evaluación y cartografía del recurso eólico. En el trabajo elaborado por Baban, se presenta un criterio de localización de parques eólicos en base a 14 capas temáticas en las que se imponen diferentes restricciones de tipo físico, social, medioambiental, consideraciones visuales, etc. Se proponen dos métodos de análisis: ponderado y sin ponderar. Como resultado se obtiene una cartografía que clasifica una región perteneciente al

Reino Unido en 10 clases en función de su potencialidad (Baban y Parry, 2001).

Ramachandra y Shruthi (2005) utilizaron el SIG para cartografiar y analizar la variabilidad espacial y temporal de los vientos en la India con objeto de cartografiar los emplazamientos potenciales para su aprovechamiento. El SIG les permitió añadir capas de información relevantes en el análisis, como los vientos predominantes, el terreno, el terreno adyacente, la vegetación, la proximidad a áreas residenciales, etc. Khan y *otros* (2004) también se sirvió de las funcionalidades del SIG para la elaboración de un mapa de vientos en Bangladesh, aunque se sirvió principalmente de la flexibilidad de dicha herramienta para incorporar elementos propios de la microescala (rugosidad del terreno, elevación) con modelos de mesoescala, para obtener como producto derivado mapas de escalas medias .

b. Energía Solar

Las aplicaciones de los SIG en el campo de la evaluación del recurso solar son muy numerosas. Cabe citar, entre otros, el artículo de Martins y *otros* (2007) donde se presentan unos mapas de radiación solar de Brasil generados a partir de imágenes de satélite según un modelo desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de EEUU . En el campo de la energía solar térmica de concentración se puede citar en trabajo realizado por Altmann y *otros* (2005) en el que se evalúa el potencial para la instalación de una torre solar en Australia en función de parámetros topográficos y meteorológicos.

c. Energía de la biomasa

En el estudio del aprovechamiento de la biomasa, la influencia de los factores geográficos constituye un factor de suma importancia. Y las funciones implementadas en los SIG permiten no solo evaluar el potencial existente en un punto concreto del terreno, sino deducir costes de transporte en función de la distancia entre el recurso y las plantas de tratamiento, factor este que sin duda juega un papel muy importante en la factibilidad económica del aprovechamiento de la biomasa.

En Voivontas y *otros* (2001) se evalúa el potencial de la biomasa para la generación de energía en la isla de Creta, analizando los costes de transporte e identificando a partir de ellos los lugares óptimos para la localización de los cultivos energéticos. Batzias y *otros* (2005) se centra en el estudio de los residuos de origen animal para la producción de biogás partiendo de datos sobre la población de cabezas de ganado, disponibilidad y factores energéticos.

d. Planificación energética y generación distribuida

El valor añadido que los SIG aportan al análisis de la generación distribuida de electricidad y su aplicación en proyectos de electrificación rural queda probado por los resultados existentes en la bibliografía. Muchos de los trabajos que se describen a continuación no desarrollan la visión

geográfica integradora que caracteriza esta tesis. En muchos de ellos prevalece la opción, definición y optimización de la tecnología frente a la definición precisa de la demanda que se debe satisfacer.

Ariza (1997) analiza la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas aisladas frente a la extensión de la red para la provincia de Córdoba (España). Realiza una fragmentación del territorio en función de cuál de las dos opciones de electrificación minimiza el coste del kWh producido, partiendo de una aproximación integral del territorio que analiza. En su análisis no tiene en cuenta la localización real de la demanda, aunque las herramientas disponibles en los SIG lo permiten, sino que presenta varios escenarios en base a la variación de los parámetros económicos más influyentes (subvenciones, tasas de interés, aplicación de ecotasas, etc). A partir de los diferentes escenarios resultantes, introduce unos valores de demanda que varían entre los 5 y los 50 kWh. Los resultados obtenidos son presentados de forma tabulada y cartográfica, esta última por medio de mapas boléanos que muestran si la opción fotovoltaica posee un precio menor del kWh que la red o no (Ariza Lopez y *otros*, 1997).

El trabajo presentado por Byrne (2007) es muy valioso por cuanto deja patente la potencia de cálculo de los SIGs, introduciendo una gran cantidad de posibles valores para las variables de entrada. El objetivo es la definición de la potencialidad de pequeñas instalaciones basadas en energías renovables para la electrificación de comunidades rurales del Oeste de China. Su metodología se basa en la definición de 20 configuraciones diferentes para las tres opciones tecnológicas que compara (fotovoltaica, eólica e híbrida) que son definidas por medio de una herramienta de simulación. Esta herramienta está basada en el cálculo del LEC a partir de hojas de cálculo a las que denominan *Rural Renewable Energy Analysis and Design* (RREAD). Evalúa el recurso disponible a partir de datos horarios tanto de radiación como de vientos. Analiza la demanda en base a análisis estadísticos y encuestas que les permiten definir el perfil de consumo de los usuarios y además incluye escenarios de crecimiento de dicha demanda. Finalmente, emplea el SIG ArcView para correlar de forma espacial la información generada sobre los recursos energéticos y el LEC resultante de cada una de las posibles configuraciones tecnológicas.

En el trabajo realizado por Muselli (1997), se comparan cuatro opciones tecnológicas para la electrificación de áreas remotas en la isla de Córcega: fotovoltaica individual con baterías, fotovoltaica-diesel con baterías, grupo electrógeno diesel y extensión de la red eléctrica. Realiza una optimización física o dimensionado de los sistemas introduciendo como restricción que la probabilidad de pérdida de carga⁶ del sistema sea nula. Emplea un criterio de optimización económico en base al cálculo del LEC para dimensionar la tecnologías. A pesar de que se especifica la introducción de sistemas de acumulación, en los cálculos del LEC para cada tecnología no aparece reflejada claramente la introducción de los valores de dicho sistema (Muselli y *otros*, 1997).

⁶ También denominada LOLP (*Loss of Load Probability*), constituye la probabilidad de no satisfacer toda la potencia demandada.

En el análisis realizado por Kaijuka (2007) y aplicado en Uganda se presenta otro ejemplo de uso de los SIGs en el proceso de planificación energética rural, pero su objetivo no es la definición de tecnologías óptimas, sino de áreas prioritarias de inversión. Para ello analiza la red de distribución eléctrica, la localización de las comunidades y de los centros de demanda prioritarios (escuelas, centros de formación, centros de salud, hospitales, etc.). Desarrolla una metodología para ponderar cada distrito y cada provincia, en función del tipo de demanda, que establecería una clasificación en función del orden de prioridad en la electrificación (Kaijuka, 2007).

En un artículo de Fronius y Gratton (2001) se describe un software basado en tecnología SIG y orientado a la planificación rural. Cuenta con dos módulos diferenciados: LAPER y SIG. El primero se emplea para la definición de un modelo óptimo de electrificación y para el cálculo de costes, mientras que el segundo sirve de interfaz que muestra y almacena los resultados obtenidos. Tiene en cuenta los costes asociados con cada una de las tecnologías predefinidas (conexión a red, sistemas hidroeléctricos, fotovoltaica, diesel y eólica) y los compara con la red diseñada por el usuario. El software es capaz de seleccionar el modo de electrificación que minimiza los costes de inversión y mantenimiento, reemplazando la red propuesta por el sistema distribuido seleccionado.

De los trabajos citados que evalúan la opción de conexión a red, sólo en el caso de Ariza (1997) se introduce la topografía como factor de costes en la cuantificación de la distancia a la red. En sus conclusiones enfatiza la importancia de la introducción de la accesibilidad y la pendiente ya que los valores de distancia pueden variar considerablemente y los costes de inversión de la extensión de la red están directamente relacionados con la distancia. Luchmaya describe un método para planificar la extensión de las líneas eléctricas obteniendo cálculos de costes más realistas. Se basa en la introducción de terreno como variable, realizando triangulaciones de Delaunay para definir el camino más corto en términos de accesibilidad y costes, no en unidades de distancia (Luchmaya y otros, 2001).

A continuación se incluye la tabla 2.5 en la que se resumen las aportaciones más importantes independientes a la línea metodológica de esta tesis, junto con sus principales características, en el campo de los SIG y la generación distribuida para la electrificación rural.

Trabajo	Área geográfica	Tecnologías consideradas	Criterio de selección	Demanda	Datos de partida	Plataforma
(Ariza Lopez y otros, 1997)	Córdoba	Sistemas fotovoltaicos autónomos y extensión de red	LEC	Considera 6 valores de demanda diferentes No parte de localización de viviendas real	Red eléctrica Radiación	
(Byrne y otros, 2007)	Oeste de China	Fotovoltaica, eólica y eólica-fotovoltaica	LEC	Valor definido en base a encuestas de población Incluye escenario de crecimiento para el 2010	20 configuraciones tecnológicas Evaluación del recurso	ArcView
(Muselli y otros, 1997)	Córcega	Fotovoltaica individual, híbrido FV-diésel, diésel, extensión de red	LEC	4 tipos de perfiles diarios de consumo Valor teórico	Mapa topográfico Viviendas Radiación solar	
(Kajjuka, 2007)	Uganda	Extensión de red	Prioriza localizaciones, no tecnologías	Pondera los tipos de demanda existentes en cada área administrativa	Red eléctrica Distribución de la población Centros de demanda prioritarios	
(Fronius y Gratton, 2001)	Madagascar, Marruecos, Vietnam, Egipto	Extensión de red comparada con varias opciones de generación distribuida	Minimiza costes de inversión y mantenimiento		Localización de comunidades y contexto geográfico	
(Luchmaya y otros, 2001)	Sudáfrica	Extensión de la red eléctrica				Geomedia y VC++

Tabla 2.5: Aplicación de los SIG a la generación distribuida para la electrificación rural.

Modelo IntiGIS

Este capítulo está dedicado a la descripción del modelo y los algoritmos de cálculo que subyacen bajo la herramienta IntiGIS, que será descrita en el capítulo siguiente.

Los antecedentes metodológicos serán expuestos al comienzo, resaltando las características principales que marcaron el inicio de cada nueva etapa. Una vez explicadas las bases, se describirá el modelo IntiGIS, puntualizando los aspectos más relevantes: la importancia crítica que tiene la definición de la demanda; qué tecnologías de electrificación están incluidas en la evaluación, comentando la configuración tipo de cada una de ellas; y, por último, en base a qué algoritmos se realiza el dimensionado de los sistemas considerados y su valoración económica.

3.1. Antecedentes metodológicos

La metodología en la que se basa esta tesis surgió en los años noventa como resultado del proyecto SOLARGIS. Esta primera versión fue mejorada posteriormente en el marco del acuerdo establecido entre el CIEMAT y el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de la U.P.M. En los últimos años, este antecedente metodológico ha sufrido varias modificaciones que han dado lugar a una nueva etapa, y que constituyen el marco de desarrollo actual, IntiGIS.

3.1.1. Solargis I

A mediados de los años noventa, la Comunidad Europea apoyó la realización del proyecto de investigación SOLARGIS. Este proyecto fue financiado por la Dirección General XII de la Unión Europea para la Ciencia, la Investigación y el Desarrollo en el marco del programa JOULE II y varios centros de investigación relacionados con las energías renovables¹ colaboraron en su desarrollo. SOLARGIS supuso la confirmación del gran valor que la perspectiva territorial podía aportar a los proyectos de energías renovables así como el enorme potencial de los SIG para la integración de las energías renovables en los proyectos de electrificación rural. Los objetivos principales del proyecto eran (Solargis Team, 1996) :

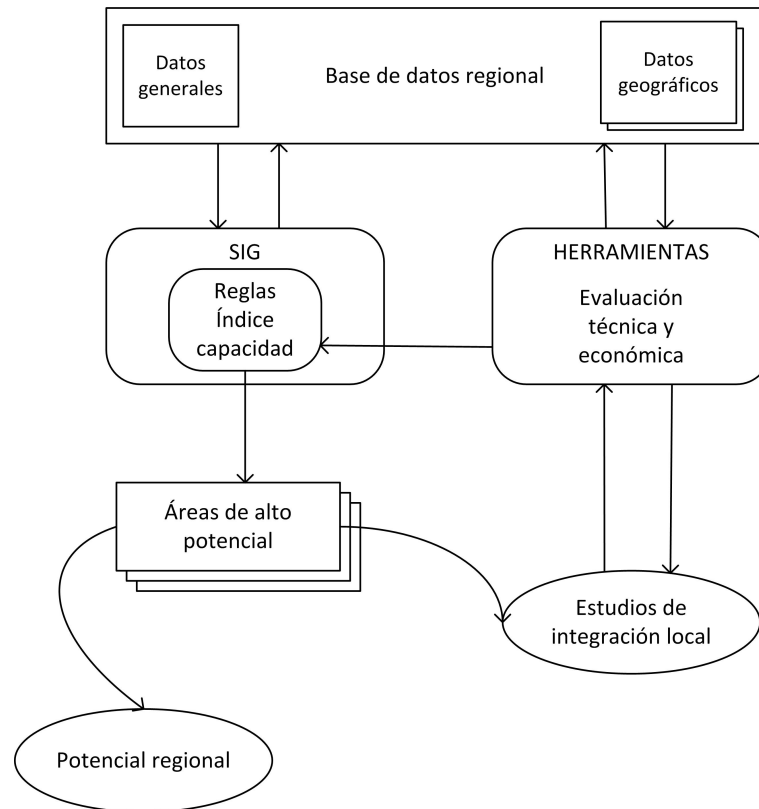
- Demostrar el valor de los Sistemas de Información Geográfica para desarrollar la implantación de energías renovables en la electrificación descentralizada.
- Aplicar esta metodología al análisis de varias áreas piloto.
- Recolectar datos pertenecientes a dichas áreas para su incorporación en el SIG.
- Desarrollar herramientas para determinar el potencial de los sistemas de energías renovables a partir de los datos iniciales.

El modelo SOLARGIS (representado mediante un diagrama de flujo en la figura 3.1) está basado en una comparación del coste, píxel a píxel, del kWh producido por los sistemas de generación eléctrica incluidos en el análisis, tanto renovables como no renovables. El primer paso se corresponde con la elaboración de una base de datos regional que contiene información relativa tanto a la demanda como al recurso (datos de radiación, viento, etc.). A partir de estos datos, y gestionado por el SIG, se introducen una serie de reglas con objeto de determinar las áreas de alto potencial para el aprovechamiento de las energías renovables en la región estudiada. Finalmente, la elección del sistema de electrificación se realiza a través del cálculo y comparación del *Coste de Electrificación Equivalente* (LEC).

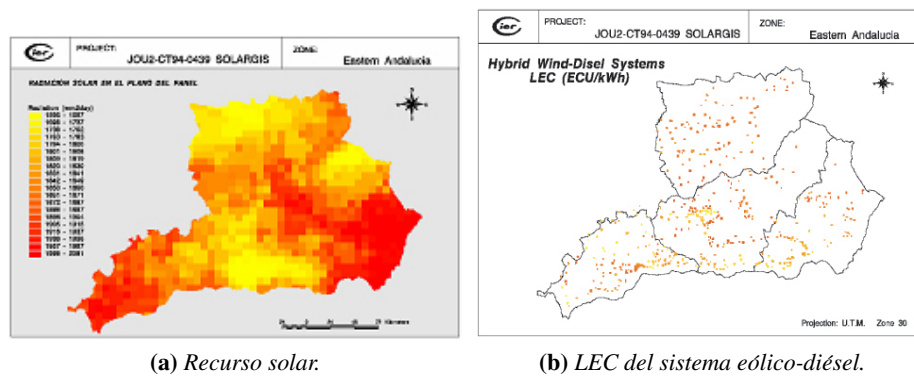
Además de la primera aplicación de SOLARGIS a seis áreas piloto² (en la figura 3.2 se observan un par de mapas resultado de la aplicación de la metodología a Andalucía Oriental), se han realizado estudios locales en varios municipios tunecinos (Vandenbergh y otros, 1999), en el

¹ El proyecto SOLARGIS fue coordinado por el *Centre d'Energétique Armines* (Francia), y en él participaron *Conphoebus* (Italia), *CIEMAT* (España), *CRES* (Grecia), *INESC* (Portugal), *RAL* (Reino Unido) y *NMRC* (Irlanda).

² Región de Tunicia (Túnez), Sicilia (Italia), Andalucía Oriental (España), Creta (Grecia), República de Cabo Verde y Karnataka (India).

**Figura 3.1:** *Modelo SOLARGIS I.*

estado de Karnataka en la India (Mahmmud y *otros*, 1996), en la Isla de Santiago (Cabo Verde) (Monteiro y *otros*, 1998) y en la provincia de Murcia (Amador, 2000; Domínguez Bravo, 2002), entre otros, que analizan con mayor detalle áreas seleccionadas entre las zonas de alto potencial.

**Figura 3.2:** *Aplicación de SOLARGIS I en Andalucía oriental. Ejemplos de mapas de entrada y resultados.*

3.1.2. Solargis II

En 1997 se estableció un acuerdo de colaboración entre el CIEMAT y el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de la U.P.M. que serviría como marco en la realización del proyecto de investigación: “*Los sistemas de información*

geográfica en la integración regional de las Energías Renovables para la producción descentralizada de electricidad. Análisis de parámetros técnicos”. El objetivo de esta colaboración era determinar el grado de certidumbre de los resultados proporcionados por la aplicación del programa SOLARGIS (Amador, 2000). Consecuencia de este estudio fue el desarrollo de una aplicación SIG que era accesible desde una estación de trabajo. Implicó un cambio fundamental de concepto y de método de análisis (figura 3.3), incorporando las siguientes modificaciones:

- Incluye un escenario de demanda en base a variables socioeconómicas (nivel económico bajo, medio o alto), establecido a partir de datos experimentales del consumo.
- Realiza el cálculo del factor de capacidad de los sistemas convencionales basándose en criterios de diseño contrastados.
- Incluye nuevos costes extraídos del análisis de las distintas tecnologías consideradas.
- Mejora el control del programa por el usuario.
- Realiza una versión en castellano de la aplicación original.

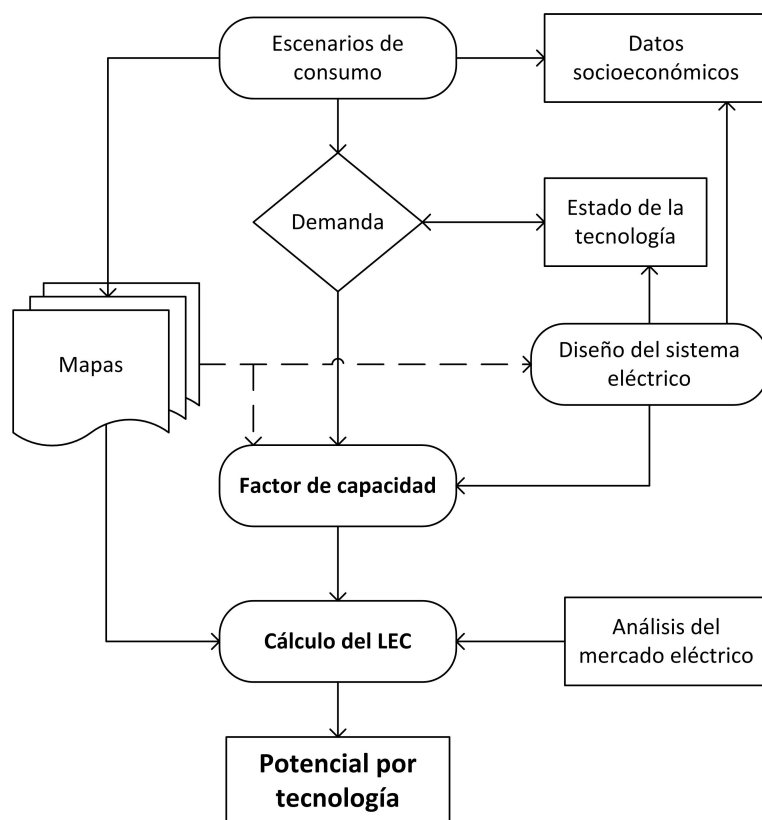


Figura 3.3: Modelo SOLARGIS II

3.2. IntiGIS

La tesis que aquí se presenta busca profundizar en dos aspectos: la aplicación, adecuación y validación del modelo a un ámbito geográfico totalmente nuevo y el fortalecimiento e integración del análisis de sensibilidad espacial. Con respecto a lo primero, se busca utilizar las bases de evaluación de SOLARGIS para, incluyendo modificaciones, ampliar su capacidad de adecuación a

nuevos ambientes. En cuanto al análisis de sensibilidad espacial (ASE), si bien el caso de estudio analizado con SOLARGIS II se acompañó de un exhaustivo trabajo al respecto, lo cierto es que su implementación no estaba integrada en la herramienta existente. Con IntiGIS se pretende incorporar el ASE en la herramienta resultante.

El resultado final de esta tesis será la disponibilidad de una herramienta que permita la evaluación de diversas tecnologías de electrificación rural, de fácil manejo, que tenga en cuenta la realidad territorial de la región estudiada y que haya sido validada en un ámbito geográfico diferente al utilizado en etapas previas del desarrollo metodológico.

El modelo está diseñado para operar como base de dicha herramienta, permitiendo una primera evaluación de las tecnologías, tanto convencionales como basadas en energías renovables, susceptibles de responder a la demanda eléctrica de una comunidad aislada localizada en un país en vías de desarrollo.

3.3. Definición del escenario de demanda

Conceptualmente, los términos de demanda y consumo presentan ciertas diferencias que sería importante distinguir. El primero está relacionado con la petición y la solicitud, mientras que el segundo implica siempre el gasto de la energía o producto energético demandado (Amador, 2000). En el caso que nos ocupa se utilizaran ambos términos de forma indistinta.

En cualquier proyecto de electrificación debe conocerse el consumo de las viviendas rurales para seleccionar el sistema más adecuado y realizar así un buen dimensionado del mismo, evitando frustraciones entre los usuarios. Los estudios más precisos, propios de otras fases del planeamiento energético, deberían concretar el patrón de uso, especificando cuánto consumen (a partir de niveles de consumo medio) y cuándo consumen (mediante los perfiles de uso).

El perfil de consumo diario constituye una representación de la potencia media horaria en W, siendo la integral de la curva la demanda diaria expresada en Wh. En el caso de los consumos primarios, como el alumbrado, existe una gran diferencia entre las horas valle y las horas pico, mientras que en el caso de los consumos complejos se observa más uniformidad. La demanda eléctrica en una vivienda constituye un ejemplo de consumo complejo, en el que es probable que exista una componente fija no gestionable (como la nevera), otra componente variable (como el alumbrado o el televisor) y otra diferible (como la lavadora o el bombeo de agua) que están sujetos a ser utilizados en momentos óptimos (Vallvé, 2006).

En nuestro caso, como valor de entrada al modelo no se usará el perfil de consumo³, el *cuándo*, sino la potencia media diaria demandada, el *cuánto*, el valor medio anual de la demanda eléctrica residencial. Clásicamente, dicho valor se evalúa mediante el recuento de las cargas y el número de horas de utilización diaria. Pero estos datos son desconocidos, y como todas aquellas estimaciones

³ El perfil de consumo no se tendrá en cuenta en la definición de la demanda, pero sí en el dimensionado del sistema mediante el uso del parámetro “factor de forma de la curva diaria”, que se explicará en detalle posteriormente. Cabe decir también que estudios con características similares al aquí presentado han empleado medida horarias (Chambers y otros, 2006)

que tratan de modelizar el comportamiento humano, existe en ellas un alto grado de incertidumbre. Las dificultades aumentan cuando los usuarios no han utilizado equipos eléctricos anteriormente, situación muy común en países en vías de desarrollo.

La elección de un valor concreto de demanda influye en gran medida en la competitividad de un sistema. Si estableciésemos una demanda demasiado elevada estaríamos favoreciendo los sistemas convencionales, y una demanda demasiado baja supondría un factor de carga muy bajo que los haría poco rentables, favoreciendo la opción renovable.

En comparaciones a realizar entre diferentes sistemas tecnológicos se recomienda siempre utilizar el mismo tipo de uso y/o carga (Lhendup, 2008). Sin embargo, el modelo IntiGIS posibilita la opción de definir dos valores de demanda diferentes, intentando así dar cabida a situaciones particulares de regiones concretas.

3.3.1. Valores de demanda en electrificación rural

En el contexto de la electrificación rural, la categorización de las necesidades energéticas, es decir el establecimiento de un único valor para el consumo energético medio para varias familias es una necesidad impuesta por la tecnología, porque conduce a la normalización de los equipos como medio para reducir costes y garantizar la calidad técnica, a pesar de que puede no corresponderse con las necesidades de los usuarios individuales. Sin embargo, la definición de un valor concreto de consumo de energía, en términos de Wh/día, es un paso inevitable en cualquier proyecto de electrificación rural.

Las características que definen la demanda rural en países en vías de desarrollo son: la dispersión, la gran distancia que separa los puntos de demanda de la red eléctrica nacional así como los valores reducidos. Con respecto a este punto, debería diferenciarse entre consumos domésticos y productivos, ya que en el caso de los segundos se podrían citar valores de hasta 6000 Wh/día, próximos a las necesidades de una explotación agropecuaria o de un albergue de turismo rural (Vallvé, 2006).

Si consideramos únicamente el caso de demandas domésticas en países en vías de desarrollo, la electricidad se usa principalmente para el alumbrado, radios, televisores y cargadores de móviles, añadiéndose en algunos casos otros electrodomésticos destinados al cocinado de alimentos, dependiendo sobre todo del nivel de ingresos de la unidad familiar (Lhendup, 2008).

A modo de referencia se citan a continuación varios estudios en los que se aporta un valor de demanda residencial en países en vías de desarrollo. En la aplicación de la metodología SOLARGIS a los municipios tunecinos de Kairouan, Mahdia y Monastir (Vandenbergh *y otros*, 1999) se establecieron tres escenarios de consumo. En uno de ellos, que suponía una vivienda con varios puntos de luz, una radio y una TV se estableció un valor de 400 Wh por día y vivienda.

Podríamos citar también el ejemplo presentado por Nguyen (2007). Los autores evalúan las

posibles soluciones de electrificación en Vietnam a partir de tecnologías descentralizadas basadas en energías renovables, asumiendo un consumo por vivienda rural de 300 Wh diarios, cantidad que fue determinada por medio de inventarios de electrodomésticos y patrones de uso a través de encuestas.

Varios son los autores que han realizado estudios de operabilidad de los sistemas fotovoltaicos ya instalados. Entre ellos cabe destacar el realizado por Jenny, Díaz López y Mosler en comunidades cubanas. Se centraron en el estudio de los patrones de consumo energético en la comunidad de La Magdalena, situada al sureste de la isla y electrificada con una instalación fotovoltaica centralizada de 10 kW. Realizaron una campaña de medida del consumo diario en 49 viviendas intentando definir el perfil de carga diario. Definieron además que los valores de demanda variaban entre los 42 y los 2170 Wh, siendo la media 230 Wh. Además, más del 80 % de las viviendas consumían menos de 400 Wh.

3.4. Tecnologías consideradas

El modelo posibilita la comparación de varias opciones tecnológicas que permitan satisfacer la demanda diaria doméstica de la región estudiada. Estos sistemas de producción de energía eléctrica pueden dividirse de acuerdo al tipo de generación:

- Generación individual, para el abastecimiento de una vivienda.
- Generación centralizada, para el abastecimiento de una comunidad.

o a la tecnología empleada:

- sistema fotovoltaico.
- sistema eólico.
- grupo diésel.
- conexión a una red eléctrica existente.
- generación híbrida eólico-diésel.
- conexión a la red de media tensión existente.

Los sistemas considerados se esquematizan en la tabla 3.1.

Sistema tecnológico		Tipo de demanda	
		Vivienda	Comunidad
Energía renovable	Fotovoltaico	✓	
	Eólico	✓	
Convencional	Grupo diésel	✓	✓
	Conexión a red	✓	✓
Híbrido	Eólico-diésel		✓

Tabla 3.1: *Sistemas tecnológicos considerados en IntiGIS.*

La configuración general de cada uno de estos sistemas y los elementos que los componen son los siguientes:

a. Instalaciones fotovoltaicas

Los componentes o elementos de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación (autónoma o conectada a red). Si es autónoma, que es el caso considerado, los componentes necesarios del sistema son: módulos fotovoltaicos, acumuladores electroquímicos, regulador de carga e inversor.

b. Sistema eólico

Los componentes necesarios del sistema son: turbina eólica, regulador de carga, baterías de acumulación, carga de disipación y si la demanda lo requiere, un inversor. Si el generador eléctrico es un alternador, la instalación debe constar además de un rectificador. El funcionamiento, criterios de diseño, mantenimiento, etc. de estos equipos es similar al caso de uno fotovoltaico, salvo en el componente aerogenerador.

En general las instalaciones eólicas aisladas requieren una capacidad de almacenamiento superior a las fotovoltaicas, debido a las grandes variaciones de la disponibilidad de potencial eólico, que no presenta tanta uniformidad en el ciclo diario como la radiación solar.

c. Grupo diésel

El grupo electrógeno individual constituye una opción clásica para la obtención de energía eléctrica en una aplicación aislada de la red. Se trata por lo tanto de un sistema que con un mantenimiento adecuado constituye una opción muy fiable. Sin embargo estudios previos enfatizan los problemas de abastecimiento, mantenimiento, disponibilidad de recambios, aparte de las cuestiones medioambientales de contaminación atmosférica y ruido. Este sistema trabaja en general durante un número limitado de horas, para evitar un envejecimiento prematuro y una menor eficiencia por operar con cargas muy bajas.

Los componentes que configuran un sistema diésel individual son: grupo electrógeno, regulador de carga, sistema de acumulación e inversor.

En el caso de suministrar energía eléctrica a comunidades mediante sistemas centralizados, la opción de varios grupos diésel aumenta la fiabilidad con respecto a un único grupo. Sin embargo, cuando mayor sea el número de grupos, mayores son los costes de inversión y el mantenimiento será más complicado.

Los componentes que configuran un sistema diésel central son: grupos electrógenos individuales, sistema de control de carga, sistema de acumulación, inversor y líneas de BT.

d. Conexión a la red

En el caso de querer conectarse eléctricamente a la red más cercana de media tensión (MT), se deberá construir la red de baja tensión (BT) correspondiente, un centro de transformación y la línea de MT que conecte este centro de transformación con el punto de la línea de MT existente.

El algoritmo considera entonces un centro de transformación en el centro de cada píxel y una red de BT hasta las viviendas. En realidad el centro de transformación no se situaría en el centro del píxel, sino en una ubicación que tuviera en consideración la configuración de la comunidad. Sin embargo, esta aproximación no introduce mucho más error que el que puede resultar de las mediciones realizadas por el SIG, sumamente dependientes de la precisión de la información de partida.

El centro de transformación se uniría al punto de red más cercano mediante líneas de media tensión. Teóricamente el SIG calculará esta distancia de forma lineal sin tener en cuenta los obstáculos topográficos. En la realidad, el trazado de la red no se realizaría de esta forma sino que se calcularía en función de la comunidad electrificada más cercana, por lo que al compartir costes, estos serían menores.

Los costes de inversión de la extensión de red están directamente relacionados con la distancia, aumentados por las dificultades orográficas del terreno.

e. Eólico diésel centralizado

Para valores crecientes de la demanda, el empleo de un sistema de acumulación como apoyo único al aerogenerador no resulta viable económicamente y es necesario un grupo diésel. Desde otro punto de vista, en lugares de alto potencial eólico, puede ser rentable incorporar una o varias turbinas eólicas al grupo diésel para conseguir así ahorrar en costes de combustible y mantenimiento. En cualquier caso, los sistemas eólico-diésel sólo resultan competitivos en condiciones de elevado potencial eólico y demanda media-alta, o bien cuando exista un buen acoplamiento entre la demanda y el viento que permita reducir el tamaño del grupo diésel.

El esquema general de una instalación eólico-diésel consta, además de la turbina eólica y del grupo diésel, de sistemas de control de la turbina, de la carga y además un control de la instalación completa. Para disminuir el consumo de combustible puede incluirse también un sistema de acumulación que permita aprovechar la energía eólica en horas de poca demanda y reducir el número de ciclos de arranque-parada. Para las situaciones en el sistema de acumulación esté saturado y la carga sea inferior a la generación es necesario contar con una carga de disipación.

3.5. Dimensionado de las tecnologías

Un adecuado dimensionamiento de las instalaciones contribuye a asegurar la fiabilidad de las mismas y su utilización a lo largo del tiempo, evitando que queden inservibles al cabo de pocos años. En el dimensionado de las tecnologías es imprescindible determinar con precisión el consumo estimado anual, que se hará en función de la potencia de los receptores existentes en cada vivienda o grupo de viviendas y de la simultaneidad en su empleo, y en el caso de las tecnologías renovables el recurso disponible.

En el modelo que se describe, el dimensionado se realiza en base al cálculo del factor de

capacidad de cada tecnología (que se comentará posteriormente). El detalle con el que se realiza esta aproximación se ve comprometida por: los objetivos del método, que no se corresponden con dimensionar las tecnologías de forma precisa, sino realizar una comparación basada en una aproximación similar para cada una de las tecnologías; y la necesidad de simplificar al máximo la formulación, ya que el objetivo final es integrar los algoritmos de cálculo en el SIG, y cada cálculo se realizará para cada uno de los píxeles que forman la región estudiada.

3.5.1. Sistemas de generación

En una primera aproximación, la energía final producida por los sistemas de generación considerados (fotovoltaico, eólico, diésel, etc.), E_i , será igual a (Solargis Team, 1996):

$$E_i = FC_i \cdot P_i \cdot T \quad (3.1)$$

donde:

FC_i	Factor de capacidad del sistema.
P_i	Potencia instalada, [kW].
T	Período de tiempo considerado, [h/año].

El *factor de capacidad* es un indicador numérico adimensional que define la relación entre la energía producida en un período de tiempo determinado y la energía que hubiese producido en ese mismo período si se hubiese trabajado a pleno rendimiento, con lo que nos aporta una idea de la eficiencia del sistema. El emplear un único coeficiente, como es el factor de capacidad, para la estimación de la energía producida tiene como ventaja la flexibilidad, ya que de forma sencilla se puede alterar su valor, comparando los resultados obtenidos. Por otra parte, su determinación es una cuestión problemática y no exenta de cierto grado de incertidumbre ya que su valor no sólo depende de la eficiencia técnica de la instalación, sino también de la correlación entre los perfiles de suministro y carga (Amador, 2000). El factor de capacidad es uno de los coeficientes fundamentales usados en este modelo para caracterizar cada una de las tecnologías, y su determinación se realiza buscando el compromiso entre los datos necesarios para realizar el cálculo y la precisión deseada en los resultados. Así, el factor de capacidad se calcula para cada sistema tecnológico teniendo en cuenta la estimación anual de consumo, sin considerar la evolución temporal y el patrón de la demanda, lo cual impondría la necesidad de disponer de valores detallados de consumo, información difícilmente disponible en casos de electrificación rural en países en vías de desarrollo.

A continuación se describen cada uno de los pasos seguidos en el dimensionado de las tecnologías consideradas incluyendo la determinación del factor de capacidad, valor que será utilizado en la evaluación de cada una de los sistemas potenciales.

a. El sistema fotovoltaico autónomo

La energía producida anualmente por un sistema fotovoltaico puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$E_{fv} = FC_{fv} \cdot P_{fv} \cdot T \quad (3.2)$$

donde:

FC_{fv}	Factor de capacidad del sistema fotovoltaico.
P_{fv}	Potencia instalada en el sistema fotovoltaico [kW].
T	Período de tiempo considerado [h/año].

El factor de capacidad será calculado a partir de la radiación media anual global y parámetros de eficiencia, según la siguiente expresión:

$$FC_{fv} = \frac{\eta_{fv} \cdot \eta_{std} \cdot G_k \cdot A_{fv}}{P_{fv} \cdot T} \quad (3.3)$$

donde:

η_{fv}	Eficiencia del sistema fotovoltaico (generador y batería).
η_{std}	Eficiencia máxima de un módulo fotovoltaico en condiciones estandarizadas ⁴ .
G_k	Irradiancia media anual global sobre el plano del panel [kW/m ² · año].
P_{fv}	Potencia nominal del sistema fotovoltaico [kW].
A_{fv}	Área total de los módulos fotovoltaicos [m ²].

Sabiendo que la potencia pico de un módulo fotovoltaico es $P_{fv} = E_0 \cdot \eta_{std} \cdot A_{fv}$, y sustituyendo en 3.3, el factor de capacidad se define como:

$$FC_{fv} = \frac{\eta_{fv} \cdot G}{T} \quad (3.4)$$

donde:

η_{fv}	Eficiencia del sistema fotovoltaico (generador y batería).
G	Número de horas al año en la que la irradiancia presenta el valor de 1 kW/m ² ⁵ .

Una vez calculado el factor de capacidad, se podría calcular la potencia de la instalación (asumiendo que la energía generada se corresponde con la demanda anual) a partir de la siguiente fórmula:

⁴ Los valores estándar en función de los cuales se calcula la potencia pico de los módulos fotovoltaicos son irradiancia de 1000 W/m² a 1,5 de masa de aire y temperatura de la célula de 25°.

⁵ El valor numérico de G es el mismo que G_k .

$$P_{fv} = \frac{D_a}{FC_{fv} \cdot T} \quad (3.5)$$

donde:

FC_{fv} Factor de capacidad del sistema fotovoltaico.
 D_a Demanda anual en una vivienda [kWh/año].

b. El sistema eólico

La producción eléctrica anual de un aerogenerador en un lugar determinado se calcula a partir de la curva de potencia de la turbina, $P(v)$, y de la distribución de frecuencia anual de la velocidad de viento horaria en ese lugar, $f(v)$, suponiendo que el generador está siempre disponible y que está conectado a una red de potencia infinita. Se expresa mediante la ecuación:

$$E_{eo}^0 = FC_{eo}^0 \cdot P_{eo} \cdot T \quad (3.6)$$

donde:

$$FC_{eo}^0 = \frac{\int P(v) \cdot f(v) dv}{P_{eo}} \quad (3.7)$$

siendo P_{eo} la potencia nominal del aerogenerador, $P(v)$ la potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento y $f(v)$ la probabilidad anual de que el viento tenga la velocidad v ⁶. En un caso real, la producción será menor debido a la capacidad finita de la carga en sistemas autónomos y a la distribución real del viento en el emplazamiento seleccionado, con lo que:

$$\begin{aligned} FC_{eo} &= FC_{eo}^0 \cdot \eta_{eo} \\ E_{eo} &= FC_{eo} \cdot P_{eo} \cdot T \end{aligned} \quad (3.8)$$

donde η_{eo} se corresponde con el factor de eficiencia del sistema autónomo. Para evitar el coste computacional que supondría calcular este valor para cada uno de píxeles que conforman el área de estudio, se procede a definir un polinomio que represente la variación del factor de capacidad de un aerogenerador tipo⁷ (figura 3.4) en función de la velocidad del tiempo, hasta los 8 m/s. Dicho polinomio, que ajusta la primera parte de la curva del factor de capacidad del aerogenerador de referencia, es igual a:

$$FC_{eo}^0 = 0,0901 - 0,15 \cdot v_{eo} + 0,0706 \cdot v_{eo}^2 - 0,00796 \cdot v_{eo}^3 + 0,00037 \cdot v_{eo}^4 - 0,0000063 \cdot v_{eo}^5 \quad (3.9)$$

⁶ Asumiendo que las velocidades de viento se ajustan a la distribución de Rayleigh (distribución de Weibull con parámetro de forma $k = 2$).

⁷ Definido durante la elaboración de la metodología Solargis (Solargis Team, 1996; Vandenberg, 1997). Amador (2000) incluye una comparación entre cuatro turbinas tipo de los fabricantes más significativos a escala mundial, cuyos factores de capacidad son algo más bajos que el aquí presentado.

La velocidad del viento en esta ecuación, v_{eo} , se corresponde con la velocidad a la altura del buje. Para calcularla en función de los datos existentes y la altura de medida, se aplica la siguiente expresión:

$$v_{eo} = v_{ref} \cdot \left[\frac{H_{eo}}{H_{ref}} \right]^\alpha \quad (3.10)$$

- v_{eo} Velocidad media del viento a la altura del buje de la turbina eólica [m/s].
 v_{ref} Velocidad media del viento, del mapa eólico de la zona [m/s].
 H_{eo} Altura del buje de la turbina eólica [m].
 H_{ref} Altura de medida de los datos de viento [m].
 α Coeficiente de extrapolación vertical.

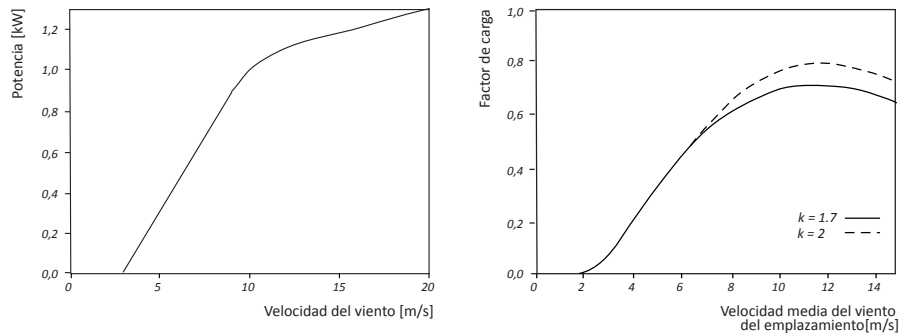


Figura 3.4: Curva de potencia y factor de capacidad del aerogenerador de referencia.

De forma similar al sistema fotovoltaico, una vez calculado el factor de capacidad eólico se puede calcular la potencia de la instalación:

$$P_{eo} = \frac{D_a}{FC_{eo} \cdot T} \quad (3.11)$$

donde:

- FC_{eo} Factor de capacidad del sistema eólico.
 D_a Demanda anual en una vivienda [kWh/año].

c. El sistema diésel individual

Se define la potencia nominal de un grupo electrógeno a partir de la relación existente entre la energía máxima demandada, las horas de funcionamiento diarias del generador y el factor de carga⁸ (Kolhe y otros, 2002). Cuando nuestro marco de estudio se centra en comunidades rurales,

⁸ El factor de carga estaría definido por la relación existente entre la carga promedio y la carga pico durante un período determinado. Es deseable que este factor adimensional sea próximo a 1, lo que denotaría una distribución relativamente homogénea de la demanda, sin una excesiva diferencia entre la carga pico y la promedio.

caracterizadas por valores de demanda muy bajos, el cálculo de la potencia nominal del grupo electrógeno puede resultar en valores muy bajos de entorno a unas centenas de vatios, sin que exista posibilidad de encontrar equipos de estas características en el mercado. Es por ello por lo que se asume una potencia nominal fija de 3,15 kW, valor definido en el trabajo de Amador (2000).

Una vez definida la potencia del generador diésel, el factor de capacidad del mismo se puede obtener fácilmente mediante la siguiente expresión:

$$FC_{di} = \frac{D_a}{P_{di} \cdot T} \quad (3.12)$$

donde D_a es la demanda anual de una vivienda; P_{di} la potencia activa del grupo diésel y T el período de tiempo considerado. Según SOLARGIS el cálculo del factor de capacidad se realizaba en base a un año completo, lo que implica 8760 h de operación. En aplicaciones reales, los grupos únicamente trabajan unas horas al día, por lo que se propone calcular el factor de capacidad en base a ello, consiguiendo así un factor de capacidad más elevado implicando un dimensionado más ajustado.

Según Kolhe y otros (2002), en cuyo trabajo analiza la viabilidad económica de instalaciones solares autónomas en comparación con sistemas diésel en la India, la mayor parte de las plantas diésel operan con un factor de capacidad que varía entre el 12 y el 25 %.

d. El sistema diésel central

En el dimensionado del grupo diésel encargado de abastecer de energía a una comunidad rural, el primer paso consiste en definir la potencia total de carga de las viviendas a partir del número, N_h ; la potencia de cada una de ellas P_h [kW], y de un coeficiente de diseño, f_{dc} , según la siguiente expresión:

$$P_{dc} = f_{dc} \cdot N_h \cdot P_h \quad (3.13)$$

Se debe verificar que la potencia del sistema debe alimentar la carga y cargar las baterías simultáneamente, por lo que debería ser entre 2,5 y 3 veces mayor que la potencia del cargador de baterías. A partir de este valor, y de forma análoga al diésel individual (ecuación 3.12) se calcula el factor de capacidad según:

$$FC_{dc} = \frac{D_a \cdot N_h}{P_{dc} \cdot T} \quad (3.14)$$

Como en el caso del diésel individual, se propone calcular el factor de capacidad en función de las horas diarias de utilización del generador calculando las horas de uso anual.

e. El sistema eólico diésel

En el caso del sistema híbrido central eólico diésel, se procede a hacer el dimensionado del sistema diésel y posteriormente el dimensionado de la turbina eólica. La potencia del grupo diésel

debe ser calculada como en el caso del sistema diésel central (ecuación 3.13), ya que en la situación más desfavorable (esto es, durante un período de calma con las baterías agotadas) el diésel debería ser capaz de suministrar la totalidad de la carga (Amador, 2000). El cálculo del factor de capacidad se realizará de igual manera que en el caso del sistema diésel central (ecuación 3.14).

El factor de capacidad de la turbina eólica se calcula de forma análoga a lo descrito en el caso de la turbina individual (ecuaciones 3.7 a 3.9). Se define la potencia de la turbina según lo aconsejado por Amador (2000): como una fracción de la potencia del grupo diésel, situándose entre el 20 y el 25 % de su valor, intentando mantener la simplicidad en el funcionamiento del sistema.

3.5.2. Dimensionado de las baterías

La demanda media diaria es el factor más determinante para el dimensionado de las baterías. De las tecnologías analizadas, todas las tecnologías basadas en fuentes de energías renovables consideran acumulación, y por tanto la única opción sin baterías es la conexión a red.

El tamaño del subsistema de acumulación se calcula en función de los días de autonomía necesarios para que el sistema funcione de forma correcta sin sobrepasar la profundidad de descarga máxima de la batería. Este parámetro define el nivel de descarga máxima que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma. Se pueden definir dos profundidades de descarga atendiendo a dos ciclos que pueden tener las baterías: el ciclo diario y el ciclo estacional. En nuestro caso, tendremos en cuenta el ciclo estacional, relacionado con el máximo número de días que la batería podrá estar descargándose. En baterías estacionarias de plomo-ácido un valor adecuado para este parámetro se sitúa entre el 60 % y el 70 % (Instituto de Energía Solar, 1998). A continuación se realizan algunas aclaraciones con respecto a los días de autonomía en función de la tecnología considerada:

- Sistemas fotovoltaicos: Los días de autonomía para la instalación fotovoltaica dependen del período máximo previsto anualmente sin radiación.
- Sistemas diésel individuales: aunque el grupo electrógeno puede suministrar energía en cualquier momento, debería instalarse una batería que disminuya el número de arranques-parada diario y que permita que el grupo trabaje con la carga suficiente, para no acortar su tiempo de vida. Bajo este supuesto, las baterías suelen dimensionarse para 2,5 días de autonomía (Amador, 2000).
- Sistemas diésel centrales: con el mismo objetivo que en el caso anterior, la capacidad de la batería suele tomarse como una fracción de la carga diaria que puede llegar al 100 % de la misma según se quiera garantizar en mayor o menos medida el tiempo de vida del grupo.

Los períodos de autonomía cortos alargan la vida de las baterías y dan mayor fiabilidad al sistema (Aguilera y Hontoria, 2006). El tamaño del acumulador se determina según la siguiente

fórmula:

$$C_i = \frac{d_i \cdot D_{dj}}{\eta_c \cdot P_d} \quad (3.15)$$

siendo C_i la capacidad de las baterías, d_i los días de autonomía, D_{dj} la demanda media diaria por vivienda, η_c el rendimiento de la batería y, por último, P_d la profundidad de descarga. Como se ha citado con anterioridad, el valor de la profundidad de descarga en baterías estacionarias de plomo-ácido es de entre el 60 % y el 70 % mientras que su eficiencia se sitúa en torno al 90 %.

3.5.3. Factor de carga del inversor

El perfil de consumo diario es el factor más determinante para seleccionar la potencia y características del ondulador y establecer el cálculo de su rendimiento energético.

El rendimiento del inversor depende, fundamentalmente, del tipo considerado y del porcentaje de carga suministrado; mientras que su 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 emplearíamos la siguiente expresión:

$$FC_A = f_v \cdot \eta_i \quad (3.16)$$

siendo f_v el factor de forma de la curva de carga media por vivienda y η_i la eficiencia del inversor. Sabiendo el factor de carga del inversor y su potencia, podríamos calcular la energía a la salida del inversor como:

$$E = FC_{Ai} \cdot P_i \cdot T \quad (3.17)$$

En los casos de las turbinas eólicas y grupos electrógenos, es necesario el empleo de un equipo rectificador para cargar las baterías. Por simplicidad, se engloba el rendimiento del inversor y rectificador en un solo parámetro, η_{A-i} en el caso de sistemas individuales y η_{A-c} para los sistemas centrales.

Valores experimentales prueban que el rendimiento de un inversor puede variar de una instalación individual a una centralizada, por lo que en el modelo se consideran dos parámetros de eficiencia, uno para cada caso. En la bibliografía se especifican valores de eficiencias del 80 % para inversores incluidos en sistemas individuales y del 85 % en el caso de los centrales (Muñoz Cano, 2004).

3.6. Valoración económica

Según el razonamiento mostrado por Kolhe y otros (2002): *“es difícil comparar de forma imparcial la tecnología fotovoltaica con sistemas basados en el consumo del diésel, debido a que sus estructuras de costes son completamente diferentes. Un sistema diésel requiere de un bajo coste inicial, mientras que los sistemas fotovoltaicos son significativamente más caros. Sin embargo,*

los sistemas fotovoltaicos no consumen combustibles y se caracterizan por unos costes de mantenimiento muy bajos, mientras que los generadores diésel requieren de la compra constante de diésel y de mantenimiento”. Se necesita por tanto un parámetro económico, que refleje y sintetice los costes asociados a lo largo de la vida de las tecnologías en función del cual se puedan comparar. Amador (2000) realiza una síntesis muy completa de varios de los parámetros principales usados en el análisis de rentabilidad en este tipo de proyectos, como el Valor Actual Neto (VAN), el período de retorno, la relación beneficio-coste y el coste del ciclo de vida útil.

En IntiGIS la comparación entre las diversas tecnologías se realiza en base al LEC. Su evaluación se realiza contemplando los costes asociados a la tecnología (instalación, operación y mantenimiento así como las infraestructuras necesarias para la implantación), el recurso energético disponible (eólico, solar, tarifa eléctrica, precio del combustible) y la demanda. Estos tres componentes del problema son altamente dependientes de la información geográfica requerida en el análisis.

3.6.1. Coste de Electrificación Equivalente (LEC)

El Coste de Electrificación Equivalente o LEC⁹ puede ser definido como la relación existente entre el coste medio anual dividido por la producción de energía anual media prevista. El LEC se expresa por tanto como:

$$LEC = \frac{CTA}{E} \quad (3.18)$$

donde el numerador se corresponde con el coste total anual del sistema (expresado en €) y el denominador es la energía eléctrica producida anualmente por dicho sistema, expresado en kWh. Se interpreta como los ingresos por unidad de energía eléctrica producida necesarios para amortizar el coste del sistema durante su tiempo de vida. La ventaja que presenta es que, además de tener en cuenta todos los costes que implica el sistema a lo largo de su tiempo de vida, los anualiza y actualiza al presente. Por todo, nos permite comparar varios sistemas desde el punto de vista económico, pero teniendo en cuenta los parámetros técnicos y sobre todo la demanda, para obtener el sistema de electrificación más competitivo. El Coste de Electrificación Equivalente (LEC) es un parámetro muy utilizado en este tipo de análisis, tal y como queda patente en la bibliografía (Ariza Lopez y otros, 1997; Byrne y otros, 2007; Fronius y Gratton, 2001; Luchmaya y otros, 2001). Se considera importante resaltar que el LEC, a diferencia de otros parámetros económicos empleados en este tipo de comparaciones, como por ejemplo el Coste del Ciclo de Vida Útil, no tiene en cuenta el valor residual de los equipos una vez finalizado su ciclo de vida.

3.6.2. El factor de actualización

El parámetro empleado para definir el valor actual de los costes es el factor de actualización, calculado a partir de:

$$\tau_i = \frac{K \cdot (1 + K)^{n_i}}{(1 + K)^{n_i} - 1} \quad (3.19)$$

⁹ De las siglas en inglés, *Levelized Electricity Cost*.

Donde τ_i representa el factor de actualización del sistema concreto, n_i es el tiempo de vida del sistema y K es la tasa de descuento.

Este factor nos sirve para actualizar los valores de los bienes que varían con el transcurso del tiempo y con motivo de los cambios de precios en el país. Los costes de operación y mantenimiento, el coste del combustible, la tarifa eléctrica, etc. tendrán una evolución a lo largo de la vida de la instalación que dependerá de diversas circunstancias, entre ellas, la situación económica determinada por la tasa de descuento y la inflación. Por simplicidad, para estos costes se estima un valor medio que se supone constante a lo largo de todo el tiempo de vida del sistema correspondiente, despreciando el efecto de la tasa de descuento y de la inflación (Amador, 2000).

Howarth (2004) define el parámetro K como “*el factor al que se opta por los beneficios del presente sobre los futuros en un modelo multiperíodo*”. Su interés radica en el hecho de que permite definir económicamente diferentes escenarios y a su vez nos facilita la comparación de proyectos que requieran grandes inversiones iniciales (sistemas renovables) con proyectos de elevado coste de producción (grupos diésel). Un valor elevado favorece a los sistemas con bajos costes iniciales y altos costes de producción, mientras que un valor bajo beneficia la situación opuesta. A continuación se presentan algunos ejemplos de valores utilizados en la bibliografía.

La IEA a través del proyecto *Renewable Energy Technology Deployment, (RETD)* realizó una aplicación, accesible desde un portal en internet¹⁰, que permite estimar los costes y los beneficios de la energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables y compararla con la obtenida a partir de fuentes convencionales. Subrayan el hecho de que, si un gobierno pretende fomentar el uso de las energías renovables debería fijar un valor bajo de la tasa de descuento. El estudio utiliza una tasa de descuento anual del 5 %. En otra publicación de la IEA (2007) se utilizaron dos tasas de descuento diferentes en función del escenario con valores del 5 y del 10 %.

Otro ejemplo de propuestas acerca de la tasa de descuento puede encontrarse en uno de los anexos del *World Energy Outlook 2006* (IEA, 2006). Enfatizan el objetivo de mejorar el modelo de costes, especialmente los aspectos financieros del mismo. En el caso de la tasa de descuento, analizan dos escenarios:

- Tasa de descuento baja, que se correspondería con un riesgo moderado de inversión medioambiental, donde los riesgos de construcción y operación son asumidos por los compradores de la planta, los vendedores, los agentes de financiación externa, etc.
- Tasa de descuento alta, que refleja un marco de inversión más arriesgado, donde el comprador de la planta y los inversores asumen el riesgo de construcción y operación de la planta.

Además de los modelos citados, existen otros ejemplos en la bibliografía que precisan valores concretos de la tasa de descuento justificando el por qué de dicho valor. Islas y otros (2004) realiza análisis costes-beneficios de tres escenarios energéticos en México. La definición de estos escenarios se plantea en función de un valor concreto de precio de los combustibles fósiles, cambios

¹⁰ <http://www.recabs.org>

tecnológicos y tasa de descuento, que va variando en función del tipo de escenario. Como valores para la tasa de descuento propone un valor bajo del 5 % y un valor alto del 15 %. Concluye que, el escenario basado en la introducción del gas natural varía muy poco en función del valor de la tasa de descuento, mientras que el escenario que incorpora energías renovables es extremadamente sensible a las variaciones de dicha tasa.

Con un valor dentro de este rango, Wright (2001) analiza la producción de electricidad a partir de la energía eólica en la región del Caribe, empleando una tasa de descuento del 7,5 % y un período de vida de 20 años. En uno de sus múltiples trabajos, Muselli y *otros* (2001) presenta un método para generar secuencias de “días típicos” requeridas para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Trabaja con los datos de dos estaciones de Córcega y emplea un valor del 8 %, no muy diferente de los mencionados hasta ahora, para la tasa de descuento. En un estudio llevado a cabo en la provincia de Córdoba (España), Ariza Lopez y *otros* (1997) evalúa la competitividad de los sistemas fotovoltaicos frente a la extensión de la red eléctrica. Aunque no se justifica la elección de los valores o la implicación que tiene el uso de cada uno de ellos, propone como valores de la tasa de descuento 7, 10 y 13 %. Entre sus conclusiones señala cómo una tasa de descuento elevada favorece la opción de la conexión a la red.

3.6.3. Cálculo del LEC

El cálculo del LEC para cada una de los sistemas tecnológicos (fotovoltaico, eólico, diésel, conexión a red, híbrido) se realiza sumando los LEC de los elementos que componen cada una de esas tecnologías, como se indica a continuación. Cabe especificar que en las expresiones que siguen, el término coste se refiere a la anualización para la vida del componente de los costes de inversión y operación y mantenimiento, que tiene también en cuenta el factor de actualización.

a. Instalaciones fotovoltaicas y eólicas

$$LEC_{fv} = C_{S-fv} + C_{C-fv} + C_{A-i} \quad (3.20)$$

donde C_{S-fv} representa el coste del sistema de generación, C_{C-fv} el coste del sistema de acumulación y C_{A-i} el coste del acondicionamiento de potencia. El coste total del kWh eólico se calcula utilizando los mismos componentes que en el caso de la fotovoltaica.

b. Grupos diésel individual y central

$$LEC_{di} = C_{S-di} + C_{C-di} + C_{A-i} + C_{F-di} \quad (3.21)$$

donde C_{S-di} representa el coste del sistema de generación, C_{C-di} el coste del sistema de acumulación, C_{A-i} el coste del acondicionamiento de potencia y C_{F-di} el coste del combustible. Cabe

señalar que en el coste del sistema del generador se consideran los costes de reconstrucción del motor, cada 5 años, calculados según la ecuación 3.22:

$$C_{rec} = \frac{\tau \cdot (0,25 \cdot I)}{1 + \kappa^n} / FC \cdot T \quad (3.22)$$

El coste del kWh generado mediante sistemas diésel centrales añade a los anteriores los costes derivados de la instalación de la red de baja tensión, C_{BT} , y los costes de acometida, C_{CN} .

c. Sistema eólico diésel

$$LEC_{ed} = C_{S-ed} + C_{C-ed} + C_{A-c} + C_{F-ed} + C_{BT} + C_{CN} \quad (3.23)$$

donde C_{S-ed} representa el coste del sistema de generación, resultado de la suma del coste del grupo diésel (que incluye los costes de reconstrucción) y de la turbina eólica (que incluye los costes del sistema de control); C_{C-ed} el coste del sistema de acumulación; C_{A-c} el coste del acondicionamiento de potencia; C_{F-ed} el coste del combustible; C_{BT} el coste de la línea de baja tensión y C_{CN} los costes de acometida.

d. Ampliación de la red eléctrica

$$LEC_{red} = C_{MT} + C_{CT} + C_{BT} + C_{CN} + C_{kWh} \quad (3.24)$$

donde C_{MT} representa el coste de la línea de media tensión; C_{CT} el coste del centro de transformación; C_{BT} el coste de la línea de baja tensión; C_{CN} el coste de acometida y C_{kWh} la tarifa eléctrica.

Hasta aquí se han presentado las características más importantes del modelo IntiGIS. Se han descrito los pilares mediante la presentación de los antecedentes metodológicos, dejando patente la importante y dilatada evolución que ha sufrido desde sus inicios, llegando a un estadio en el que su validez ha quedado más que probada. Sin embargo, tanto a lo largo de este capítulo como de los precedentes, se ha destacado también la necesidad de profundizar en otros aspectos del método que permitieran no sólo adecuarse a un nuevo concepto de herramienta que ampliara sus posibilidades de uso sino también a un nuevo ámbito geográfico. Estos aspectos son tratados en los capítulos que siguen.

La aplicación IntiGIS

En este capítulo se describe lo que constituye uno de los productos más importantes del trabajo realizado en los últimos años: IntiGIS. Una vez descritos los antecedentes de la metodología en el capítulo anterior, los apartados que se presentan a continuación se centran en la implementación del modelo descrito en una herramienta que sirve de apoyo en el proceso de toma de decisiones de planes de electrificación rural. El programa ofrece como resultado el sistema tecnológico con menor coste de electrificación equivalente por píxel de superficie. Los resultados son presentados por medio de tablas y mapas, proporcionando una visión global, rápida e integrada de los mismos. Estos resultados serán función de los datos cargados de la demanda eléctrica, del recurso renovable y de las características técnicas y económicas de los sistemas de generación de energía eléctrica considerados.

La primera parte de este capítulo está destinada a enmarcar IntiGIS en el contexto de las herramientas existentes orientadas a la ayuda a la planificación en electrificación rural.

En el segundo bloque se puntualizarán los objetivos que se perseguían con la creación de esta aplicación y como ha sido diseñada desde el punto de vista informático, para posteriormente comentar las principales vías de comunicación de la herramienta IntiGIS con el usuario: la interfaz y el fichero de ayuda. Con esto quedaría presentada la herramienta.

La función del tercer bloque de este capítulo es describir cómo se utiliza. Con ello pretendemos justificar uno de los objetivos que nos marcamos al comienzo del desarrollo de este tesis: que la herramienta fuera tan potente como el modelo y los cálculos que representa pero que no por ello quedase comprometida su facilidad de uso.

4.1. Herramientas de ayuda a la planificación en electrificación rural

Los modelos energéticos y las herramientas que los implementan son representaciones de sistemas reales. En su aproximación a la cuestión a estudiar enfatizan aquellos aspectos del sistema en los que se especializan, simplificando el resto de los factores implicados. No podemos esperar por tanto que una herramienta dé respuesta a toda la problemática asociada con los proyectos de electrificación rural. Por ello, cada una debe ser valorada en función del grado de consecución de los objetivos para los cuales ha sido desarrollada.

Como se justificará a continuación, el uso de algunas herramientas queda restringido a estudios de escala casi puntual y características muy concretas (el caso de las herramientas de simulación de la producción como HOMER, Hybrid2 y RETScreen) en las que los datos se refieren a un único punto en el espacio y la realización de una comparación entre la rentabilidad del mismo sistema de generación situado en dos localizaciones diferentes debería plantearse con la forma de dos proyectos diferentes. Sin embargo, otras herramientas deben aplicarse a estudios de escala local (por ejemplo aquellas destinadas al diseño de redes), incluyendo datos que describen las relaciones espaciales que se establecen entre los objetos (no podríamos optimizar la línea de red necesaria para conectar todas las viviendas que forman parte de una comunidad si desconocemos la distancia que las separa); y si lo que buscamos es reproducir la realidad con mayor precisión necesitaremos incorporar también información sobre el terreno (como en el caso de ViPOR). Por último, aquellas herramientas dedicadas a la planificación integrada de las fuentes energéticas encuentran en la escala regional la aproximación natural para la realización de ese tipo de análisis (tanto las herramientas que se mencionarán en el apartado 4.1.4 como IntiGIS estarían dentro de esta escala de trabajo). Habitualmente al disminuir la escala de trabajo, pasando de una escala local a una escala regional, se pierde la capacidad y el interés en precisar en ciertos detalles en aras de alcanzar una visión más global e integradora.

4.1.1. Clasificación de las herramientas

Resulta difícil clasificar los enfoques utilizados en la planificación energética atendiendo únicamente a los agentes, puesto que habría que encontrar un patrón que caracterizase el amplio rango de políticas energéticas, de planes de inversiones, la identificación de los planes de electrificación e, incluso, los planes de implementación y de diseño. Las nuevas tendencias han hecho que las empresas energéticas estatales o las compañías eléctricas nacionales no sean los únicos entes involucrados en la planificación, sino que la creciente preocupación entre el desarrollo y el acceso a la energía ha añadido otro tipo de intereses a la aproximación que tradicionalmente caracterizaba la planificación energética territorial. Así, actualmente se admite la clasificación definida según la siguiente dicotomía: métodos basados en el lado de la *oferta*, que englobaría el enfoque más tradicional de la planificación, donde las infraestructuras energéticas existentes constituyen el fac-

tor principal y de partida; y por otro lado, los métodos centrados en la *demanda*, donde la energía eléctrica adquiere la connotación de servicio energético y no una mera cantidad de kWh (Bertarelli y Jacob, 2009).

Los ejemplos más característicos de la primera familia de métodos son la evaluación y planificación del recurso y el diseño de redes de distribución. Habitualmente este último enfoque, próximo al diseño técnico, viene precedido de una fase donde se selecciona el área candidata a ser electrificada en base a criterios socio-económicos (proximidad a la red, demanda estimada), demográficos (tamaño de la comunidad o comunidades), administrativos (situación administrativa) o mediante una combinación de los anteriores.

La planificación territorial integrada pertenecería a la familia de los métodos centrados en el lado de la demanda. En este caso los esfuerzos se centran en la identificación de los diferentes tipos de proyectos en una región o territorio determinado con el objetivo de definir la solución de menor coste y más apropiada para cubrir la demanda energética rural. Suelen caracterizarse por unos principios generales basados en la neutralidad tecnológica (considerando tanto opciones renovables como convencionales, conectadas a la red o aisladas, etc.), priorizando los usos requeridos desde un punto de vista más amplio que tiene en cuenta los impactos socio-económicos y favorece un enfoque multisectorial (en el que se valora tanto el acceso a la energía como el acceso al agua potable o a los servicios educativos y/o de salud). En los métodos de planificación territorial integrada se diferencian las siguientes etapas:

1. Identificación de los asentamientos que serán conectados a la red nacional en un futuro cercano.
2. Identificación de los proyectos basados en soluciones aisladas, y su impacto en el desarrollo local.
3. Identificación de los asentamientos no incluidos en los grupos anteriores, para los que se considerarán opciones descentralizadas de pequeña escala.

La necesidad de automatizar las tareas y el proceso de toma de decisiones ha generado un interés creciente en el desarrollo de herramientas especializadas. Algunas centradas en el diseño de las opciones productivas, utilizadas en proyectos específicos a escala local pero que pueden ser integradas en herramientas de planificación de escala regional; otras especializadas en el diseño de redes, basadas en el uso del SIG o en software tipo CAD; y por último, herramientas que buscan ser de utilidad en el proceso de planificación territorial y que engloban un mayor número de funciones y usan el SIG en la mayor parte de los casos. En la tabla 4.1 se presentan los ejemplos más significativos dentro de cada grupo, y en los apartados 4.1.2, 4.1.3 y 4.1.4 se incluye una descripción más extensa de dichos ejemplos.

Grupo	Nombre	Entidad	Descripción	Distribución	Fuente
Simulación de producción	HOMER®	NREL ^a	Calcula automáticamente la configuración óptima del sistema de generación capaz de cubrir la demanda definida y con menor coste de ciclo de vida.	Granúta	https://analysis.nrel.gov/homer/
	RETScreen	NRCan ^b	Herramienta orientada al estudio de la factibilidad económica de los proyectos; capaz de realizar análisis energético, de costes, de emisiones, financiero, y de riesgo.	Granúta	www.retscreen.net/es/home.php
	Hybrid 2	RERL ^c	Simula el rendimiento de sistemas híbridos con un enfoque fundamentalmente técnico. Tiene en cuenta fluctuaciones en la demanda y en el recurso durante la simulación.	Granúta	www.ceere.org/rerl/rerl_hybridpower.html
	VIPOR	NREL ^a	Optimización de redes de distribución en comunidades aisladas teniendo en cuenta las condiciones locales del terreno.	Granúta	http://analysis.nrel.gov/vipor/
Diseño de redes	CART	Departamento de Ingeniería Eléctrica (Univ. Johannesburgo)	Herramienta embebida en Microstation desarrollada para apoyar el proceso de diseño de las redes de distribución en las comunidades a electrificar dentro del proyecto "Electricity for All" en Sudáfrica.		(Dwolatzky y Meyer, 1998); (Govender y otros, 2001)
Planificación territorial	LAPER	EDF ^d y Systems Europe	Diseña un plan de ejecución, minimizando los costes totales. Evalúa la conexión a red, FV, diésel, minieólica y microhidráulica. Permite la inclusión de criterios políticos y medioambientales.	Comercial	(Fromius y Gratton, 2001); (Soler y otros, 2003); www.systemseurope.eu
	Electrification Planning Decision Support Tool	Rural Area Power Solutions	Permite la optimización en el trazado de las líneas de media tensión así como la asignación de pesos en función del uso final de la electricidad producida.	Comercial	(Banks y otros, 2000)
	GEOSIM®	IED ^e	Formado por varios módulos orientados al análisis de las dinámicas locales, la demanda, la evaluación de las soluciones de electrificación más apropiadas. Permite identificar los polos de desarrollo en el área de estudio, considerar el presupuesto disponible como restricción y maximizar el acceso a los servicios energéticos.	Comercial	www.geosim.fr
	REST	Proyecto ENABLE	Libro en formato EXCEL que evalúa los costes de electrificación en el caso de centros de salud, escuelas y abastecimiento de agua potable en Tanzania, Kenia y Uganda.	Granúta	www.enable.nu

^aNational Renewable Energy Laboratory

^bNatural Resources Canada

^cRenewable Energy Research Laboratory

^dElectricité de France

^eInnovation, Energie, Développement

Tabla 4.1: Herramientas de planificación empleadas en electrificación rural

4.1.2. Herramientas para el diseño y la simulación de la producción

Son varias las herramientas que se han desarrollado para el diseño y la optimización en el uso de fuentes de energías renovables. Ninguna permite abordar todos los casos y situaciones; cada modelo cuenta con sus propias fortalezas y limitaciones. Algunas tienen licencia comercial, otras son de utilización gratuita y otras han sido desarrolladas por organizaciones para su uso interno. HOMER¹, Hybrid 2² y RETScreen³ constituyen los ejemplos más conocidos de este tipo de modelos y todas son gratuitas.

	HOMER	Hybrid2	RETScreen
Sistemas híbridos	✓	✓	
Optimización	✓		
Análisis de sensibilidad	✓		
Enfoque	Económico	Técnico	Económico
Fotovoltaica	✓	✓	✓
Eólica	✓	✓	✓
Biomasa	✓		✓
Hidráulica	✓		✓
Diésel	✓	✓	
Cogeneración	✓		
Microturbinas	✓		
Baterías	✓	✓	✓
Pilas de combustible	✓		

Tabla 4.2: Herramientas para el diseño y la simulación de la producción: comparación de HOMER, RETScreen y Hybrid2.

HOMER y Hybrid 2 se distribuyen como aplicaciones para S.O. Windows, basadas en la explotación y tratamiento de series temporales mientras que RETScreen está implementado en Microsoft®Excel y calcula los flujos energéticos disponibles anualmente. HOMER y Hybrid 2 permiten considerar sistemas híbridos y sus simulaciones de carácter temporal permiten entender cómo los factores dependientes del tiempo afectan el diseño del sistema. Por su parte, RETScreen realiza una estimación simplificada de la eficiencia para calcular las características financieras del sistema. En la tabla 4.2 se realiza una comparativa de las características más importantes de cada uno de los tres modelos.

a. HOMER

HOMER es un modelo de simulación y optimización desarrollado por NREL orientado a la evaluación de opciones de diseño en la microgeneración tanto aislada como conectada a red en base a cuestiones tecno-económicas. Gracias al análisis de sensibilidad permite además entender y cuantificar los efectos derivados de la incertidumbre o los cambios en las variables de entrada. Así, se distinguen tres tareas que pueden ser realizadas con esta herramienta:

¹ <https://analysis.nrel.gov/homer/>

² www.ceere.org/rerl/rerl_hybridpower.html

³ www.etscreen.net

- Simulación: HOMER modela la eficiencia de una configuración específica determinando su viabilidad y coste del ciclo de vida.
- Optimización: simula varias configuraciones buscando la que satisface las restricciones técnicas y minimiza el coste del ciclo de vida.
- Sensibilidad: a partir del establecimiento de un rango de valores en las variables de entrada, HOMER evalúa y muestra los cambios en los resultados finales.

Entre las ventajas de esta herramienta frente a otras de funcionalidades similares, además de las mencionadas, residen la facilidad de uso gracias a una interfaz acertadamente diseñada, la claridad de la documentación y la posibilidad de obtener los datos relativos a los recursos (solar y eólico) desde la aplicación directamente de la página web de la NASA *Surface Meteorology and Solar Energy*⁴. Los estudios y trabajos que han utilizado HOMER como herramienta principal en la simulación de los sistemas son muy numerosos: Connolly y otros (2010) cita algunos de los más representativos y, si se desea, se puede consultar Givler y Lilienthal (2005) como ejemplo de los resultados que se pueden obtener mediante el uso de esta herramienta.

b. Hybrid 2

Hybrid2 es una herramienta diseñada por el Renewable Energy Research Laboratory, de la Universidad de Massachusetts, específicamente para la realización de análisis técnicos en base al funcionamiento a largo plazo y el análisis económico de sistemas híbridos de generación. Es un modelo probabilístico que utiliza series temporales de los valores de demanda, velocidad del viento, radiación solar y temperatura para predecir el rendimiento del sistema híbrido.

En esta herramienta están tipificados tres tipos diferentes de demanda, múltiples tipos de turbinas eólicas, generadores diésel, baterías, etc. Se pueden modelar sistemas con salida en corriente continua, en corriente alterna o en ambas, así como la interacción entre los sistemas de generación y las baterías. En el diseño de los sistemas, el usuario puede utilizar plantillas ya incluidas en el distribución de la herramienta o bien definir cada componente, utilizando las librerías de componentes disponibles que recopilan las especificaciones de los fabricantes.

Entre las debilidades de esta herramienta se pueden señalar la incapacidad de optimizar las configuraciones de partida ni de realizar análisis de sensibilidad, destacando además que no soporta muchas de las tecnologías basadas en renovables. Se puede obtener más información acerca de esta herramienta en su página web⁵.

c. RETScreen International

El Gobierno de Canadá, responsable de su desarrollo, ofrece el software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen de manera totalmente gratuita. Esta herramienta está orientada al estudio de la factibilidad económica de los proyectos, siendo capaz de realizar análisis energético, análisis de costos, análisis de emisiones, análisis financiero y, por último, análisis de

⁴ <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.

⁵ http://www.ceere.org/rerl/rerl_hybridpower.html

sensibilidad y riesgo. Según los datos disponibles, está disponible en más de 35 idiomas, lo cual supone una ventaja comparativa de esta herramienta frente al resto de las aquí descritas.

Los modelos de proyecto de RETScreen abarcan varias tecnologías, basadas en energías renovables y convencionales, aunque no consideran opciones híbridas. Los modelos de proyectos incluyen: eficiencia energética, calefacción y enfriamiento, energía y cogeneración. RETScreen, en la evaluación de los proyectos, compara un “caso base” de tecnología convencional con un “escenario alternativo” de tecnología de origen renovable. La comparación contempla todos los costes y varios índices económicos como la tasa interna de retorno y el valor presente neto.

Una de las fortalezas de esta herramienta es que incorpora datos de productos comerciales de más de 1000 fabricantes de todo el mundo, así como datos climatológicos procedentes de 4700 estaciones terrestres y datos de satélites de la NASA y enlaces a mapas de recursos. Además, para facilitar su uso, incorpora varias plantillas que pueden asistir al usuario todavía no familiarizado con la herramienta. En Connolly y otros (2010) aparecen citados varios trabajos que utilizan RETScreen.

4.1.3. Herramientas para el diseño de redes

El diseño de redes de distribución en ámbitos rurales es un proceso que, a pesar de ser realizado por personal experto, consume una gran cantidad de tiempo y los errores pueden ser muy comunes. El uso de software para el diseño de redes disminuye el tiempo asignado a estas tareas y los errores cometidos. A continuación se presentan varios ejemplos.

a. CART

En 1993, la empresa pública eléctrica Eskom de Sudáfrica anunció un plan de electrificación masivo al que denominaron “*Electricity for All*”. Entre sus objetivos contaban con incrementar el número de usuarios domésticos con servicio eléctrico cada año durante la última década del siglo XX. Para el año 1997 habían conseguido conectar 350.000 nuevos usuarios. Sin embargo, la planificación de las líneas de distribución en las comunidades, realizado por empresas consultoras de ingeniería, adolecía de errores de cálculo que influía de forma notable en la previsión del coste total de la conexión poniendo en un compromiso la rentabilidad del proyecto, que por otra parte estaba únicamente sustentado por los fondos de Eskom. Para mitigar estos errores en la planificación y reducir el tiempo empleado por los ingenieros encargados de diseñar las líneas de distribución, el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Johannesburgo diseñó una herramienta, denominada CART (*Computer Aided Reticulation of Townships*) (Dwolatzky y Meyer, 1998) que, embebida en un ambiente de diseño asistido por ordenador (CAD; más concretamente en Microstation) y con una base de datos en formato Microsoft® Access, era capaz de realizar los cálculos en la caída de voltaje y costes optimizando la localización de estaciones transformadoras y el trazado de las líneas.

Publicaciones posteriores del grupo de trabajo mencionado, describen una herramienta desa-

rollada para GeoMedia⁶ orientada a la agrupación de puntos de demanda (que denominan *polígonos de carga*) que permitiría el cálculo derivado de la conexión de cada una de las viviendas en un región determinada a los centros de transformación definidas por el usuario. Los algoritmos que determinan dichos cálculos son sencillos, pero el uso queda restringido a una función muy concreta del proceso de planificación, no siendo claramente expuesto cómo los resultados pueden ser tratados o incluidos en alguna otra herramienta que permita evaluar la viabilidad económica o técnica de las soluciones que proponen.

b. ViPOR

ViPOR⁷ es un modelo de optimización orientado al diseño de la electrificación de comunidades. Dado un mapa del asentamiento a estudiar e información relativa al tamaño de la demanda y los costes de los equipos, ViPOR establece y distingue que viviendas deberían ser electrificadas mediante soluciones aisladas y cuales deberían formar parte de una red de distribución centralizada. ViPOR considera las viviendas como puntos de demanda, caracterizados por su posición X e Y y por las necesidades eléctricas medias diarias.

A partir de la localización de una planta de generación central, o de varias, ViPOR utiliza HOMER (descrito anteriormente) para calcular los costes. ViPOR es capaz de seleccionar la ubicación óptima de la planta de generación, la localización de los transformadores y de crear la red radial de distribución, teniendo en cuenta en su diseño factores impuestos por las peculiaridades del terreno así como restricciones técnicas (como caídas de tensión).

Como algoritmo de optimización utiliza el *Simulated Annealing*⁸, que trabaja realizando cambios aleatorios en el sistema, permitiéndole evolucionar hacia el óptimo. Por poner un ejemplo, ViPOR realizará en su proceso de búsqueda un cambio en la posición de una estación transformadora, o añadirá un nuevo nodo a la red de distribución; si uno de estos cambios reduce el coste total se acepta la nueva configuración, continuando la simulación. ViPOR no constituye una herramienta diseñada para la obtención de detalles técnicos muy precisos pero es de gran utilidad en otras fases de la planificación.

c. Consideración de la características del terreno en la extensión de la red

En un trabajo presentado por Luchmaya (2001) se propone incorporar información geográfica en la planificación de la extensión de la red, poniendo como ejemplo el caso de Sudáfrica. Investigan la posibilidad de optimizar el trazado de las nuevas extensiones eléctricas en base a costes más realistas que consideren la naturaleza del terreno e infraestructuras existentes incompatibles con el trazado de la línea eléctrica. Han implementado un algoritmo (en lenguaje Visual C++, integrado

⁶ Sistema de Información Geográfico desarrollado por Intergraph, <http://www.intergraph.com/>.

⁷ Se puede obtener más información en la página web <http://analysis.nrel.gov/vipor/>.

⁸ Conocido en ámbitos no anglosajones como “recocido simulado” por la similitud es su funcionamiento con la técnica utilizada para recocer el acero que consiste en calentar y luego enfriar el material de forma controlada, de forma que los átomos que se desplazan de sus posiciones iniciales durante el calentamiento, buscan configuraciones con menor energía que la utilizada en el desplazamiento inicial gracias al control ejercido durante el enfriamiento.

en el software de SIG Geomedia), que en base a la triangulación de Delauney⁹ y mediante análisis de superposición de relieve, usos del suelo, etc. calculan la longitud de extensión propuesta que recae sobre algún elemento existente, generando un conflicto. La herramienta calcularía rutas alternativas con sus respectivos costes. A pesar de que la herramienta que describen no es de uso general y no parece que vaya a ser distribuida, constituye un ejemplo más en el que se reivindica la importancia de incluir las características geográficas locales en este tipo de análisis.

4.1.4. Herramientas para la planificación territorial

a. LAPER

El software LAPER constituye un ejemplo de herramienta orientada a la planificación territorial. Logiciel d'Aide à la Planification d'Electrification Rurale (LAPER) ha sido desarrollado por la división de *Energías Renovables de Electricité de France*, y permite diseñar un plan de electrificación rural utilizando información geográfica y datos de carácter socio-económico.

El método utilizado por LAPER se basa en la comparación iterativa de las diferentes opciones tecnológicas consideradas (microrred abastecida por generadores diésel, sistemas fotovoltaicos individuales, micro-hidráulica y eólica-diésel) frente a la situación inicial en la que se asume que todas las comunidades serán conectadas a la red de Media Tensión. A partir de esta comparación se determina para qué comunidades es económicamente ventajoso permanecer conectadas a la red “virtual”, definida al inicio, y en qué casos se debería optar por un sistema descentralizado. Para hacer esto, se calcula el coste de cada solución para la duración completa del proyecto (aceptando que los costes totales de la extensión de la red, tanto de instalación como de mantenimiento, se dividirá entre las comunidades conectadas) y se aprueba la desconexión de una comunidad de la red propuesta inicialmente únicamente cuando el ahorro local (considerando que la comunidad asume los costes de la electrificación) beneficia a su vez a la reducción de los costes globales del proyecto. El método realiza iteraciones consecutivas buscando la reducción de la extensión de la red, hasta que encuentra la solución en la cual para ninguna de las comunidades estudiadas supone un ahorro o que dicha desconexión genere un sobrecoste para las autoridades locales. Tras esta primera fase, LAPER divide las comunidades a electrificar en dos grupos: aquellas en las cuales la solución más económica es la conexión a la red de Media Tensión por un lado; y aquellas en las cuales deberían utilizarse soluciones aisladas basadas en el diésel, la micro-hidráulica o en la energía solar.

En una segunda fase, LAPER define un plan de electrificación, en períodos anuales, que permita alcanzar el objetivo resultante de la primera fase y que viene restringido por el presupuesto disponible anual así como por algunos criterios de origen políticos, financiero o social que puedan influir en la prioridad otorgada a cada una de las comunidades a ser electrificadas antes que otras.

Los datos de entrada son: descripción geográfica de las comunidades a electrificar, el trazado de la red eléctrica, los valores de demanda de la población local así como su posible incremento

⁹ La triangulación de Delaunay se basa en una red de triángulos que cumplen la condición de que las circunferencias circunscritas en cada triángulo no deben contener ningún vértice de otro triángulo. El algoritmo que la calcula está implementado en la mayor parte de los SIG.

futuro y, finalmente, cartografía de la zona estudiada. Se requiere por tanto un extenso estudio de las características y necesidades energéticas de las poblaciones locales. En Soler y *otros* (2003) se pueden consultar los resultados de un caso de estudio realizado en dos regiones de Marruecos. Los resultados de LAPER son:

- El modo de electrificación más económico para cada comunidad.
- El plan de ejecución, detallando la inversión anual requerida, que tiene en cuenta las restricciones impuestas por el usuario en cuanto a disponibilidad financiera anual y prioridades en el orden de implementación.
- Resultados técnicos y económicos detallados para cada comunidad perteneciente al área de estudio.

El uso de esta herramienta, diseñada con objetos de MapObjects perteneciente a la tecnología ESRI®, requiere la adquisición de licencia.

b. Electrification Planning Decision Tool

La herramienta Electrification Planning Decision tool fue desarrollada por *Rural Area Power Solutions* para su aplicación en el proceso de electrificación de Sudáfrica. La herramienta, basada en un ambiente SIG¹⁰, utiliza los datos socioeconómicos almacenados en la base de datos inicial para ponderar los beneficios derivados de la electrificación de cada comunidad. Entre los factores empleados se encuentran los beneficios sociales, puntuando por ejemplo con un valor más elevado las clínicas y las estaciones de policía que las viviendas familiares (Banks y *otros*, 2000). Posteriormente la herramienta calcula si el “beneficio” de electrificar la comunidad, justifica el coste de la extensión de la red. De hecho, se prioriza esta opción, tratando de maximizar su extensión y cobertura a partir de las restricciones económicas impuestas por el presupuesto del proyecto. Si el coste de la red no está justificado, se sugiere que la comunidad sea electrificada con sistemas fotovoltaicos domésticos. En este momento, recalcula el presupuesto disponible para extensión de la red y reinicia el cálculo, con lo cual algunos de los puntos que no se encontraban dentro del área de extensión de la red, pueden estarlo en una iteración posterior.

En el trazado de la línea eléctrica y en su optimización se utiliza la teoría de grafos y más concretamente el algoritmo de Kruskal¹¹. En el artículo de Banks y *otros* (2000) se pueden consultar los resultados obtenidos en una zona situada al Este de Ciudad del Cabo (Sudáfrica).

c. GEOSIM

Otro ejemplo de herramienta orientada a la planificación territorial es el caso de GEOSIM. Esta aplicación, desarrollada por *Innovation, Energie, Développement*, utiliza el SIG MANIFOLD®¹²

¹⁰ En ninguno de los documentos consultados que hacen referencia a esta herramienta se especifica qué SIG en concreto se utiliza.

¹¹ El algoritmo de Kruskal busca un subconjunto de aristas que forme un árbol incluyendo todos los nodos y minimizando el valor total de las aristas. Una limitación en la utilización de este algoritmo en la simulación de la expansión de la red eléctrica es que no tiene en cuenta la capacidad de la línea requerida, sino únicamente la distancia, hecho que puede tener grandes implicaciones cuando se modela la conexión de comunidades que pueden distar entre decenas y centenas de km.

¹² www.manifold.net

como plataforma para crear escenarios de planificación de electrificación rural y está formada por los siguientes módulos:

1. GEOSIM Spatial Analyst©. Este módulo está dedicado al análisis de las dinámicas locales. Utiliza un indicador propio, denominado IPD (Indicador del Desarrollo Potencial) y similar al Índice de Desarrollo Humano, para identificar los asentamientos con mayor potencial para el desarrollo económico y social, o polos de desarrollo, así como sus zonas de atracción y los asentamientos aislados de los anteriores. Este módulo permite al planificador maximizar el acceso a los servicios energéticos por cuanto es capaz de identificar zonas con cuya intervención se beneficiaría al mayor número de habitantes así como las localidades que, por su escaso acceso a servicios socioeconómicos, requieren una atención especial.
2. GEOSIM Demand Analyst©. Mediante un análisis “*bottom-up*” que parte de un conocimiento detallado de la demanda para cada tipo de usuario final establecido en base a estudios socioeconómicos, este módulo es capaz de simular y predecir la demanda eléctrica en el área de estudio para el horizonte de planificación. Como salida, el usuario obtiene informes sintéticos y mapas que recogen datos detallados o agregados sobre la demanda en el área de estudio.
3. GEOSIM Network Options©, identifica la solución de electrificación más apropiada para localidades en el área de estudio basándose en la optimización del coste-beneficio. Evalúa cuatro opciones para la electrificación (la conexión a red, pequeñas plantas hidroeléctricas, generadores diésel y biomasa) comparando el valor del LEC tras un dimensionado automático. Es capaz de considerar preferencias tecnológicas y oferta la posibilidad de simular la compra de energía no cubierta o la inyección de energía sobrante en la red. Dependiendo de los fondos disponibles, el presupuesto o de los objetivos marcados por el planificador, el módulo proporciona una lista con las localidades que pueden ser electrificadas en el horizonte de planificación así como los correspondientes costes.
4. GEOSIM Distributed Energy©. Este módulo utiliza los resultados de los módulos Spatial Analyst y Network Options para identificar las localidades que deberían beneficiarse de la generación aislada, detallando el dimensionado de los sistemas y la inversión necesaria.

Según la información provista por la empresa que la desarrolla y comercializa, la herramienta GEOSIM ha sido aplicada en proyectos de electrificación rural de pequeña escala en países como Benín, Burkina Faso, Camerún, Etiopía, Malí, Níger, Camboya y Laos.

d. REST

El último ejemplo de herramienta orientada a la planificación territorial es REST, *Rapid Electrification Screening Tool*. Esta herramienta fue diseñada para apoyar la toma de decisiones a nivel local calculando los costes de diversas opciones de electrificación que incluyen tanto las energías renovables como los sistemas diésel. Es uno de los resultados del proyecto ENABLE¹³ financiado por la Comisión Europea cuyo objetivo principal era fomentar el uso de las energías renovables en

¹³ www.enable.nu.

la salud, la educación y el acceso a agua potable en el África Oriental y analizar su impacto en la reducción de los niveles de pobreza.

Esta herramienta fue diseñada en Microsoft®Excel mediante la incorporación de macros y se puede descargar de forma gratuita desde la página web del proyecto ENABLE. El usuario únicamente tiene que seleccionar el país para el cual quiere realizar el análisis¹⁴, el tipo de servicio (centro de salud, escuela, punto de abastecimiento de agua potable o una combinación de los anteriores), la demanda eléctrica (que puede ser introducida por el usuario o calculada automáticamente en función del país y el tipo de servicio seleccionado), la distancia a la red y el período de análisis (10, 15 ó 25 años). Todos los cálculos se realizan a partir de estos datos de entrada y de datos por defecto asociados a cada uno de los países; que si el análisis lo requiere, pueden ser modificados.

Con REST se comparan cuatro opciones tecnológicas: minieólica, fotovoltaica, conexión a red y generador diésel. Como resultados, se obtienen los datos más significativos para cada sistema (gastos de inversión, de operación y mantenimiento, coste capital total, coste total para el ciclo de vida, LEC), dos gráficos comparativos y un informe más en detalle de cada una de las tecnologías.

4.2. La herramienta IntiGIS

4.2.1. Objetivos y funcionalidad

El Sol ha sido venerado como un Dios a lo largo de la historia por muchas civilizaciones, conscientes de la influencia que tiene en nuestra vida como fuente de la mayor parte de la energía disponible sobre la Tierra. Con el nombre de IntiGIS hemos querido reflejar esa admiración, escogiendo el nombre que los incas utilizaban para aludir al Dios Sol: Inti.

IntiGIS es una aplicación SIG, y no únicamente porque se haya desarrollado en ese ambiente, sino porque comparte las características de una aplicación de este tipo. No pretende reemplazar en funcionalidad a paquetes SIG comerciales o de libre distribución, sino que se presenta como una herramienta específicamente diseñada para apoyar el proceso de toma de decisiones en proyectos de electrificación rural, permitiendo la visualización, el análisis y la presentación de la resultados obtenidos.

El desarrollo e implementación de IntiGIS surge de la necesidad de adecuar la metodología existente a un nuevo marco, aprovechando las posibilidades de personalización que tenemos a nuestra disposición.

Se buscaba la *flexibilidad*, sobre todo en la aplicación a nuevos casos y realidades. En términos de desarrollo, la flexibilidad siempre conlleva un gran esfuerzo. Se debe resaltar que una herramienta diseñada para el análisis de una sola área de estudio contiene una única base de datos

¹⁴ Esta herramienta fue diseñada para su aplicación en Tanzania, Kenia y Uganda, y contiene los datos necesarios para el análisis en esos tres países.

espacial y paramétrica, lo que le confiere una consistencia asegurada en la fase de análisis y de presentación de resultados. Sin embargo, cuando el objetivo es más general y se busca una mayor aplicabilidad, dejando en manos del usuario la elección del ámbito de estudio y la selección de los parámetros de operación, el desarrollo de la herramienta se complica. Los sistemas de control que se deben incluir para que los datos de entrada cumplan ciertos requisitos y/o recaigan dentro de unos rangos reales tienen que ser mucho más estrictos y potentes.

Otro aspecto de suma importancia era que IntiGIS pudiera ser ejecutado en ordenadores personales, de forma que se ampliasen sus posibilidades de distribución y uso. No podemos decir que con su desarrollo hayamos logrado un producto multiplataforma, tampoco ese era el objetivo, pero es indudable que hemos dado un paso importante realizando su compilación y permitiendo su ejecución bajo sistema operativo Windows¹⁵.

Otro objetivo importante, marcado en los inicios junto con los citados, era la *facilidad de uso* del producto, apoyando así una clara vocación de transferencia y difusión del conocimiento. La herramienta tenía que poseer una interfaz lo suficientemente agradable e intuitiva que permitiese que un usuario no familiarizado con el entorno, pero sí con el tipo de análisis realizado y con las funciones empleadas, pudiera utilizarla de forma correcta. Una interfaz sencilla que enmascare la complejidad que subyace en los cálculos, permite paliar la falta de conocimientos específicos por parte del usuario, incrementando notablemente el uso de la herramienta.

Con el desarrollo de IntiGIS se buscaba crear una herramienta que fuera capaz de:

- Implementar el modelo descrito en el capítulo anterior.
- Evaluar la competitividad de ciertas tecnologías en el campo de la electrificación rural.
- Adaptarse a la realidad geográfica de la zona de estudio.
- Incorporar ciertas funciones de control que asegurasen la coherencia en la entrada de datos, tanto geográficos como económicos y técnicos.
- Adecuarse al perfil de usuario al que va dirigido.
- Guiar al usuario en su utilización, por medio tanto de la ayuda como de la activación y desactivación de las funciones disponibles en cada momento del análisis.
- Calcular los resultados en un lapso de tiempo relativamente breve.
- Ser instalada en un ordenador personal, con el mínimo de requerimientos posibles en cuanto a software preinstalado.
- Analizar los cambios que se producirían en los resultados frente a la variación de alguno de los parámetros de entrada.
- Generar resultados, de fácil interpretación, en forma de informes y gráficos.

4.2.2. Usuarios a los que va destinada la aplicación

La herramienta IntiGIS está orientada a usuarios que trabajen en el campo de electrificación rural en países en vías de desarrollo especialmente en Latinoamérica; razón por la cual tanto la

¹⁵ En el estado actual, la aplicación, es totalmente compatible con Windows 2000 y Windows XP.

ayuda como la herramienta están en castellano. No está orientada a agentes electrificadores, más interesados en otras fases del proyecto en las que son necesarios datos pertenecientes al campo de la ingeniería, sino a agentes decisores o personal interesado en las fases de evaluación previa en cualquier proyecto de electrificación rural como agentes planificadores, técnicos, políticos, gestores, estudiantes, investigadores, ONGs, etc.

IntiGIS incluye funciones tanto básicas como complejas en su análisis. Sin embargo, y dado que está orientada a un usuario no experto en la utilización del SIG, dichas funciones (que no sus resultados) son invisibles al usuario; el usuario decide en función del objetivo del análisis, sin tener que pensar las funciones específicas asociadas a cada tarea. A pesar de que el usuario no tiene que ser un especialista en el manejo del SIG una ayuda experta o cierta habilidad en su uso serían deseables sobre todo en la elaboración de los datos de partida y en la definición del proyecto. Para intentar ayudar a los usuarios poco versados en el SIG se han incluido funciones para la generación de las capas de entrada. La fase de evaluación de los resultados también es muy dependiente de la experiencia de los usuarios: cuánto más familiarizado esté con la dinámica que acompaña a los proyectos de electrificación rural, mayor rendimiento podrá obtener de IntiGIS.

4.2.3. Ambiente de desarrollo y requerimientos del sistema

ArcGIS es el nombre de un conjunto de productos pertenecientes al grupo de Sistemas de Información Geográfica comercializado por ESRI¹⁶ que ofrecen a los usuarios múltiples funciones de gestión de datos espaciales, edición y visualización. Las aplicaciones de escritorio, agrupadas bajo el nombre de ArcGIS Desktop, se comercializan bajo tres niveles de licencia, de funcionalidad y coste creciente.

La herramienta IntiGIS ha sido creada utilizando un producto de la familia ArcGIS para desarrolladores llamado ArcGIS Engine. El lenguaje de programación utilizado ha sido Visual Basic.NET, que junto con la instalación del producto Engine nos ha permitido acceder a la funcionalidad completa del entorno de desarrollo, utilizando y adaptando las rutinas y objetos propios del SIG al objetivo concreto de IntiGIS.

Para cubrir otras necesidades de la aplicación se han utilizado librerías de apoyo de libre distribución, ajenas al entorno SIG, como son: *ZedGraph*¹⁷, para la generación de gráficos 2D e *iTextSharp*¹⁸, para la generación automática de informes en formato PDF.

Para que IntiGIS funcione de manera correcta es necesario que ArcGIS Desktop y la extensión Spatial Analyst estén instalados en el equipo junto con el Microsoft .NET Framework 2.0. Además, si se quiere hacer uso de la función de exportación a Microsoft®Excel, el equipo debe contar con la versión 2003 ó 2007 y Acrobat Reader para la visualización de los informes generados.

¹⁶ Enviromental Systems Research Institute, www.esri.es

¹⁷ Para obtener más información acerca de las propiedades de esta librería se puede consultar la página web <http://zedgraph.org/>

¹⁸ <http://itextsharp.sourceforge.net/>

4.2.4. Principales componentes de interacción con el usuario

a. Interfaz

En los últimos años ha surgido un nuevo concepto en el diseño y programación de aplicaciones informáticas, que sitúan al usuario en el centro de su desarrollo; usuario que normalmente acaba por identificar la interfaz con el sistema y con la aplicación que está manejando. En nuestro caso, y siendo conscientes del “poder” de la interfaz, hemos buscado que cumpliese ciertos criterios de calidad en cuanto a la claridad en la visualización, la consistencia, una funcionalidad apropiada, así como la prevención y corrección de errores, sin olvidarnos de que fuese intuitiva y de que dispusiese de un archivo de ayuda lo suficientemente explicativo y completo.

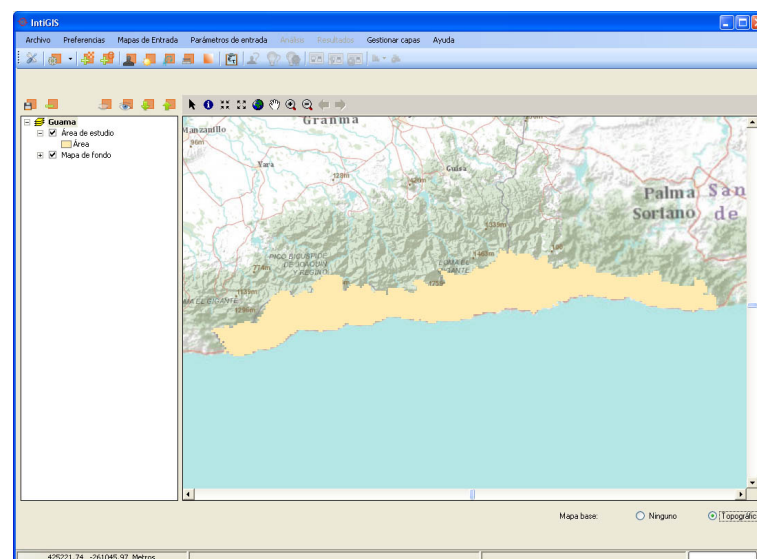


Figura 4.1: Interfaz de usuario.

La interfaz principal del programa (figura 4.1) es muy sencilla. Está constituida por una ventana principal, situada en la parte central, que permite la visualización de los mapas tanto cargados como generados durante el análisis; una ventana secundaria, situada en la parte izquierda, en la cual aparecen recogidas las capas cargadas en el proyecto con sus correspondientes simbologías; y por último, en la parte superior hay una barra que contiene los menús de opciones y una barra de iconos que dan acceso inmediato a las opciones de uso más frecuente

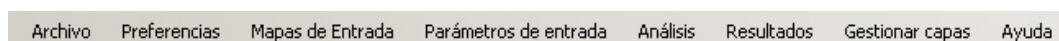


Figura 4.2: Barra de menús.

Desde la barra de menús (figura 4.2) el usuario tiene acceso a las tareas más comunes, agrupadas según su funcionalidad en :

- **archivo:** donde están las tareas de *nuevo*, *abrir*, *guardar*, *guardar como*, *exportar* y *salir*.

- **preferencias:** que daría acceso a la ventana que permite establecer las opciones más importantes del proyecto, como son el área de estudio, las tecnologías de electrificación a comparar y la demanda residencial diaria.
- **mapas de entrada:** desde donde se pueden cargar los mapas necesarios para la realización de un proyecto concreto. La obligatoriedad de cada una de las capas dependerá de las tecnologías seleccionadas en cada caso.
- **parámetros de entrada:** desde donde se puede o bien cargar un fichero con los valores guardados en una sesión anterior o bien abrir la ventana que permite la introducción manual de los parámetros, tanto los generales como aquellos que caracterizan a cada una de las tecnologías potenciales.
- **análisis:** menú que agrupa el cálculo de la demanda diaria y anual en el área de estudio, el cálculo del LEC de las tecnologías seleccionadas, la comparación de los resultados y el acceso al módulo del análisis de sensibilidad espacial.
- **resultados:** para acceder a la visualización de los mapas e informes generados por la aplicación que recogen un resumen de los resultados obtenidos tanto para cada una de las tecnologías como de la comparación.
- **gestionar capas:** que permite para cada uno de los grupos de mapas (mapas de entrada, de demanda, de LEC) realizar acciones en función del estado concreto de la capa seleccionada. Así, si una capa está cargada, el usuario podría o bien guardarla en disco con un nombre a su elección o bien quitarla del proyecto (que no borrarla del disco, donde seguiría existiendo). Si por el contrario la capa no está cargada pero existe en disco, el usuario podría añadirla al proyecto a través de la ventana a la que da acceso este menú.
- **ayuda:** desde donde se accede al fichero de ayuda de IntiGIS, que será descrito posteriormente (apartado b, página 76).



Figura 4.3: Barra de iconos en estado inicial.

La barra de iconos (figura 4.3), situada bajo la barra de menús, da acceso a las principales funciones de la aplicación. En ella, los botones están organizados de izquierda a derecha según el orden lógico de utilización. Así, en primer lugar se encuentra el botón de preferencias, seguido del botón que activa el asistente para generar mapas de entrada. El tercer grupo estaría compuesto por los botones que permiten añadir capas accesorias, tanto en formato ráster como en formato vectorial, que ayuden a la visualización pero que en ningún momento serán utilizadas en el cálculo. El cuarto grupo contiene cinco botones, activados o no en función de las preferencias del proyecto, que dan acceso a navegar por el disco para seleccionar y cargar las capas obligatorias del proyecto (demanda, recurso solar, recurso eólico, longitud de la red de baja tensión y distancia a la red de media tensión). El siguiente botón de la barra de iconos abre la ventana que permite introducir los parámetros técnicos y económicos. A su derecha se encuentran los tres botones relacionados directamente con acciones: calcular la demanda en el área de estudio, calcular el LEC para cada una

b. Ayuda

Para facilitar el uso de IntiGIS, se ha elaborado un completo archivo de ayuda²⁰ que explica y guía al usuario en su uso. La ayuda es accesible desde el menú y desde todas aquellas ventanas que requieran algún tipo de explicación. Una vez que el usuario accede a la ventana de la ayuda (figura 4.7), puede ver las cuatro pestañas en el marco izquierdo que le permiten acceder a los contenidos de la ayuda:

- **Contenido:** muestra la lista de temas principales contemplados en esta ayuda.
- **Índice:** lista todos los temas incluidos en la ayuda de manera alfabética.
- **Búsqueda:** le permite buscar en los archivos de la ayuda, escribiendo una palabra o frase.
- **Favoritos:** le permite guardar los temas de la ayuda a los que más recurre.

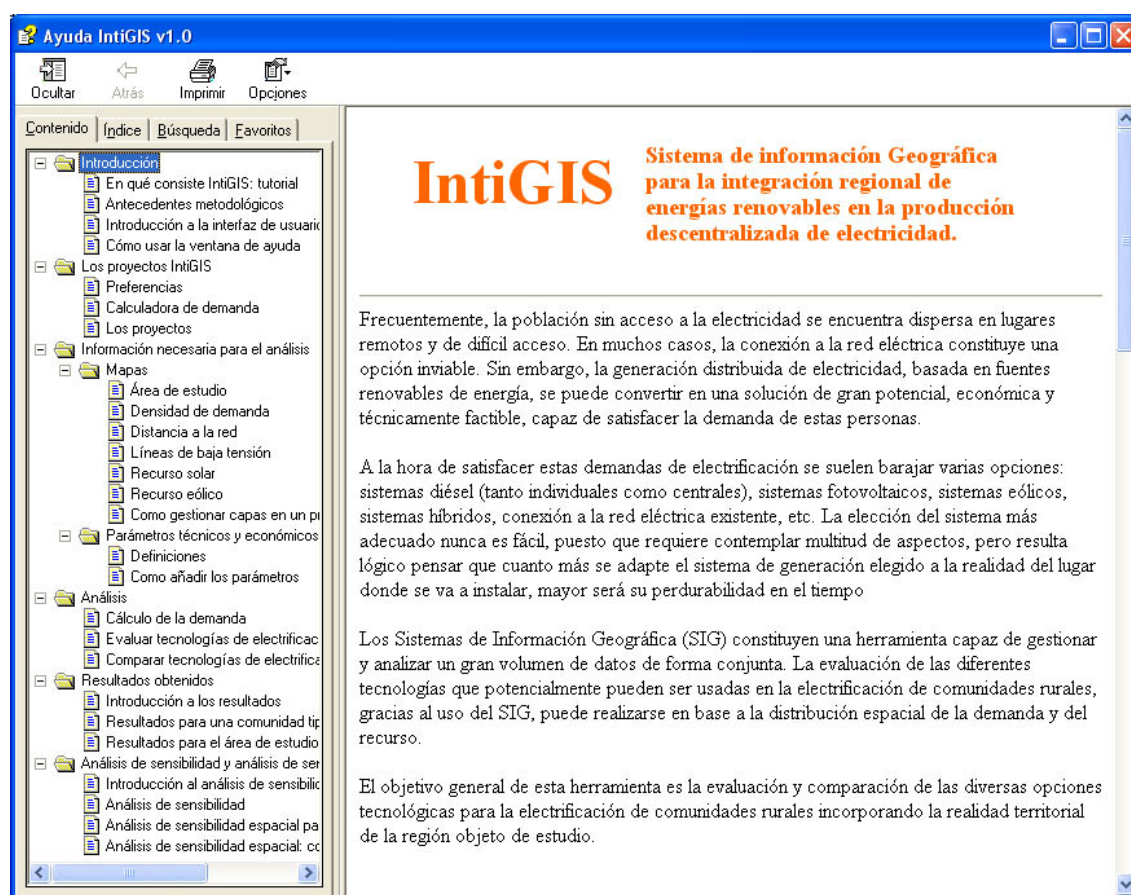


Figura 4.7: Fichero de ayuda de IntiGIS.

Así mismo, en la parte superior de la ventana el usuario tiene acceso a:

- **Ocultar/mostrar:** pulsando este botón se muestra o se oculta el contenido del panel en el lado izquierdo de la ventana de ayuda.
- **Atrás:** para volver a las ventanas visitadas previamente.
- **Imprimir:** permite imprimir la página entera que se muestra en la ventana de ayuda, sólo una parte o todas la páginas pertenecientes a un mismo tema.

²⁰ En formato Microsoft Compiles HTML Help, de extensión chm.

- **Opciones:** le da acceso a las siguientes funciones: ocultar fichas, atrás, adelante, inicio, detener, actualizar, opciones de internet, imprimir, resaltar o no las palabras utilizadas en la búsqueda.

4.3. Utilización de IntiGIS

4.3.1. Definición del marco de operación: el proyecto

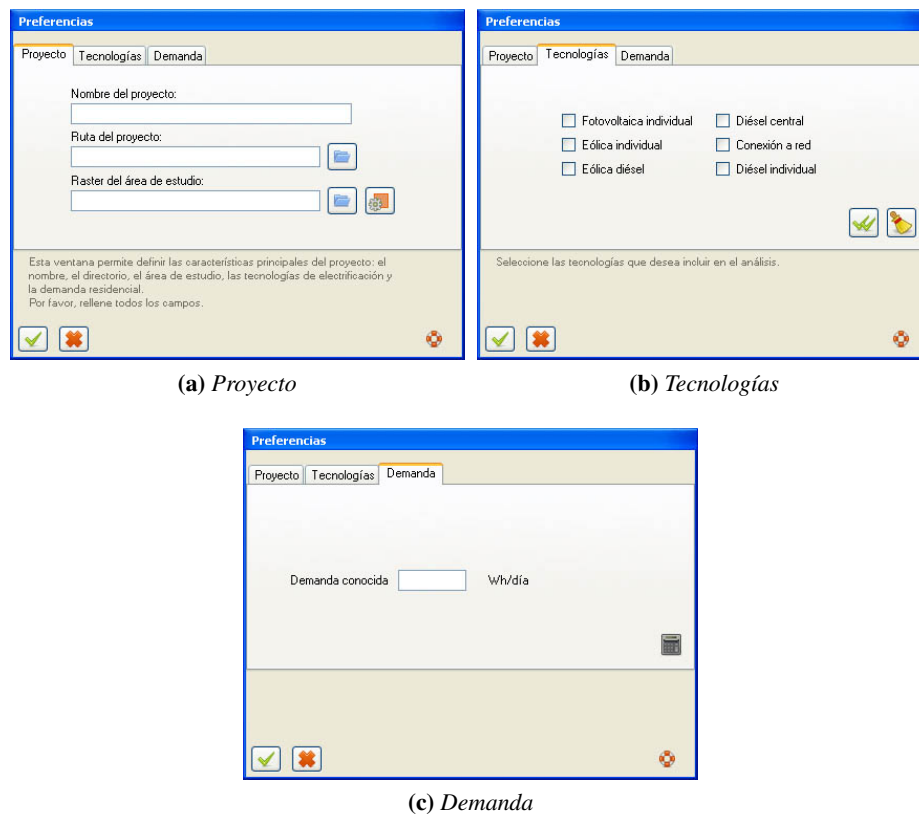


Figura 4.8: Pestañas de la ventana de preferencias.

Las características principales del proyecto se determinan en la ventana de preferencias, accesible desde la barra de menús o desde el primer botón en la barra de iconos. En esta ventana el usuario debe escoger y definir varios aspectos, y sólo algunos de ellos podrán ser modificados posteriormente. La ventana está organizada en una serie de pestañas tal y como se puede ver en la figura 4.8. En la primera de ellas, el usuario debe especificar el nombre del proyecto, que debe ser una cadena de caracteres alfabéticos. Este nombre será utilizado como nombre por defecto para guardar los ficheros, y aparecerá en la tabla de contenidos agrupando todas las capas que forman parte del proyecto, por lo que se aconseja que sea representativo y significativo. La ruta del proyecto, a seleccionar también en esta primera pestaña, indica aquella carpeta donde se irán almacenando todos los ficheros generados durante el análisis. Por último, el usuario debe seleccionar el ráster del área de estudio, cuyas especificaciones se detallan más adelante. Los tres parámetros citados (nombre, ruta y área de estudio) una vez definidos, no podrán modificarse.

La segunda pestaña de la ventana preferencias (figura 4.8b) permite seleccionar las tecnologías que se analizarán y compararán en el proyecto. Hasta el momento, y tal y como se ha presentado en el capítulo 3, se consideran seis posibles tecnologías de electrificación: fotovoltaica individual, minieólica, diésel individual, diésel central, eólica diésel y conexión a red. En esta pestaña se han incluido además dos botones que permiten seleccionar todas las tecnologías y borrar todas las seleccionadas.

Por último, en la tercera pestaña de la ventana se debe detallar el valor de energía media diaria demandada en una vivienda. Se pide por tanto que el usuario conozca la demanda que va a definir el proyecto. En caso de que desconociera el valor, podría hacer uso de la “calculadora de demanda” (figura 4.9) y justificando en base a sus conocimientos del área de estudio (ingreso medio de las familias, que estaría relacionado con la capacidad adquisitiva; el número medio de habitaciones por vivienda, etc.) seleccionar el tipo de equipos y horas de uso que caracterizarían un hogar tipo. De esta forma, el consumo medio diario sería el resultado de escoger unos determinados equipos y un número de horas de utilización diaria, que por otra parte es la aproximación clásica en la evaluación de la energía media diaria demandada por una vivienda.

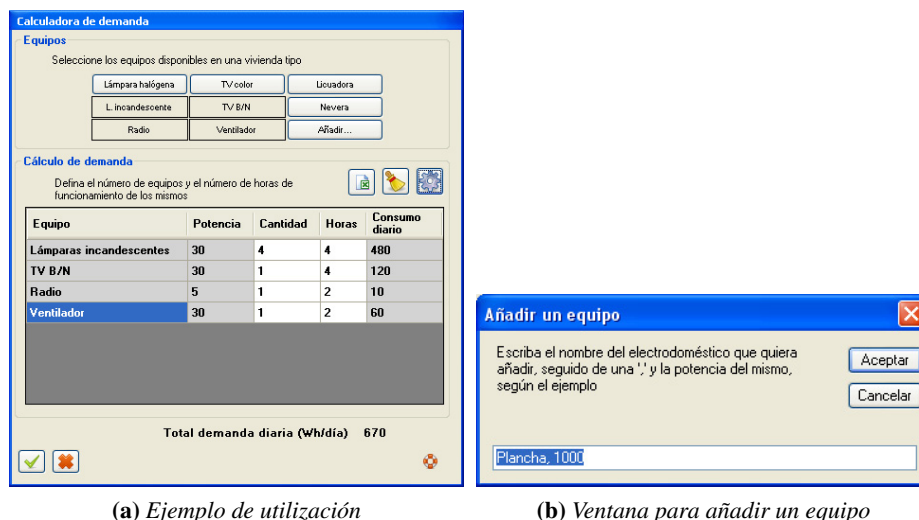


Figura 4.9: Calculadora de demanda.

Se ha incluido además la posibilidad de que el usuario añada un electrodoméstico a la lista de los que aparecen por defecto (lámparas halógenas e incandescentes, televisor a color o en blanco y negro, ventilador, licuadora y nevera). Únicamente es necesario introducir un nombre identificativo y la potencia (figura 4.9b), y como en el resto de los electrodomésticos seleccionados, definir la cantidad y el número de horas de funcionamiento diario.

4.3.2. Introducción de los datos

La aplicación IntiGIS requiere de dos tipos de datos de entrada para su correcto funcionamiento: datos geográficos y datos numéricos. La obligatoriedad de unos y otros dependerá de las tecnologías que el usuario haya seleccionado en las preferencias. Como se ha presentado en el primer apartado de este capítulo, uno de los objetivos buscados con la herramienta es la facilidad de uso y por ello se ha realizado un esfuerzo significativo para que el cálculo y el dimensionamiento de las tecnologías se realice en base a parámetros y mapas fácilmente accesibles.

En los apartados que siguen, describiremos cada uno de los parámetros y mapas necesarios junto con sus características más importantes.

a. Enumeración y descripción de los mapas necesarios

Los datos geográficos, en oposición a los datos numéricos, representan una cualidad u objeto en el espacio. Para cualquier caso de estudio que queramos analizar con IntiGIS necesitaremos la representación de objetos abstractos discretos (como son los límites administrativos, que definan nuestra área de estudio), la representación de objetos físicos discretos (como la ubicación de la red eléctrica) y, por último, superficies que representen la variabilidad de fenómenos continuos (como son el recurso eólico y solar).

El formato de entrada de los datos cartográficos es el formato GRID de ESRI™. Como formato ráster, el GRID define el espacio geográfico como un conjunto de celdas cuya posición en el espacio queda definida por filas y columnas y donde cada celda almacena un valor numérico que representa un atributo geográfico referido a esa unidad espacial. IntiGIS dispone además de herramientas capaces de transformar datos de formato vectorial (shape) a formato ráster (GRID). Una característica importante a tener en cuenta en cualquier análisis espacial basado en capas o coberturas de tipo ráster es el ambiente de análisis²¹. En el caso de IntiGIS, el ambiente de análisis viene impuesto por las características del área de estudio, por lo que esta capa tiene que estar debidamente proyectada y su unidad lineal en metros.

La resolución de la información de entrada dependerá de la resolución de los datos disponibles y la resolución final deseada. En IntiGIS, debido al enfoque regional, habría que comprobar la resolución de los datos disponibles acerca del recurso solar y eólico así como la distancia mínima existente entre los puntos con demanda.

A continuación describimos cada uno de los mapas necesarios para la realización de un estudio con IntiGIS:

1. **Área de estudio:** Constituye el primer mapa de entrada obligatorio requerido por el programa. El área de estudio define los límites de la zona geográfica en la cual vamos a realizar

²¹ En el entorno de ArcGIS se entiende por *ambiente de análisis* todas aquellas características de entorno que marcan un proceso, y que deben especificarse antes de comenzar el mismo. Las preferencias del ambiente de análisis normalmente incluyen el directorio de trabajo, la referencia espacial, la extensión y la resolución espacial o tamaño de celda.

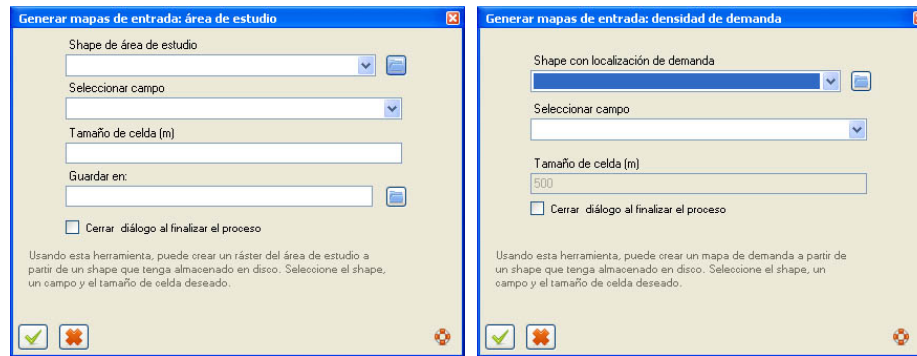
- el estudio. Sus propiedades marcarán el ambiente de análisis y todas las operaciones que se realicen se basarán en la extensión, la resolución y la referencia espacial del área de estudio.
2. **Densidad de demanda:** Mapa de entrada obligatorio que representa la localización de la demanda, y vendría expresado en términos de viviendas por píxel. El concepto densidad se aplica en aquellos casos en los que estamos describiendo la ocurrencia de un determinado fenómeno geográfico por unidad espacial.
 3. **Recurso solar:** Mapa requerido en el caso en el que se quiera evaluar el potencial del sistema fotovoltaico. Debe representar los valores medios anuales de radiación global sobre el plano de panel expresados en kWh/m²años.
 4. **Recurso eólico:** Mapa requerido en el caso de que se quiera evaluar el potencial del sistema minieólico y eólico diésel. Debe representar los valores de velocidad media anual a una altura determinada que se deberá especificar, expresada en m/s.
 5. **Distancias a la red de media tensión:** Mapa de entrada obligatorio si se evalúa como posible tecnología de electrificación la conexión a red. Cada píxel tiene como atributo la distancia existente, expresada en metros, desde su centroide²² hasta el píxel más cercano perteneciente a la red eléctrica de distribución en media tensión. En caso de que el usuario no disponga de este mapa, lo puede generar fácilmente a partir de la localización de la red y del área de estudio.
 6. **Longitud de líneas de baja tensión:** Mapa de entrada obligatorio en el caso en el que se evalúan sistemas de electrificación centrales. Cada píxel tiene como atributo la longitud total de líneas de baja tensión (expresada en metros) necesaria para conectar todas las viviendas existentes a un centro de transformación localizado en el centroide del píxel. En caso de que el usuario no disponga de este mapa, lo puede generar fácilmente con IntiGIS a partir del mapa que representa la densidad de la demanda.

Existen dos modos para cargar los mapas necesarios en el proyecto. Si el usuario dispone de la información en el formato correcto, puede incluir el mapa mediante la selección de su ubicación en el disco. Además, y en caso de que el usuario no disponga de los mapas en el formato correcto, se ha implementado un asistente para la generación de los mapas de entrada para los casos del área de estudio (figura 4.10a), la longitud de la línea de baja tensión, la densidad de demanda (figura 4.10b) y la distancia a la red eléctrica. En la mayor parte de los casos, la funcionalidad que se ofrece es el cambio de formato (de vectorial a ráster) y el cálculo de distancias (de un píxel a otro, o de un punto al centro del píxel).

Para usar el asistente para la generación de la capa del área de estudio (figura 4.10a), el usuario debe seleccionar la capa vectorial que representa dicha área (correctamente proyectada), un campo de la tabla de atributos²³, el tamaño de celda, y si desea o no que la ventana se cierre de forma

²² Centro geométrico de la figura, en este caso del píxel.

²³ Siempre que se realiza una transformación de formato vectorial a formato ráster es necesario definir el campo del primero, ya que puede contener varios, en función del cual se generará el ráster. En nuestro caso, el valor que aparezca



(a) Generar mapa del área de estudio

(b) Generar mapa de densidad de demanda

Figura 4.10: Ventanas para acceder al asistente de generación de mapas.

automática al terminar el proceso.

El asistente para la generación del resto de los mapas mantiene una estructura similar a la anterior pero con la peculiaridad de incorporar por defecto la resolución espacial (en metros) del área de estudio (figura 4.10b). Por lo tanto, la ventaja que ofrece el uso del asistente para la generación de mapas es que todas las capas generadas mantendrán la resolución espacial y la proyección del área de estudio.

En el caso concreto de la generación del mapa de densidad de demanda se permite la transformación de un fichero vectorial a un fichero ráster, y como la herramienta es válida tanto para el análisis de comunidades aisladas como para viviendas aisladas, el fichero original de partida debe contener un campo que especifique el número de viviendas asociado a cada punto.

Además de las capas geográficas mencionadas, IntiGIS permite añadir otras capas tanto de tipo vectorial como de tipo ráster para facilitar la visualización o el análisis. Se ha implementado también la posibilidad de añadir un mapa de fondo, de carácter topográfico, que se carga desde internet.

b. Enumeración y descripción de los parámetros necesarios

En función de las tecnologías especificadas en el proyecto, el usuario de IntiGIS tendrá que especificar algunos parámetros técnicos y económicos relativos a los sistemas que permitirán calcular el LEC de cada uno de ellos. Con objeto de evitar problemas durante la utilización de IntiGIS se han implementado dos tipos de estrategias de control relativas a los parámetros numéricos:

- Tipo de dato incorrecto: por medio de una simple rutina, la herramienta comprueba que los datos introducidos por el usuario en cada uno de los campos es de tipo correcto, mostrando una alerta en caso de se hubiera dejado un campo obligatorio sin definir o se hubieran empleado caracteres alfanuméricos.

representado en el ráster es indiferente, porque en ningún caso operaremos con él. Aún así, hemos mantenido la opción de seleccionar el campo de la capa vectorial para que la transformación se realice de forma correcta

- Dato fuera del rango esperado: se asume que ciertos valores económicos y/o técnicos tienen que situarse en un determinado rango (en el caso de la eficiencia por ejemplo el valor debería estar entre 0 y 1; los parámetros expresados en porcentaje no podrían superar el 100 %, etc.). En este segundo caso, se alertaría al usuario pero se podría continuar realizando el análisis.

(a) Parámetros generales

Parámetros técnicos y económicos

Parámetros generales | Fotovoltaica | Miniedica | Diésel individual | Diésel central | Conexión a red | Eólico-diésel

Parámetros generales

Escenario de demanda

Demanda diaria (Wh)

☐ Definir demanda restringida ☐ Mostrar más información

Factor de forma de la curva de carga diaria

Factor de simultaneidad

Distancia máxima de línea de BT (m)

Potencia contratada por vivienda (kW)

Número de personas por vivienda

Parámetros económicos

Tasa de descuento (tanto por uno)

Precio del diésel (€/l)

Tarifa eléctrica (€/kWh)

Características del área de estudio

Número de casas por comunidad No calculado

Valor medio de radiación global (kWh/m² año) No calculado

Valor medio de velocidad de viento (m/s) No calculado

Distancia media a la red de MT (m) No calculado

Longitud media de la línea de BT (m) No calculado

(b) Parámetros de la tecnología fotovoltaica

Parámetros técnicos y económicos

Parámetros generales | Fotovoltaica | Miniedica | Diésel individual | Diésel central | Conexión a red | Eólico-diésel

Sistema fotovoltaico individual

Demanda

Demanda diaria por vivienda (Wh/día)

Parámetros generales

Valor medio de radiación en el área (kWh/m² año) No calculado Tasa de descuento

Factor de forma de la curva de carga diaria

Parámetros de los subsistemas

Paneles

Eficiencia

Inversión (€/kWp)

O y M (€/kWp)

Tiempo de vida (años)

Baterías

Autonomía (días)

Rendimiento

Profundidad descarga

Inversión (€/kWh)

O y M (€/kWh)

Tiempo de vida (años)

Inversor individual

Eficiencia

Inversión (€/kW)

O y M (€/kW)

Tiempo de vida (años)

Figura 4.11: Ventanas para la entrada de parámetros técnicos y económicos.

Existen dos maneras de definir los parámetros técnicos y económicos: o bien introduciendo de manera manual todos los valores (en ventanas como la que se muestra en la figura 4.11a y en la figura 4.11b), o bien cargando los valores guardados durante sesiones previas.

En la tabla 4.3 se señalan los datos numéricos necesarios para la consecución de un análisis con IntiGIS, agrupados según la tecnología a la que pertenecen:

Tecnología/grupo	Variable	Unidades
Generales	Demanda diaria	Wh/día
	Número de personas por vivienda	
	Factor de simultaneidad	
	Factor de forma de la curva de carga diaria	
	Distancia máxima a la línea de baja tensión	m
	Potencia contratada por vivienda	kW
	Tasa de descuento	
Baterías	Rendimiento de la batería	
	Profundidad de descarga	
	Capacidad del acumulador	kWh
	Costes de inversión de una batería	€/kW
	Tiempo de vida	años
	Costes O&M	€/kW
Inversor	Costes de inversión	€/kW
	Tiempo de vida	años
	Costes O&M	€/kW

(Continúa en la página siguiente)

(Continúa de la página anterior)

Tecnología/grupo	Variable	Unidades
Fotovoltaica	Autonomía de la batería (días sin sol)	días
	Costes de inversión de los módulos	€/kWp
	Tiempo de vida de los módulos	años
	Costes de O&M	€/kWp
	Eficiencia	
Generador diésel	Consumo de combustible	litros/kWh
	Costes de inversión	€/KW
	Tiempo de vida	años
	Costes de O&M	€/kW
	Potencia	kW
	Precio del combustible	€/litro
Minieólica	Autonomía de la batería (días de calma)	días
	Costes de inversión	€/kW
	Tiempo de vida	años
	Costes O&M	€/kW
	Eficiencia	
	Altura de buje	m
Eólico diésel	Coficiente de diseño	
	Consumo de combustible	litros/kWh
	Costes de inversión del generador diésel	€/kW
	Tiempo de vida	años
	Costes O&M	€/kW
	Precio del combustible	€/litro
	Altura de buje del aerogenerador	m
	Eficiencia del aerogenerador	
	Costes de inversión del aerogenerador	€/kW
	Tiempo de vida del aerogenerador	años
Conexión a red	Costes O&M del aerogenerador	€/kW
	Tiempo de vida	años
	Costes de inversión línea de MT	€/km
	Costes de inversión línea de BT	€/km
	Costes de inversión centro de transformación	€/kW
	Costes O&M línea de MT	€/km
	Costes O&M Centro de transformación	€/kW
	Costes O&M línea de BT	€/km
	Costes de acometida	€/kW
	Coste del kWh para consumidor doméstico	€/kWh

Tabla 4.3: Variables de entrada

4.3.3. Ejecución del análisis

a. Cálculo de la demanda

Dado que IntiGIS trabaja con datos espacialmente distribuidos y no únicamente con valores numéricos, el primer paso al iniciar el análisis es calcular la energía eléctrica requerida, tanto diaria como anual, en cada punto del espacio donde exista demanda. Para ello, se ha implementado una sencilla función que permite, a partir del valor numérico de la demanda diaria por vivienda y de la capa ráster con la densidad de demanda, calcular la demanda diaria y anual por píxel.

Una vez se ha calculado la demanda a satisfacer por las tecnologías seleccionadas, se activarán las funciones para evaluar dichas tecnologías.

b. Análisis del coste de electrificación equivalente por tecnología

En el momento en el que tanto los parámetros técnicos y económicos como los mapas obligatorios hayan sido cargados en el proyecto, se habilitan las funciones que permiten evaluar las tecnologías seleccionadas. Como resultado de la evaluación se obtendrá un ráster que representará el valor del coste de electrificación equivalente (LEC) en cada píxel donde exista demanda y por tecnología, expresado en valores de cts€/kWh.

Se ha contemplado además la posibilidad de que el usuario pueda calcular o bien todas las tecnologías seleccionadas a la vez o una única tecnología en concreto. En el primero de los casos, el tiempo de cálculo puede ser elevado, dependiendo del número de tecnologías y del número de píxeles involucradas en el proceso.

c. Análisis de competitividad de tecnologías de electrificación

Una vez se hayan evaluado las diversas opciones tecnológicas, se habilita la posibilidad de compararlas obteniendo así la tecnología que, en cada uno de los puntos del territorio en los que exista demanda, presenta un valor de LEC menor. Como resultado se obtendrá una nueva capa, denominada “Tecnología más competitiva”, en la que vendrá representada la distribución espacial de la opción tecnológica que presente el menor valor en cada asentamiento o vivienda aislada.

4.3.4. Resultados generados por la aplicación

Finalizados la evaluación y la comparación de las tecnologías, se habilitan las funciones que dan acceso a los resultados del estudio. 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 donde exista demanda. Además de estos, y una vez finalizado el análisis, el usuario puede acceder a los resultados para una comunidad tipo y a los resultados para todo el área de estudio.

a. Resultados para una comunidad tipo

Se entiende por comunidad tipo aquella que representa los valores medios de cada una de las capas consideradas en el análisis, esto es:

- aquella que presenta el valor medio en cuanto a densidad de demanda, expresada en viviendas por píxel.
- aquella en la que se registra el valor medio de recurso (tanto solar como eólico), expresada en los términos que correspondan.
- aquella en la que la longitud de línea de baja tensión necesaria para conectar cada una de las viviendas a un centro de transformación situado en el centro del píxel se corresponda con el valor medio de la capa correspondiente, expresado en metros.

- aquella que se encuentra a una distancia de la red de media tensión existente igual al valor medio de la capa que representa las distancias de cada una de las comunidades/viviendas aisladas a la red de media tensión, expresada en metros.

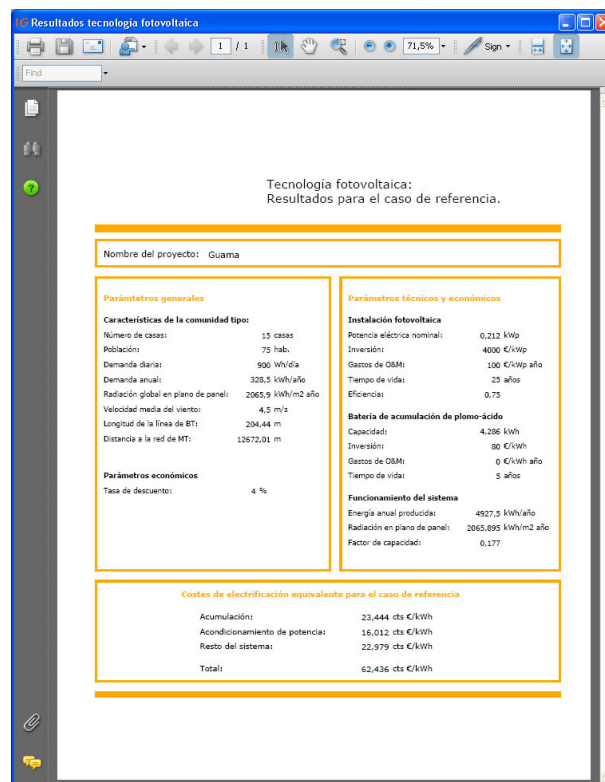


Figura 4.12: Ejemplo de informe para una comunidad tipo en formato PDF, con los resultados de la tecnología fotovoltaica individual.

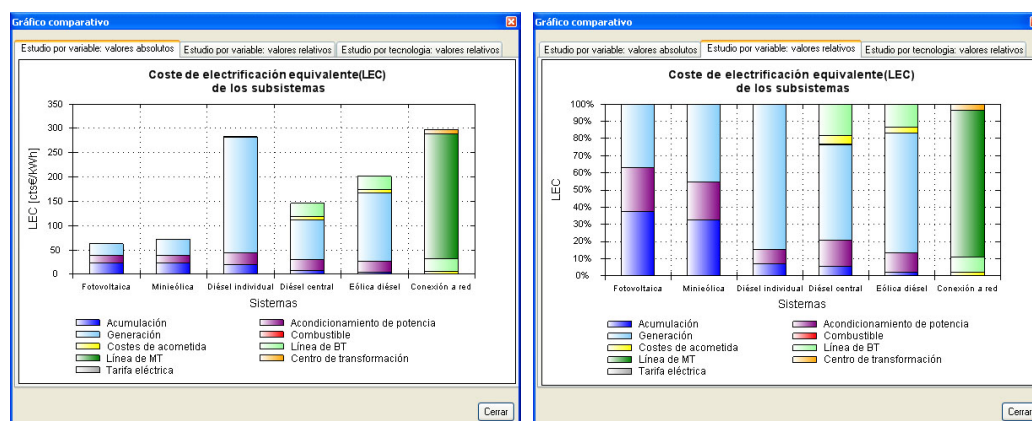
Bien es cierto que todas estas características puede que no se presenten de forma simultánea en ninguna de las comunidades/viviendas presentes en el área de estudio, es decir, que una comunidad de estas características no exista en la realidad; pero la definición de una comunidad tipo permite obtener unos resultados significativos que posibilitan resumir la variabilidad existente en un único valor. Obviamente, la representatividad de esta comunidad tipo vendrá determinada por el grado de variabilidad existente en cada uno de los valores descritos.

Para el caso de las comunidades tipo, se pueden obtener dos tipos de resultados:

- **Informes** en formato PDF (ver figura 4.12), que resumen los valores del LEC para cada una de las tecnologías en la comunidad tipo. Estos informes incluyen el nombre del proyecto, las características de la comunidad, los parámetros económicos y técnicos más relevantes tenidos en cuenta en el cálculo del LEC así como el valor del LEC de cada uno de los subsistemas que forman parte de la tecnología considerada.
- **Gráficos comparativos** (figura 4.13), expresados tanto en términos relativos como absolutos, que muestran los valores de cada uno de los subsistemas que forman parte de cada una de las tecnologías evaluadas, dejando patente el peso que cada uno de ellos tiene en el total. Gracias a la librería de libre distribución *ZedGraph* utilizada para generar estos gráficos se

puede acceder a un menú contextual que permite:

- copiar la imagen en el portapapeles.
- almacenar el gráfico en formato de imagen en disco.
- configurar la página.
- imprimir.
- visualizar los valores de los puntos.
- deshacer la última acción de zoom.
- deshacer todas las acciones de zoom/desplazar.
- establecer una escala estándar.



(a) Gráfico comparativo de los valores resultantes, en términos absolutos

(b) Gráfico comparativo de los valores resultantes, en términos relativos

Figura 4.13: Ejemplo de gráficos comparativos con los resultados para una comunidad tipo.

b. Resultados para el área de estudio

Los resultados numéricos para el área de estudio se presentan en formato PDF, mostrando la distribución potencial de las tecnologías incluidas en el análisis en función de los siguientes parámetros:

- número de viviendas asignadas a cada tecnología.
- número de usuarios potenciales.
- área potencial (expresada en km^2).
- potencial total instalada (en kW).
- energía total producida (en kWh).
- inversión total (en miles de €).

Se acompañan además de los datos que describen las características principales de las áreas asignadas a cada tecnología (los valores máximo, medio y mínimo correspondientes a la densidad de las viviendas, la distancia a la línea de media tensión, el recurso solar disponible y el recurso eólico).

4.3.5. Estabilidad de los resultados: análisis de sensibilidad y análisis de sensibilidad espacial

La incertidumbre está presente en la definición tanto de los parámetros económicos y técnicos como de las variables medioambientales. En el primer caso, debido a fluctuaciones en el coste de los componentes o del combustible, que limitan la validez del valor escogido al momento de la toma de los datos. En lo que se refiere a las variables ambientales (como la radiación solar o la velocidad media del viento) los instrumentos de medida no son capaces de medir con absoluta precisión, el muestreo no siempre es lo exhaustivo que desearíamos, los valores varían con el tiempo, y las abstracciones que hacemos de la realidad conllevan cierto grado de simplificación.

Evaluar y transmitir la incertidumbre de una variable es muy importante a la hora de seleccionar un valor de entrada en un proceso de toma de decisión, para juzgar la credibilidad de los resultados, y para identificar aquellas variables cuyo estudio posterior reforzaría la calidad de los datos de salida (Shekhar y Xiong, 2008).

El esfuerzo realizado en el diseño e incorporación del análisis de sensibilidad en IntiGIS se justifica en la aceptación de la existencia del error, entendido como la diferencia entre la realidad y la representación de la realidad. La incertidumbre que rodea el resultado final proviene del conocimiento de la posible existencia de errores, y dado que su magnitud será proporcional a nuestro conocimiento de la variable, con el módulo de Análisis de sensibilidad se persigue proporcionar al usuario un medio para evaluar dicha incertidumbre, para comprobar la influencia que tiene un parámetro en el resultado final y como éste se ve influido por la variación en el primero. De esta forma, nos permite, además de evaluar el “esfuerzo” con el que se debe ajustar un parámetro a su posible valor real (en caso de que se observe una gran influencia en el resultado final), establecer escenarios.

El análisis de sensibilidad se realiza fijando el valor de todos los parámetros excepto aquel que se esté estudiando, que se hace variar alrededor de un valor central, observando como los cambios se ven reflejados en los resultados. En IntiGIS se ha implementado un módulo de análisis de sensibilidad que permite:

- analizar la influencia de uno o varios parámetros en los resultados para una comunidad o vivienda tipo.
- analizar la influencia de una variable en el valor resultante del LEC de cada una de las tecnologías mediante un análisis de sensibilidad espacial.
- analizar la influencia de una variable en la comparación de las tecnologías consideradas mediante un análisis de sensibilidad espacial.

Estos tipos de análisis se describen a continuación.

a. Análisis de sensibilidad

Mediante el Análisis de sensibilidad, IntiGIS permite evaluar la influencia que la variación de uno o varios parámetros tiene en el valor resultante del LEC de cada una de las tecnologías en una comunidad tipo. En esta aproximación se utilizan por tanto únicamente valores numéricos (valores medios que describen de forma más o menos acertada la variabilidad presente en el área de estudio, por eso se refiere a una comunidad tipo) prescindiendo del calificativo de “espacial”. Siendo esta la finalidad, se ha diseñado una ventana para que el usuario de IntiGIS pueda seleccionar cómo quiere realizar el análisis de sensibilidad y en la cual se distinguen tres apartados (ver figura 4.14):

Figura 4.14: Ventana para la definición del análisis de sensibilidad.

- **Variables:** desde donde se pueden seleccionar las variables que se quieren evaluar. Se han definido dos posibles modos: inspección (en el cual se evaluarían todos los parámetros) o control (para la evaluación de uno o varios parámetros).
- **Rangos:** el rango se refiere al intervalo de valores entre los cuales se va a ir variando el valor de la/s variable/s seleccionadas. Se ha definido dos maneras para calcular el rango, que determinarán los valores a definir por el usuario:
 - En el **cálculo manual** el usuario deberá definir el valor mínimo y el valor máximo del rango (es decir, entre qué y cuál valor se va a producir el barrido) y el número de intervalos (definido el intervalo entre el valor mínimo y máximo, para cuántos valores concretos se realiza el cálculo; por ejemplo, un número de intervalos de 6 haría que se otorgasen 7 valores diferentes para la variable).
 - En el **cálculo automático** el usuario únicamente tiene que definir el número de intervalos con el que quiere trabajar así como el porcentaje de variación. Si se define, por ejemplo, “50” implica que se estudiará la variable en el rango que discurre entre el 50 % y el 150 % del valor de referencia.

- **Resultados:** como resultado del análisis de sensibilidad se pueden generar dos gráficos:
 - **Resultados por tecnología:** en el cual se selecciona la tecnología y uno o varios de los parámetros estudiados. De esta forma se puede analizar como el LEC final de la tecnología seleccionada se ve afectado por la variación de los parámetros estudiados (ver el ejemplo en la figura 4.15).
 - **Resultados por variable:** en el cual se selecciona un único parámetro para ver cómo influye en los valores del LEC de una o varias tecnologías (ver figura 4.16).

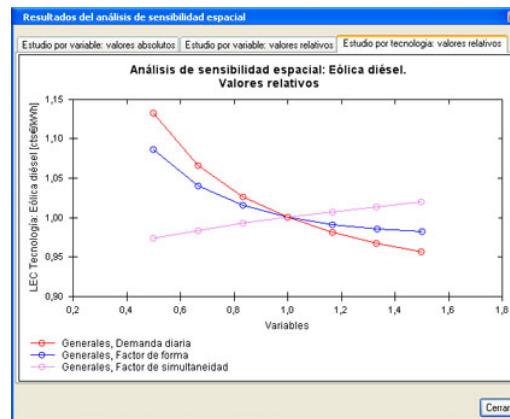
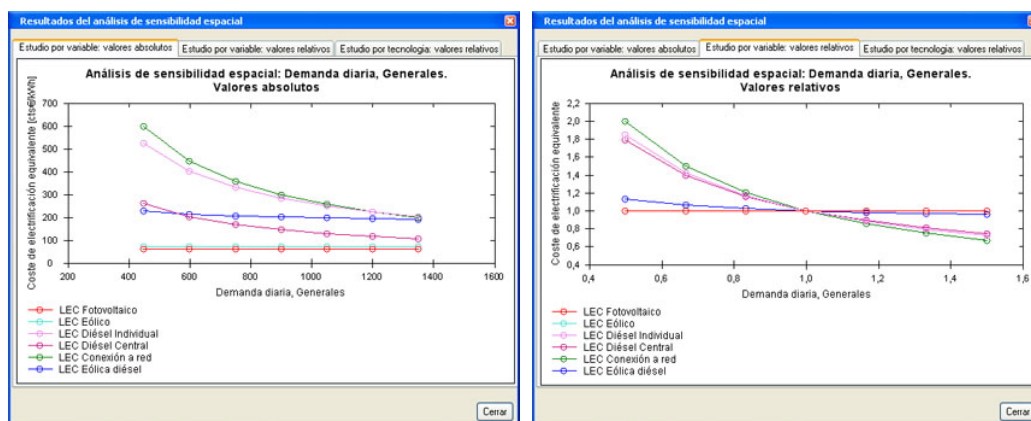


Figura 4.15: Resultados del análisis de sensibilidad. Estudio del efecto en el valor del LEC total de una tecnología (Eólica diésel) como resultado de la variación de varios parámetros (demanda diaria, factor de forma, y factor de simultaneidad).



(a) Gráfico comparativo de los valores resultantes, en términos absolutos

(b) Gráfico comparativo de los valores resultantes, en términos relativos

Figura 4.16: Resultados del Análisis de sensibilidad. Estudio del efecto de la variación de un parámetro (Demanda diaria) en todas las tecnologías consideradas.

b. Análisis de sensibilidad espacial para una tecnología

Este análisis se utiliza para evaluar el efecto que la variación de un único parámetro tiene en el valor total del LEC para una tecnología considerando las características particulares de cada punto de demanda existente en el territorio. A diferencia del caso anterior, donde únicamente se obtenían

resultados numéricos, este proceso implica la consideración de todo el territorio estudiado por lo que el tiempo de cálculo puede ser grande.

Una vez más, se ha diseñado la interfaz de forma que sea lo más intuitiva posible (figura 4.17) y guíe al usuario en la realización de este tipo de análisis. Una vez seleccionada la tecnología, se filtran automáticamente los parámetros disponibles que influyen en el cálculo del LEC de dicha tecnología.

Por defecto se calculan los resultados para los siguientes valores de la variable estudiada: el 50 %, el 75 %, el 100 %, el 125 % y el 150 % del valor de referencia, mostrándose en la pantalla los valores numéricos concretos que se corresponden con estos porcentajes. Debe hacerse notar que IntiGIS no es capaz de evaluar en qué momento el valor no podría ser real (por ejemplo, en el caso de las eficiencias el valor nunca podría superar el 1), así que recae en el usuario la correcta interpretación de los datos.

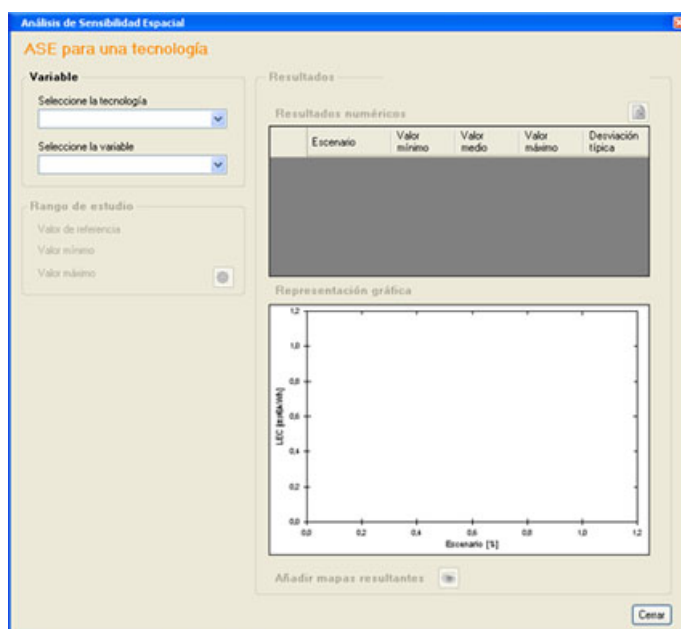


Figura 4.17: Ventana para la definición del análisis de sensibilidad espacial para una tecnología.

Se obtienen tres tipos de resultados:

- **Resultados numéricos**, presentados en forma tabulada muestran el valor mínimo, medio y máximo, así como la desviación típica, de cada una de las capas del valor del LEC de la tecnología seleccionada, para cada escenario. Estos resultados pueden exportarse a EXCEL (figura 4.18).
- **Representación gráfica**, en la cual se representan mediante líneas cómo van variando los valores mínimo, medio y máximo de las capas con el valor del LEC en cada uno de los escenarios (figura 4.19).
- **Representación cartográfica**. Durante el cálculo del análisis de sensibilidad espacial se generan 5 capas diferentes que están disponibles para agregarse a la ventana principal y a la tabla de contenidos.

Resultados numéricos

	Escenario	Valor mínimo	Valor medio	Valor máximo	Desviación típica
►	Escenario 50%	83,23	85,32	88,66	1,2
	Escenario 75%	68,64	70,03	72,26	0,8
	Escenario 100%	61,35	62,39	64,06	0,6
	Escenario 125%	56,97	57,8	59,14	0,48
	Escenario 150%	54,05	54,74	55,86	0,4

Figura 4.18: Análisis de sensibilidad espacial para una tecnología. Ejemplo de resultados numéricos.

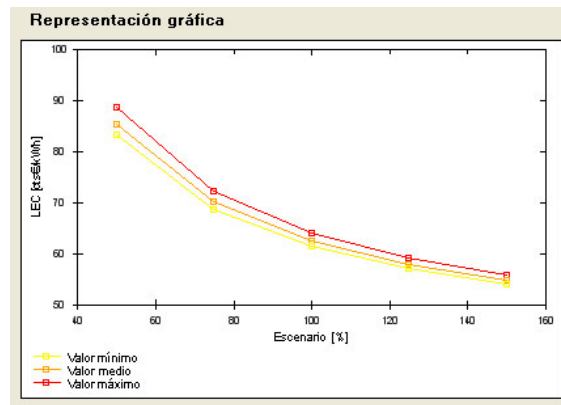


Figura 4.19: Análisis de sensibilidad espacial para una tecnología. Ejemplo de resultados gráficos.

c. Análisis de sensibilidad espacial: comparación de tecnologías

Análisis de Sensibilidad Espacial

ASE: comparación de las tecnologías seleccionadas

Variable

Seleccione la tecnología:

Seleccione la variable:

Rango de estudio

Valor de referencia:

Valor mínimo:

Valor máximo:

Resultados

☐ Escenario 50% ☐ Escenario 75% ☐ Escenario 100% ☐ Escenario 125% ☐ Escenario 150%

Resultados numéricos

Parámetro	Fotovoltaica	Eólica	Diesel individual	Diesel central	Conexión a red	Eólica diesel	Tot

Representación gráfica

☐ Número de casas
☐ Usuarios potenciales
☐ Área
☐ Potencia instalada
☐ Energía producida
☐ Inversión

Añadir mapas resultantes

Gráfico

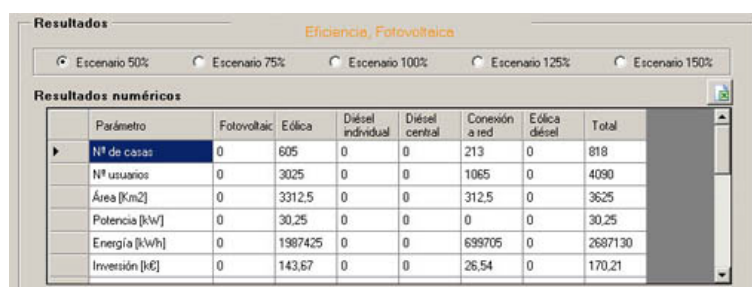
Figura 4.20: Ventana para la definición del análisis de sensibilidad espacial para una tecnología.

Mediante esta tercera opción, el usuario puede analizar cómo la variación de un parámetro concreto influye no sólo en el valor del LEC final de la tecnología, sino en la competitividad de esta con respecto al resto de las tecnologías seleccionadas en el proyecto.

El método de análisis es similar al utilizado en el caso anterior: primero, el usuario debe seleccionar una tecnología (mediante el combo desplegable situado en la parte izquierda de la ventana de diálogo, figura 4.20), en función de la cual se filtrarán los parámetros que se pueden estudiar. El proceso es complejo, e implica tanto el cálculo de la capa LEC para la tecnología seleccionada, como su comparación con el resto de las capas LEC de las tecnologías restantes y por ello, el proceso de cálculo puede tardar varios minutos.

El usuario puede visualizar los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios simulados (50 %, 75 %, 100 %, 125 % y 150 %) seleccionando la opción correspondiente. En función del escenario escogido, se actualizarán los resultados visualizados. Como en el caso anterior, los resultados se presentan en tres tipos de formato:

- **Resultados numéricos.** La tabla (figura 4.21) muestra el resumen de la asignación de cada vivienda/comunidad aislada a la tecnología más competitiva, considerando sus características específicas. Así, bajo la hipótesis de uno de los escenarios (por ejemplo, la inversión del generador diésel a un 50 % de su valor de referencia), se detallan el número de casas, de usuarios, el área, la potencia, la energía producida, la inversión total así como las características generales del área asignada a cada una de las tecnologías (densidad de demanda, distancia a la red de media tensión, valor de radiación y valor de recurso eólico). Estos resultados también pueden exportarse a EXCEL.



Resultados numéricos							
Parámetro	Fotovoltaica	Eólica	Diésel individual	Diésel central	Conexión a red	Eólica diésel	Total
Nº de casas	0	605	0	0	213	0	818
Nº usuarios	0	3025	0	0	1065	0	4090
Área [Km2]	0	3312,5	0	0	312,5	0	3625
Potencia [kW]	0	30,25	0	0	0	0	30,25
Energía [kWh]	0	1987425	0	0	699705	0	2687130
Inversión [€]	0	143,67	0	0	26,54	0	170,21

Figura 4.21: Análisis de sensibilidad espacial. Ejemplo de resultados gráficos.

- **Representación gráfica.** Se muestra la influencia espacial de la variación del parámetro seleccionado en la definición de la tecnología óptima. El usuario puede, además, seleccionar en función de qué variable quiere mostrar los resultados (número de casas, de usuarios, área, potencia, energía producida o inversión total) (figura 4.22).

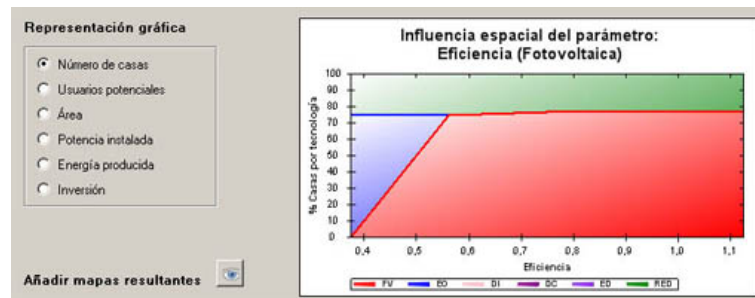


Figura 4.22: *Análisis de sensibilidad espacial. Ejemplo de resultados gráficos.*

- **Representación cartográfica.** Durante el cálculo se generan 5 capas diferentes que se pueden incluir en la ventana principal y en la tabla de contenidos. Cada uno de estos mapas informaría de la tecnología con menor valor del LEC para cada píxel o comunidad en cada uno de los escenarios.

Validación del modelo y casos de estudio

En este capítulo nos centraremos en la discusión de tres casos de estudio realizados en comunidades aisladas de regiones subtropicales latinoamericanas.

Estos casos han servido para validar el modelo IntiGIS durante su desarrollo; permitiéndonos conocer su respuesta ante un ambiente geográfico completamente diferente al que se había aplicado el modelo SOLARGIS así como contrastar su sensibilidad frente a las particularidades concretas existentes en cada una de las áreas analizadas.

5.1. Introducción

América Latina cuenta con una inmensa riqueza en lo que a recursos energéticos se refiere: ríos caudalosos, áreas con altos valores de radiación (la zona andina, el área amazónica de Brasil, así como gran parte de Paraguay, Argentina y Bolivia presentan valores de radiación solar media anual en superficie inclinada superiores a los 6kWh/m²día, figura 5.1) y de viento, además de yacimientos de hidrocarburos significativos en las cuencas del Orinoco y del Amazonas (Menéndez Pérez, 2004).

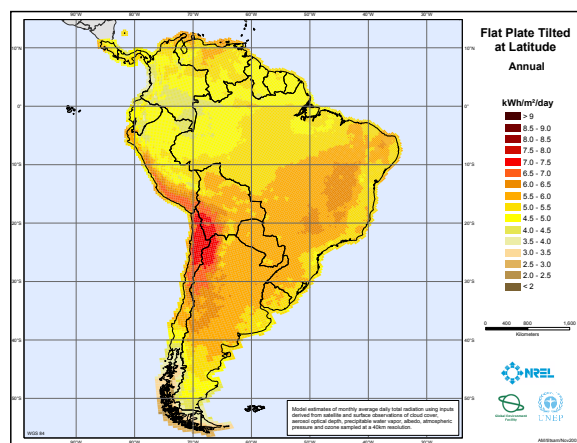


Figura 5.1: Radiación solar media anual en plano inclinado en Sudamérica [kWh/m²/día](Fuente: Proyecto SWERA).

En el año 2008 se estimaba que en Latinoamérica únicamente el 8 % de la población carecía de servicio eléctrico. Si bien esta cifra, comparada con las tasas de electrificación existentes en otros países en vías de desarrollo, es muy baja, enmascara una cifra total de más de 34 millones de personas sin electricidad en sus viviendas, fundamentalmente en las áreas rurales. Como se observa en los datos recogidos en la tabla 5.1 las diferencias existentes entre países en cuanto a la tasa de electrificación en ámbitos urbanos son mínimas (con excepción del caso de Haití, en el que la población urbana electrificada no se alcanza el 70%). Por el contrario, la tasa de electrificación rural presenta grandes variaciones entre países incluidos en la tabla, siendo Haití, Bolivia y Honduras los que presentan los valores más bajos.

La figura 5.2 revela las diferencias destacadas en el párrafo anterior, apreciándose como las tasas de electrificación rural más bajas se localizan en Centroamérica y en varios países del Oeste de América del Sur. Debería citarse además el caso de Brasil, en el que aunque casi el 90% de la población rural tenga electricidad, el 10 % restante supone más de 4 millones de personas.

Con objeto de mitigar esta situación, muchos son los gobiernos que han puesto en marcha en los últimos años programas de electrificación rural. A continuación se señalan algunos ejemplos.

- En Bolivia se lanzó el plan “Electricidad para vivir con dignidad” en el año 1996, con el objetivo de alcanzar dar servicio a el 87% de los hogares rurales en el año 2020 y la electrificación total para el 2025¹.

¹Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, <http://www.idtr.gov.bo/>.

	Tasa de electrificación [%]			Población sin acceso a la electricidad [millones]
	Total	Urbana	Rural	
Argentina	97.2	99.6	70.0	1.1
Bolivia	77.5	98.2	38.0	2.2
Brasil	97.8	99.5	88.0	4.3
Chile	98.5	99.0	95.0	0.3
Colombia	93.6	99.6	76.0	0.3
Costa Rica	99.1	99.8	98.0	0.0
Cuba	97.0	100.0	87.8	0.3
República Dominicana	95.9	98.4	90.4	0.4
Ecuador	92.2	99.6	78.0	1.1
El Salvador	86.4	97.1	70.0	0.9
Guatemala	80.5	93.7	68.0	2.7
Haití	38.5	68.9	11.7	6.0
Honduras	70.3	97.9	45.0	2.1
Jamaica	92.0	99.5	83.4	0.2
Antillas Neerlandesas	99.9	100.0	99.0	0.0
Nicaragua	72.1	95.0	42.0	1.6
Panamá	88.1	94.0	72.0	0.4
Paraguay	94.5	98.8	88.0	0.3
Perú	76.9	96.4	28.0	6.5
Trinidad y Tobago	99.0	99.9	99.0	0.0
Uruguay	99.5	99.4	82.4	0.0
Venezuela	99.0	100.0	85.0	0.3
Resto	91.2	99.0	72.0	0.3
Latinoamérica	92.7	98.7	70.2	34.1

Tabla 5.1: Acceso a la electricidad en Latinoamérica. Año 2008.

- Brasil creó el programa nacional “Luz para todos” con el objetivo de proveer de electricidad a 12 millones de personas, 10 de ellas asentadas en zonas rurales, priorizando municipios con bajo índice de desarrollo humano².
- El *Plan Nacional de Electrificación Rural* en Perú, consiguió proporcionar acceso mediante conexión a la red a casi 2 millones de residentes rurales en el período 2006-2009. Para el período 2009-2018 está definida la meta de conseguir un coeficiente de electrificación rural del 84 % considerando como primera opción la conexión a la red, y en caso de que no sea factible, evaluar el potencial de la creación de centrales hidroeléctricas, de instalación de paneles solares, y por último, el aprovechamiento del recurso eólico³.
- El *Programa Nacional de Electrificación Rural* de Chile fue creado por iniciativa pública a mediados de los noventa, comprometiéndose a alcanzar una cobertura del 96 % de viviendas rurales electrificadas para el año en curso, fomentando el uso de las energías renovables y de los sistemas aislados⁴.

²Ministerio de Minas y Energía de Brasil y Eletrobrás, <http://www.eletrobras.com/>.

³Ministerio de Energía y Minas de Perú, <http://dger.minem.gob.pe>.

⁴Comisión Nacional de Energía de Chile, <http://www.cne.cl/>.

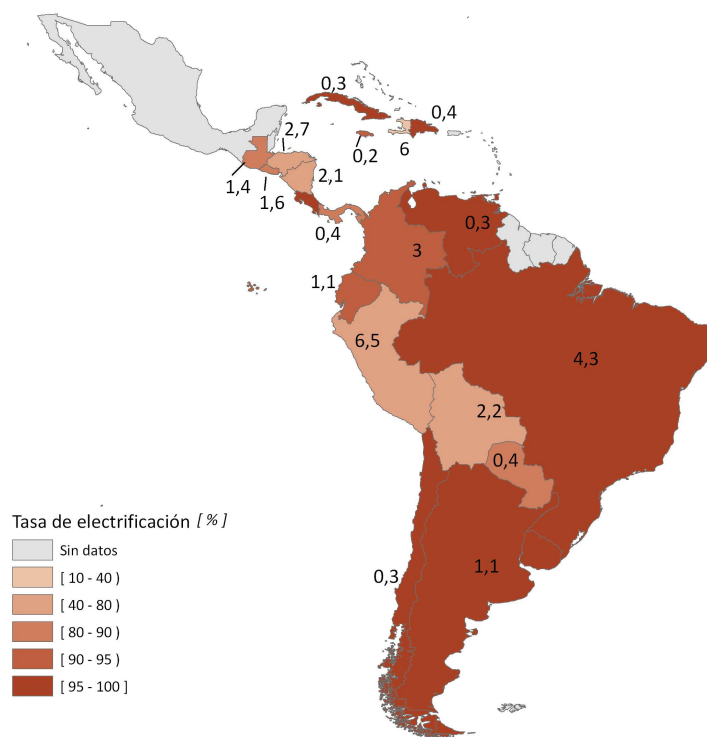


Figura 5.2: Población sin acceso a la electricidad en Latinoamérica [millones], 2008. (Fuente: IEA, 2009b).

Los abundantes recursos renovables con los que cuenta el centro y el sur del continente americano, la muy significativa cantidad de población que no dispone de electricidad en sus hogares así como el interés manifestado por investigadores y gobiernos en el apoyo de iniciativas que contribuyan al aumento de la tasa de electrificación en zonas rurales son las razones fundamentales que han marcado la elección de Latinoamérica como “laboratorio” de prueba y validación de IntiGIS. Se valoraron además los acuerdos existentes con centros de investigación latinoamericanos, cuyo marco permitiría el acceso a información contrastada acerca de los costes y características de las tecnologías, así como la posibilidad que brindaba de comprobar la adecuación del modelo a ámbitos geográficos no analizados en etapas metodológicas previas. Pero sobre todo, y dado que uno de los objetivos de esta tesis era la implementación de IntiGIS en una herramienta de fácil manejo para la electrificación rural con energías renovables, los vínculos existentes con Latinoamérica y el idioma común aseguraban las posibilidades de difusión y proyección, habida cuenta de la existencia de la demanda y el interés por una aplicación de este tipo.

A continuación se establece la estructura empleada en la descripción de los casos de estudio realizados para posteriormente comentar cada uno de ellos.

Con el fin de validar IntiGIS, tanto en su desarrollo como en la fiabilidad de los resultados obtenidos, se han realizado tres casos de estudio en municipios pertenecientes a diferentes países latinoamericanos: Guamá (Cuba), Cobán (Guatemala) y Acandí (Colombia).

Aunque el modelo puede ser aplicado a viviendas aisladas, en los tres casos seleccionados la comunidad constituye la unidad mínima de análisis. Este hecho vino impuesto por la disponibilidad de información.

La estructura que siguen los casos de estudio es la siguiente:

- *Contexto geográfico*: por cada caso de estudio se realizará una introducción de las características más significativas en términos de población y acceso a la electricidad.
- *Datos de entrada y fuentes de información utilizadas*. En todos los casos se ha procurado que los datos de entrada utilizados se ajustasen lo más posible a la realidad, pero en ocasiones definirlos resulta complejo. Por ello se indicará la fuente, la fecha de obtención y, en caso de que fuera posible, el grado de precisión y/o error. Se abordarán los siguientes puntos:
 - Demanda: se puntualizará en qué estudios, datos, referencias bibliográficas, estimaciones, etc. se ha definido el valor de demanda utilizado en cada caso.
 - Recurso solar y recurso eólico: se describirán las fuentes de los datos, especificando si estos han sido manipulados o transformados para su uso con IntiGIS.
 - Distancia a la red: se aclarará cómo se ha generado un mapa de distancia a la red eléctrica o, en caso de que no se dispusiera del trazado en formato digital, qué información se ha utilizado para inferir su localización.
 - Densidad de demanda: se explicará cómo se ha obtenido el mapa que representa la localización de las comunidades aisladas. No nos detendremos en explicar cómo se ha generado el mapa con la longitud de la línea de baja tensión, ya que como se razonó en el capítulo 4, este mapa se obtiene gracias al asistente incluido en IntiGIS.
 - Parámetros técnicos y económicos: se incluirá una tabla con los valores utilizados en cada caso, que se acompañará de explicaciones puntuales que se consideren de relevancia para el caso de estudio.
- *Resultados*. Se agruparán según:
 - Comunidad tipo: se especificarán las características de la comunidad tipo para posteriormente presentar los valores de LEC obtenidos para cada tecnología evaluada.
 - Área de estudio: se presentarán los valores de LEC obtenidos para cada píxel con demanda haciendo énfasis en analizar su variabilidad espacial y en la explicación más probable.
 - Distribución potencial de las tecnologías: se mostrará, a partir de la comparación de los valores obtenidos, qué tecnologías presentan una mayor competitividad en el área de estudio.
- *Análisis de sensibilidad espacial*. En este epígrafe se incluirán, en primer lugar, gráficos con los resultados del análisis de sensibilidad de cada tecnología, mostrando la influencia que la

variación de ciertos valores⁵ tiene en el LEC de una tecnología en particular. Este análisis permitirá seleccionar las variables con mayor peso que serán utilizadas posteriormente en la realización de un análisis de sensibilidad espacial. Como resultado de éste, se presentarán una serie de gráficos y tablas.

En la interpretación de los resultados arrojados por el análisis de sensibilidad del LEC debe tenerse en cuenta que una respuesta de igual proporción a la variación de dos parámetros distintos no puede ser comparada directamente, sino que debe considerar tanto el significado de tal variación como la probabilidad de que ocurra. Tal y como expone Amador (2000), las causas de variación de los diferentes parámetros involucrados pueden deberse a:

- Incertidumbre en la determinación del recurso. Esta incertidumbre es inherente a los métodos de evaluación del recurso, sea mediante métodos tanto directos como indirectos. Por poner un ejemplo, los metadatos que acompañan la capa con información sobre radiación global obtenida de la página web de SWERA especifican un 10 % de precisión.
- Evolución tecnológica. Las mejoras que puedan alcanzarse en un futuro cercano en los rendimientos de los equipos y en el tiempo de vida de componentes influirán en la distribución potencial en el área de estudio de las tecnologías.
- Cambios socioeconómicos. Será fundamental comprobar cómo la variación en los valores de demanda (explicados como cambios en los hábitos de consumo o a la variación de la población total) influye en la competitividad de las tecnologías.
- Cambios en el mercado energético. Estos cambios afectan a los costes de inversión de los equipos, a los precios del combustible y a la tarifa eléctrica.

En cuanto a la interpretación del análisis de sensibilidad espacial, hay que tener presente que, tanto en el escenario de referencia como en los escenarios resultantes de la variación de alguno de los parámetros, la distribución del potencial de las distintas tecnologías se determina por la comparación de sus LEC. De esta forma, cada comunidad aislada será asignada a la tecnología que ofrezca el menor LEC en el punto del espacio donde está situada. Entendemos por tanto que el potencial real de una tecnología no viene dado únicamente por el coste del kWh producido sino por su grado de competitividad con las alternativas. Por este motivo, el análisis de sensibilidad espacial resulta de suma utilidad en este tipo de aproximaciones, por que es capaz de evaluar el LEC resultante de la variación de un parámetro de entrada para posteriormente comprobar la diferencia con el LEC del resto de las tecnologías consideradas, obteniendo la distribución potencial de las tecnologías bajo el nuevo supuesto.

Tanto los informes generados por IntiGIS en formato PDF como los mapas resultantes para cada caso se incluyen en los anexos A, B y C.

⁵ Se debe aclarar que en ciertas ocasiones los gráficos realizados por el módulo de análisis espacial representan valores que nunca podrían ser reales, por encontrarse fuera de los límites técnicos, económicos, etc. del parámetro representado; un ejemplo sería la eficiencia, que nunca podría superar el 100 %. Dado que se tenía que implementar una solución aplicable a todas las parámetros, se optó por variar los valores en un rango de $\pm 50\%$.

5.2. Municipio de Guamá, Cuba

El caso de estudio que se presenta a continuación es el resultado de la colaboración entre el Grupo de Tecnologías de la Información y Energías Renovables (gTIGER) del CIEMAT y el Centro de Investigaciones de Energía Solar (Santiago de Cuba, Cuba). Los datos que aquí se presentan fueron recopilados en el año 2007 en el marco del convenio existente entre ambas instituciones. Constituye la primera experiencia en la adecuación del modelo existente en dicho momento a un nuevo ámbito geográfico de estudio.

5.2.1. Contexto geográfico

Con el triunfo de la revolución en enero de 1959 se inicia una nueva etapa en la historia cubana. Entre los numerosos objetivos marcados por los dirigentes se encuentra el hacer llegar la energía eléctrica a la totalidad de los asentamientos. Para conseguirlo se construyeron nuevas centrales y se amplió la red de distribución hasta alcanzar los casi 400 MW de potencia instalada y más de 13000 km de líneas (Turrini, 2006). En 1960, tras la nacionalización de la Compañía Cubana de Electricidad y de 21 empresas azucareras estadounidenses, el Estado controlaba la totalidad de los servicios eléctricos. Además, contaron con el apoyo del Bloque Soviético en la instalación de plantas térmicas para la generación de electricidad.

Antes de 1959, sólo el 56 % de la población tenía acceso a la electricidad (Perez y *otros*, 2005). En 2002 esta cifra sobrepasaba el 95 %. Sin embargo, la dependencia del petróleo importado y la caída del bloque socialista generaron una crisis energética importante. La producción eléctrica basada en centrales térmicas descendió de 14 TWh en 1990 a 10 TWh en 1994 (Lippman y *otros*, 1997), lo cual se tradujo en constantes cortes del suministro eléctrico. Esta situación derivó en la definición de varias políticas orientadas a fomentar el empleo de las fuentes energéticas nacionales (crudo y gas nacionales y biomasa cañera fundamentalmente).

Los efectos producidos por la falta de acceso a la energía eléctrica fueron parcialmente paliados por diversos programas de electrificación. Gracias a estos programas se instalaron más de 5000 sistemas fotovoltaicos con capacidad para electrificar escuelas rurales, casas de médicos y salas de televisión, todos ellos objetivos sociales. Sin embargo, una parte significativa de la demanda doméstica de las zonas rurales de montaña sigue, aún hoy, sin acceso a servicios eléctricos.

El municipio de Guamá pertenece a la provincia de Santiago de Cuba, la segunda más poblada de la isla. Se encuentra en la parte Noreste de la isla y limita con las provincias de Granma al Norte y el Mar del Caribe al Sur (figura 5.3). Se trata de un municipio de marcado desarrollo longitudinal, alcanzando los 120 km de distancia entre su punto más oriental y el más occidental. Entre los límites Norte y Sur, marcados por Sierra Maestra y el Mar Caribe respectivamente, apenas se alcanzan los 18 km. La cota más elevada (del municipio y de la Isla de Cuba) se encuentra en el Pico Turquino, con 1974 m sobre el nivel del mar.



Figura 5.3: Localización del municipio de Guamá, Cuba.

En el año en el que se realizó este estudio, la población total del municipio apenas superaba los 33.000 habitantes, agrupados en 132 comunidades. Las características topográficas del municipio, empinadas laderas de orientación Sur en el área septentrional y estrechas llanuras paralelas a la zona costera, no solo han influido en la distribución de usos y el poblamiento sino también en el desarrollo de la electrificación. La carretera que vertebra el territorio discurre con dirección Este-Oeste a escasos metros de la costa. La línea eléctrica tiene un trazado que apenas supera los 75km, estando situada paralela a la carretera y a la línea telefónica. Esta línea fue construida para dar servicio a las dos comunidades más numerosas del municipio de Guamá: Chivirico (la cabecera municipal) y Uvero.

La distribución de las comunidades marca el patrón de los sistemas de electrificación. Así, las comunidades más próximas a la costa estaban electrificadas por medio del Sistema Electroenergético Nacional (SEN, red eléctrica). Estas 24 comunidades eran además las más pobladas, agrupando al 67 % de la población municipal. Las comunidades electrificadas por medio de centrales minihidroeléctricas, con algo más del 15 % de la población del municipio, se localizan fundamentalmente en la costa oeste del municipio, donde no llegaba la red eléctrica, y en la zona central. Estas instalaciones aprovechan las características de la red hidrográfica del municipio: caudal estable y relativamente abundante, y recorrido caracterizado por un gran desnivel.

La distribución de las comunidades electrificadas con plantas diésel es algo más heterogénea, centrándose fundamental en el área montañosa del Este del municipio. La topografía dificultaba la extensión del SEN y probablemente no agrupaba suficiente población como para justificar dicha inversión. Sin embargo, se encuentran lo suficientemente próximas de la capital, Chivirico, donde se podía adquirir el combustible.

Dos comunidades pertenecientes a la provincia de Santiago de Cuba, una de ellas en Guamá, estaban electrificadas con sistemas fotovoltaicos: La Magdalena y Santa María de Loreto. Debido

a la importancia de ambas iniciativas como referencia en el análisis que se propone, pasamos a describir cada una de ellas.

La comunidad de La Magdalena se sitúa en el oeste del municipio de Guamá y en el momento de su electrificación contaba con casi 580 habitantes. Con fondos para la cooperación del Gobierno de la India, La Magdalena fue electrificada con módulos fotovoltaicos. Como resultado, cada vivienda fue provista de su propio sistema, de 70W, que permitía el uso de lámparas fluorescentes, una radio y una televisión. Además, se realizaron otras instalaciones que alimentaban el servicio público de alumbrado así como una bomba accionada por un sistema de 3kW capaz de proporcionar más de 100.000 litros de agua diarios (Lippman y *otros*, 1997).

La comunidad de Santa María de Loreto, compuesta por 43 viviendas estuvo electrificada durante más de 25 años con una planta diésel de 32 kVA, pero la escasez de combustible y la falta de piezas de repuesto y lubricantes restringió su uso a no más de 4 h diarias (Rodríguez Gámez y *otros*, 2003). En 1997 se instaló un sistema fotovoltaico central de 10kW donado por dos ONGs. Debido a su envergadura y a la posibilidad que brindaba de estudiar la viabilidad de este tipo de proyectos desde sus inicios, esta experiencia se convirtió en una de las más importantes del país. La electricidad generada por la planta estaba destinada a uso tanto privado como comunitario, y aunque no se definieron inicialmente, con el tiempo se fueron estableciendo normas que prohibían el uso de electrodomésticos de alto consumo y de medio consumo durante el horario de más demanda. Para obtener más datos acerca de esta experiencia se puede consultar Jenny y *otros* (2004).

En el municipio de Guamá, como en toda Cuba, existen otras iniciativas de electrificación basadas en la fotovoltaica además de las mencionadas: todas las escuelas, casas de médico y salas de televisión cubanas están electrificadas. Se pueden consultar las configuraciones así como algunas fotografías en Domínguez Bravo y *otros* (2009b).

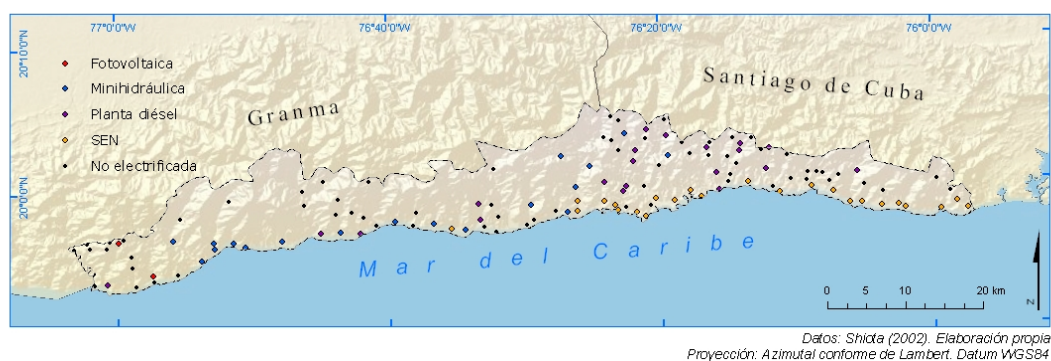


Figura 5.4: Comunidades electrificadas y no electrificadas en el municipio de Guamá, Cuba.

En la figura 5.4 se presenta un mapa que detalla el medio de electrificación de cada una de las 132 comunidades del municipio de Guamá. El 50% de ellas no disponen de servicio eléctrico, y son estas sobre las que se realizará el análisis con IntiGIS. En los apartados que siguen se describen los datos utilizados en el estudio, así como los resultados obtenidos.

5.2.2. Datos de entrada y fuentes de información utilizadas

a. Demanda eléctrica diaria

Los datos de consumo eléctrico en las comunidades de Guamá fueron evaluados en el año 1998 por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón, durante un proyecto de colaboración con el Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES, en Santiago de Cuba) destinado a la elaboración de una guía de recomendaciones para la electrificación rural con energías renovables en la provincia (Shiota, 2002).

A partir del recuento de las cargas definieron un valor medio que expresaron en forma de porcentaje de propietarios que poseía cada uno de los receptores, permitiendo calcular el número existente en cada comunidad en función del número de viviendas. Así, utilizaron el valor 100% para indicar que en todas las viviendas estaba presente este tipo de receptor, y usando valores mayores para indicar la tenencia de más de un electrodoméstico de este tipo por vivienda. Cabe resaltar el hecho de que, debido a las limitaciones económicas, es muy común que las familias que poseen un determinado bien (como puede ser una lavadora o una plancha) compartan su uso a otras familias de la misma comunidad. Si tenemos en cuenta un factor de simultaneidad en el uso, estos datos nos permitirían saber la potencia máxima que demandaría una comunidad. Pero además, conociendo el número de horas que los usuarios emplean cada equipo, sería posible obtener un valor estimado del consumo, en Wh/día, para cada comunidad en función del número de viviendas que la forman.

Los resultados obtenidos, que fueron agrupados en función de la fuente de electrificación de la comunidad, están recogidos en las tablas 5.2 y 5.3. La diferencia en los valores de demanda se explica en función de la falta de combustible que obligaba a que las plantas diésel funcionasen únicamente entre dos y cuatro horas diarias.

Equipos	Potencia [W]	% propietarios	Nº equipos	Uso simultáneo	Máxima potencia [W]	Uso [h/día]	Consumo [Wh/día]
Bombillos	40	207,7	21	0,8	672	3,0	2016
Lámparas	25	80,3	8	1,0	200	3,0	600
TV(12" B/N)	30	36,8	4	1	120	4,0	480
TV(21" color)	100	0,0	1,0	0	4	0	
Refrigeradores (280l)	115	4,3	0	0,5	0	12,0	0
Ventiladores	30	0,0	0,8	0	6,0	0	
Radios	5	75,8	8	0,8	32	1,0	32
Grabadoras	15	35,9	4	0,8	48	1,0	48
Lavadoras	180	6,6	1	0,5	90	1,0	90
Planchas	1000	1,1	0	0,2	0	0,5	0
Máxima demanda para una comunidad					1.162		3266
Máxima demanda por vivienda					116		327

Tabla 5.2: Consumo diario estimado en una comunidad tipo electrificada con generador diésel en Guamá, Cuba (Fuente: Shiota, 2002).

Equipos	Potencia [W]	% propietarios	Nº equipos	Uso simultáneo	Máxima potencia [W]	Uso [h/día]	Consumo [Wh/día]
Bombillos	40	125,8	13	0,8	416	3,0	1248
Lámparas	25	61,3	6	1,0	150	3,0	450
TV(12" B/N)	30	0,0	0	1,0	0	4,0	0
TV(21" color)	100	77,4	8	1,0	800	4,0	3200
Refrigeradores (280l)	115	54,8	5	0,5	288	12,0	3450
Ventiladores	30	38,7	4	0,8	96	6,0	576
Rádios	5	22,6	2	0,8	8	1,0	8
Grabadoras	15	32,3	3	0,8	36	1,0	36
Lavadoras	180	16,1	2	0,5	180	1,0	180
Planchas	1000	12,9	1	0,2	200	0,5	100
Máxima demanda para una comunidad					2.174		9248
Máxima demanda por vivienda					217		925

Tabla 5.3: Consumo diario estimado en una comunidad tipo electrificada con SEN en Guamá, Cuba (Fuente: Shiot, 2002).

En nuestro análisis, y apoyándonos en los resultados obtenidos en el citado estudio, se emplea como valor de demanda residencial 900 Wh/día, entendiendo que responde al consumo demandado sin restricciones impuestas por la disponibilidad de combustible. Se debe señalar que en el caso del municipio de estudio, la estipulación de un valor de demanda, además de estar avalado por el estudio citado, se simplifica por dos motivos:

- Partimos de la hipótesis de homogeneidad en el nivel de ingresos, que está íntimamente relacionado con el número de electrodomésticos a los que la población tiene acceso.
- El hecho de que la gama de electrodomésticos disponibles en Cuba sea muy reducida, por lo que no tiene sentido incluir en el análisis la posibilidad de que los usuarios adquiriesen un tipo u otro de receptor.

b. Recurso solar

Con objeto de ser capaces de evaluar el rendimiento de la tecnología fotovoltaica, necesitamos conocer la disponibilidad de recurso solar en el área de estudio. Para ello, y debido a la carencia de datos de estaciones meteorológicas, se ha trabajado con la información elaborada en el marco del proyecto SWERA⁶. Existen varios mapas disponibles con datos de radiación global para Cuba, pero por el carácter del estudio a realizar, se seleccionó el de mayor resolución, elaborado mediante el modelo SUNY (Universidad Estatal de Nueva York, Albany, EE.UU.). Este mapa, en formato *shape*, con geometría de polígonos regulares a modo de celdas, y con una resolución de 10km, incluye información sobre la radiación global en superficie horizontal (medias mensuales diarias y media diaria anual, en kWh/m²día). Según la información aportada, los valores obtenidos por medio del modelo SUNY cuentan con una precisión del 10 %.

⁶ SWERA es un proyecto del UNEP (United Nations Environment Programme - Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente), con el co-financiamiento de GEF (Global Environment Facility, Fondo para el Medio Ambiente Global), creado para potenciar la utilización de las formas renovables de energía solar y del viento eliminando las barreras causadas por la falta de información. Su objetivo es realizar la inspección de los recursos de energía solar y eólica en varias partes del mundo y evaluar la viabilidad de utilizar estos recursos como fuentes renovables de energía para el desarrollo sostenible de 14 países en vías de desarrollo. Disponible en : <http://swera.unep.net/>. Fecha de consulta: diciembre 2007.

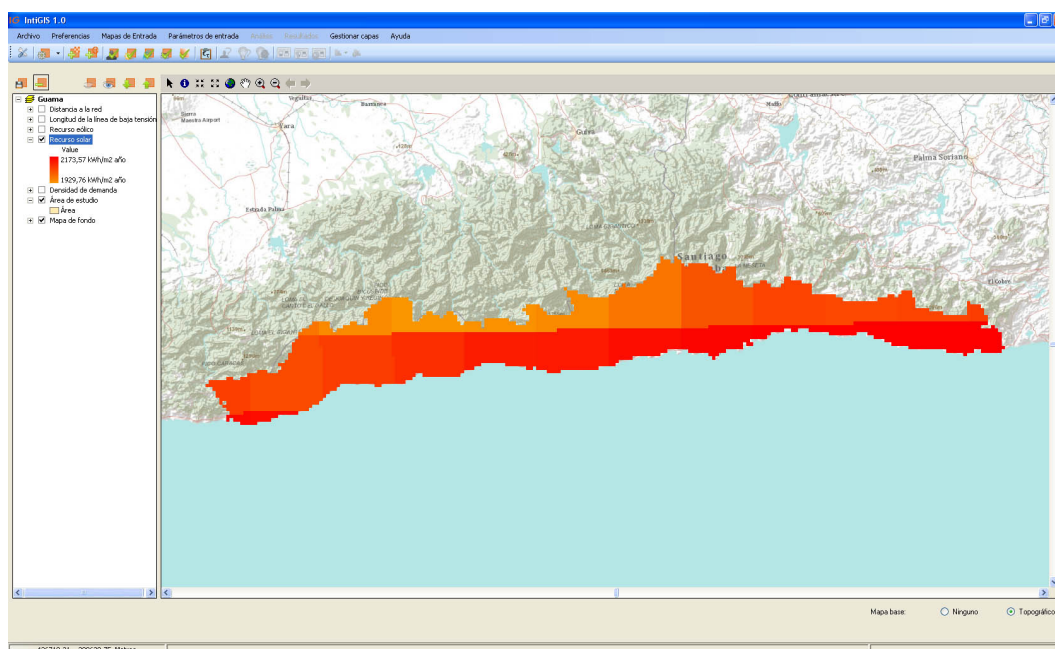


Figura 5.5: Mapa del recurso solar en Guamá, Cuba.

Para calcular los valores de radiación en superficie inclinada 20° se utilizó el programa MATLAB 6.1, implementando los algoritmos propuestos en la bibliografía (Iqbal, 1983). Se obtuvieron 228 valores para cada una de las 25 celdas de 100 km^2 en las que se dividió el municipio de Guamá⁷. El ráster resultante fue posteriormente tratado para que la extensión y resolución coincidiesen con los requerimientos del proyecto. Esta capa, una vez cargada en el proyecto IntiGIS, se puede ver en la figura 5.5. La radiación en el municipio de Guamá presenta un valor máximo de $2175 \text{ kWh/m}^2\text{año}$ y un valor mínimo de $1930 \text{ kWh/m}^2\text{año}$.

c. Recurso eólico

El mapa con los valores de velocidad media del viento fue obtenido de la página web del proyecto SWERA, al igual que en el caso del recurso solar. A través de esta página se puede acceder y descargar los datos en formato SIG de la NASA / SEE⁸ con una resolución de un grado en latitud y longitud. Estos datos están disponibles en este portal desde el año 2009, y su descarga resulta más sencilla que desde el portal de la NASA.

Los datos descargados contienen los valores medios mensuales y anual fruto de 10 años de medida (entre Julio de 1983 y Junio de 1993 según los metadatos). Los valores de velocidad media anual del viento en la zona de estudio varían entre 5,9 y 6,16 m/s a 50 m de altura. Una vez generada la capa en formato ráster, el mapa del recurso eólico fue cargado en el proyecto de IntiGIS.

⁷Los detalles del proceso de transformación, cálculo y obtención de resultados se pueden consultar en Pinedo Pascua (2007).

⁸ U.S. National Aeronautics and Space Administration (NASA), Surface meteorology and Solar Energy (SSE), <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

d. Distancias a la red de media tensión

Otra de las capas de información necesarias para la realización del caso de estudio, tal y como se ha especificado en el capítulo 4, es la que recoge la distancia de cada píxel a la red de media tensión. En el caso de Guamá, y como sucede a menudo, no se disponía del trazado de la red de MT ni en formato analógico ni digital. No obstante se disponía de suficiente información como para, usando herramientas de edición, digitalizar el trazado: sabíamos que la línea de MT discurría de forma paralela a la carretera a una distancia de 4 m en la margen Norte (ver figura 5.6) y conocíamos las comunidades que estaban electrificadas con SEN (figura 5.4).



Figura 5.6: Fotografía que muestra la ubicación de la línea de media tensión con respecto a la carretera. Guamá, Cuba.

Finalmente con la capa vectorial que contenía el trazado de la red, y haciendo uso del asistente para generar mapas de IntiGIS, se obtuvo el mapa de distancias a las red de media tensión que se puede ver en la figura 5.7.

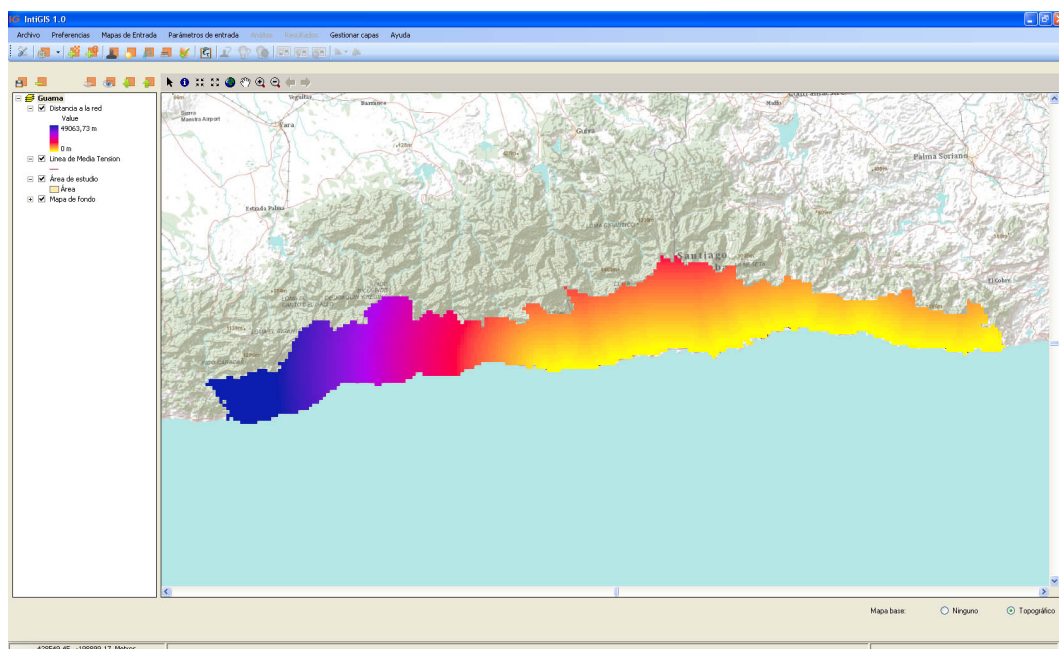


Figura 5.7: Mapa de la distancia a la red de media tensión. Guamá, Cuba.

e. Densidad de demanda

El mapa de distribución de las comunidades se realizó a partir del trabajo de campo realizado entre 1996 y 1998 por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón y el Centro de Investigaciones de Energía Solar, actualizado con posterioridad con datos del Ministerio de Planificación Física en el año 2002. Se elaboró un inventario en formato EXCEL que contenía las 132 comunidades existentes en el municipio de Guamá, asociando a cada una de ellas su posición en coordenadas XY. Estos valores fueron utilizados para representar las comunidades en el SIG y vincularlas a la tabla EXCEL que contenía el resto de la información obtenida acerca de cada comunidad.

Esta capa vectorial, que contenía tanto la localización de las comunidades como el número de viviendas existente en cada una de ellas, fue transformada a formato ráster con IntiGIS. El resultado, coherente en extensión y resolución al resto de las capas presentes en el proyecto, se corresponde con el mapa de la figura 5.8. Los valores de densidad de la demanda en el municipio de Guamá varían entre las 3 y las 62 viviendas por píxel.

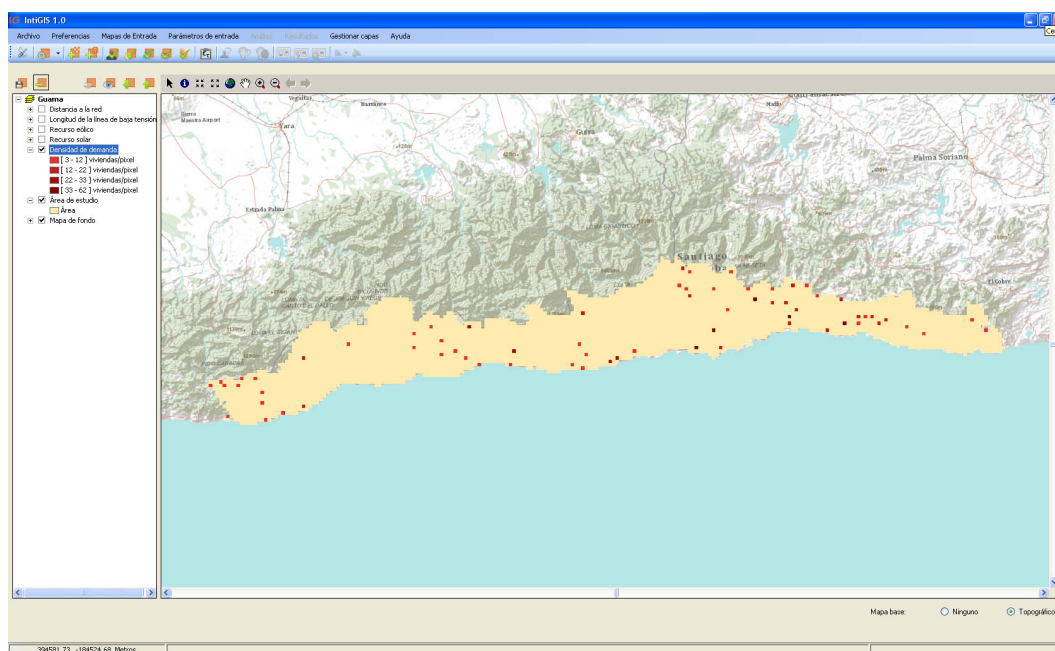


Figura 5.8: Mapa de la densidad de demanda. Guamá, Cuba.

f. Parámetros técnicos y económicos

En la caracterización económica de los sistemas, se debe recordar que en Cuba conviven dos monedas: el peso cubano y el peso convertible o divisa. Este hecho se debe tener en cuenta no sólo por la equivalencia entre ambas y con el €, sino por que ciertos tipos de bienes sólo son accesibles mediante la compra en divisas. En este análisis se utiliza el € como moneda de referencia⁹.

⁹ Usando las equivalencias vigentes en el año 2007, momento en el que se recopilaban los datos.

Tecnología/grupo	Variable	Valor	Unidades
Generales	Demanda diaria	900	Wh/día
	Número de personas por vivienda	5	
	Factor de simultaneidad	0,8	
	Factor de forma de la curva de carga diaria	0,4	
	Distancia máxima a la línea de baja tensión	800	m
	Potencia contratada por vivienda	3,3	kW
	Tasa de descuento	0,04	
Baterías	Rendimiento de la batería	0,9	
	Profundidad de descarga	0,7	
	Costes de inversión de una batería	80	€/kWh
	Tiempo de vida	5	años
	Costes O&M	0	€/kWh
Inversor	Costes de inversión	250	€/kW
	Tiempo de vida	6	años
	Costes O&M	0	€/kW
	Eficiencia	0,85	
Fotovoltaica	Autonomía de la batería (días sin sol)	3	días
	Costes de inversión de los módulos	4000	€/kWp
	Tiempo de vida de los módulos	25	años
	Costes de O&M	100	€/kWp
	Eficiencia	0,75	
Generador diésel	Consumo de combustible	0,42	litros/kWh
	Costes de inversión	380	€/kW
	Tiempo de vida	20	años
	Costes de O&M	200	€/kW
	Potencia	3,15	kW
	Precio del combustible	0,015	€/litro
Minieólica	Autonomía de la batería (días de calma)	3	días
	Costes de inversión	6000	€/kW
	Tiempo de vida	20	años
	Costes O&M	120	€/kW
	Eficiencia	0,75	
	Altura de buje	15	m
Eólico diésel	Coficiente de diseño	0,32	
	Consumo de combustible	0,38	litros/kWh
	Costes de inversión del generador diésel	114	€/kW
	Tiempo de vida	20	años
	Costes O&M	85,5	€/kW
	Precio del combustible	0,015	€/litro
	Altura de buje del aerogenerador	20	m
	Eficiencia del aerogenerador	0,75	
	Costes de inversión del aerogenerador	6000	€/kW
	Tiempo de vida del aerogenerador	20	años
Conexión a red	Costes O&M del aerogenerador	120	€/kW
	Tiempo de vida	30	años
	Costes de inversión línea de MT	12000	€/km
	Costes de inversión línea de BT	9000	€/km
	Costes de inversión centro de transformación	8000	€/kW
	Costes O&M línea de MT	300	€/km
	Costes O&M Centro de transformación	0	€/kW
	Costes O&M línea de BT	0	€/km
	Costes de acometida	100	€/kW
	Coste del kWh para consumidor doméstico	0,007	€/kWh

Tabla 5.4: Variables de entrada: caso de estudio Guamá (Cuba).

A continuación se presentan algunas puntualizaciones acerca de algunos de los valores recogidos en la tabla 5.4:

- Tasa de descuento: entendemos que en el caso de Cuba un proyecto de electrificación sería llevado a cabo por iniciativa pública, por lo cual se debe emplear una tasa de descuento baja. El 4 % señalado se encuentra dentro del rango y próximo a los citados como ejemplo en el apartado 3.6.1 (página 53).
- Tarifa eléctrica: el precio de la tarifa eléctrica en Cuba está establecido en función del consumidor (que determina la moneda en la que se efectuará el cobro) y de la energía consumida. El precio establecido para un consumo entre los 1200 y los 3600 kWh/año, según un trabajo presentado en Jenny y *otros* (2006), era de 0,2 pesos cubanos/ el kWh.
- Sistemas fotovoltaicos:
 - En varios proyectos de electrificación rural en Cuba, los módulos fotovoltaicos empleados (exceptuando aquellos que han sido donados por las empresas u organismos responsables de dichos proyectos) han sido manufacturados en la Empresa de Componentes Electrónicos situada en la provincia de Pinar del Río, situada al noroeste de la isla. Esta empresa, dependiente del Ministerio de Industria Básica (MINBAS) a través de la División Ecosol Solar, fue fundada en el año 2000 y tiene una capacidad de producción de 1 MW de paneles al año. Aunque no se ha podido comprobar la fiabilidad, algunas fuentes informan de que un porcentaje significativo de su producción se destina a la exportación. Las células fotovoltaicas son importadas y sólo se realiza el ensamblaje de los paneles (Lippman y *otros*, 1997). Según un informe técnico de Cubasolar(2002), el precio del kW_p de los paneles era de 4000 €y el tiempo de vida 25 años.
 - El coste de O&M se ha valorado en 100 €/kW_p para asegurar que el mantenimiento se realice por parte de personal cualificado. En experiencias anteriores de electrificación con fotovoltaica, las tareas de mantenimiento eran realizadas por residentes de la propia comunidad y desafortunadamente en un informe (Shiota, 2002) se sugería que en la mayor parte de los casos el mal funcionamiento de los módulos fotovoltaicos ya instalados se debía a deficientes tareas de mantenimiento.
- Sistemas diésel:
 - La máxima dificultad en el caso de los generadores diésel es la falta de sistemas con la potencia adecuada, que según las fuentes sería de 5 kW (Shiota, 2002). Estos sistemas no están disponibles en Cuba, por lo que habría que emplear sistemas de 10 kW, lo que hace que los costes sean mayores de lo realmente necesario. En el citado informe se fija el precio de inversión de un grupo electrógeno de 10 kW en los 380 €/kW.
 - Los costes de operación y mantenimiento, fijados en 200 €/W al año, incluirían los lubricantes, el transporte y la mano de obra.
 - El precio de combustible en la fecha de estudio era 0,45 pesos cubanos el litro (0,015 €/l¹⁰).

¹⁰ La equivalencia empleada para la conversión entre las unidades monetarias es 1 €= 31,83 pesos cubanos, valor

En los casos en los que no se conociese el valor de la variable, se procuró seleccionar un valor que pudiera ser lo más cercano a la realidad del área de estudio. Por ejemplo, en el caso de las líneas de BT y del centro de transformación, se tomaron valores del mercado español, disminuyendo el valor de la mano de obra. Los resultados del análisis de sensibilidad que se presentarán con posterioridad pondrán de manifiesto si es necesario ajustar esos parámetros o si su influencia en el valor final del LEC de la tecnología considerada apenas se ve afectada.

5.2.3. Resultados obtenidos

De las 68 comunidades inicialmente consideradas, 10 se encuentran tan próximas a la red de MT (a menos de 800m) que no son consideradas comunidades aisladas y por tanto se asume que el sistema de electrificación más competitivo sería la conexión a la red. A continuación se exponen los resultados obtenidos para las comunidades restantes.

a. Resultados para una comunidad tipo

La comunidad tipo en el municipio de Guamá quedaría definida por los siguientes parámetros:

- Número de viviendas: 15.
- Población: 75 habitantes.
- Demanda diaria: 900 Wh/día.
- Demanda anual: 328,5 kWh/año.
- Radiación global en plano de panel: 2065,9 kWh/m²año.
- Velocidad media del viento a 50m: 6,05 m/s.
- Longitud de la línea de BT necesaria para instalaciones centralizadas: 204,44 m.
- Distancia a la red de MT: 12,6 km.

Tal y como se expuso en el apartado *Resultados para una comunidad tipo* (pág.84), esta comunidad no tiene por qué tener una correspondencia real, pero los resultados obtenidos nos permiten resumir la variabilidad espacial. Para una comunidad tipo, el valor del LEC para cada una de las tecnologías consideradas es:

Tecnología	LEC [cts€/kWh]
Fotovoltaica	62,4
Eólica	63,8
Diésel individual	282,89
Diésel central	139,2
Conexión a red	298,0
Eólica diésel	185,6

Tabla 5.5: Valor del LEC por tecnología en una comunidad tipo en Guamá, Cuba.

en vigencia en diciembre de 2006.

La tecnología más competitiva en una comunidad de las características arriba mencionadas sería la fotovoltaica individual. La eólica individual presenta un valor ligeramente superior, por lo que es de suponer que una pequeña variación en los datos de partida harían de la eólica la tecnología con menor valor de LEC. Las tecnologías centrales no son competitivas, presentando un valor por kWh de más del doble. Por último, la conexión a red, dada la gran distancia que separaría la comunidad tipo de la red existente, ronda los 3 €/kWh.

Con objeto de comprender y explicar la variación espacial de los resultados (que se presentarán en el apartado que sigue) resulta interesante conocer el peso que cada uno de los subsistemas tiene en el valor final del LEC de cada tecnología. De esta forma, se puede intuir qué parámetros tienen más influencia. En la figura 5.9b se advierte que, tanto en el caso de los sistemas fotovoltaicos como en la eólica individual, los subsistemas de generación, acumulación y acondicionamiento de potencia contribuyen en un porcentaje muy similar al LEC total. En el caso de las instalaciones diésel, el coste del sistema de generación explica entre un 60 % y un 90 % del LEC total, debido fundamentalmente a un bajo factor de capacidad consecuencia de la reducida demanda en comparación a la potencia de generadores disponible. El valor del LEC en el caso de la conexión a red está explicado en más de un 85 % por la red de MT y un 10 % de la de BT. Se debe recordar que la comunidad tipo se localiza a 12km del punto de SEN más cercano, y por tanto, es de suponer que a medida que esa distancia disminuya, esta opción tecnológica se vaya haciendo más competitiva.

Cabe resaltar el escaso peso que tiene el valor del combustible en las tecnologías convencionales. No se debe olvidar que el precio del diésel en Cuba en el momento del estudio no superaba los 0,02 €/l. En el resto de los parámetros económicos se han manejado valores que no difieren excesivamente de los que se podrían emplear en países europeos. En caso de que el precio del diésel no estuviera intervenido, el porcentaje del LEC en las instalaciones diésel explicado por el precio del combustible sería considerablemente mayor. Un caso similar ocurre en el porcentaje de conexión a red explicado por la tarifa eléctrica.

En el anexo A se pueden consultar los informes en formato PDF generados por IntiGIS.

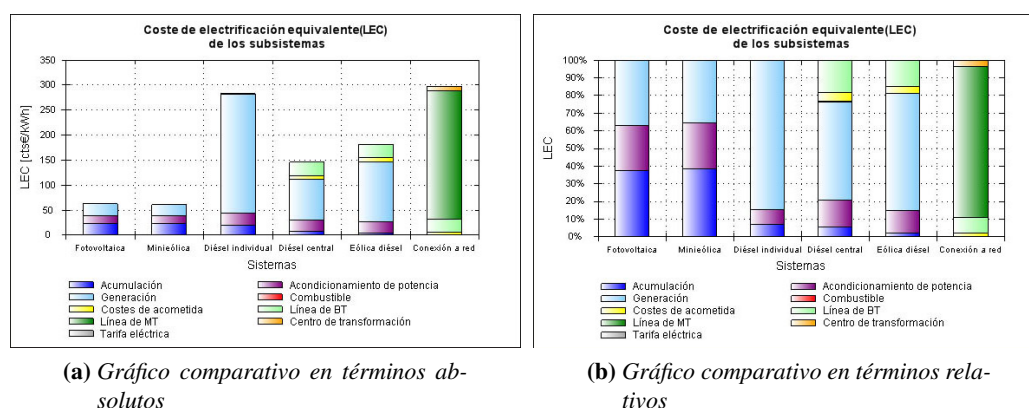


Figura 5.9: Gráfico comparativo de los valores de LEC resultantes en una comunidad tipo en el municipio de Guamá, Cuba.

b. Resultados para el área de estudio

En la tabla 5.6 se especifican los valores contenidos en cada una de las capas LEC calculadas, pudiéndose consultar los valores máximos, mínimos, medios así como la desviación estándar con objeto de conocer el comportamiento espacial del resultado. Se observa que:

- El LEC fotovoltaico tiene una escasa variabilidad espacial, presentando un rango de valores con una amplitud de apenas 3 cts€/kWh. Los valores más elevados se encuentran en el límite con la provincia de Granma, en la zona norte y oeste del municipio; mientras que las comunidades con valores más bajos están situadas en la zona costera (ver figura A.1). Esta variabilidad queda claramente explicada por la variación en el recurso, que presenta un patrón de distribución análogo.
- El LEC eólico individual varía entre los 63 y los casi 65 cts€/kWh (ver figura A.2). Al igual que en el caso anterior, la variabilidad en el valor final queda justificada por la variación del recurso eólico.
- Debido a que ninguno de los parámetros incluidos en el cálculo del LEC para la diésel individual se ve afectado por la variación espacial, este valor se mantiene constante para todas las comunidades. Sin embargo, en un futuro se debería considerar el precio del transporte del combustible.
- El LEC de la diésel central varía entre los 139 y los casi 146 cts€/kWh. Los valores más altos coinciden con las comunidades cuyo número de viviendas es menor de 9 mientras que los valores más bajos se dan en las comunidades con más de 15 casas (ver figura A.3).
- El LEC de la conexión a red está claramente influenciado por la distancia. Así, los valores más bajos, situados en torno a los 33 cts€/kWh, se corresponderán con las comunidades más próximas a la red existente, mientras que en las comunidades más alejadas de la zona Oeste del municipio se superan los 10 €/kWh (ver figura A.5).
- El LEC de la eólica diésel tiene un rango de variación de 30 cts€/kWh (ver figura A.4). Su variabilidad queda fundamentalmente explicada por la variación en la densidad de la demanda, presentando los valores más bajos en aquellas comunidades con más de 15 viviendas.

LEC	Mínimo	Medio	Máximo	Desviación estándar
Fotovoltaico	61,31	62,39	64,06	0,59
Eólico individual	62,99	63,91	64,93	0,96
Diésel individual		282,89		0
Diésel central	139,23	140,55	145,64	2,59
Conexión a red	32,47	336,4	1113,72	263,13
Eólico diésel	184,21	188,61	201,85	7,58

Tabla 5.6: Variación espacial del LEC por tecnología en Guamá, Cuba [cts€/kWh].

Los mapas resultantes con cada uno de los LEC se pueden consultar en el anexo A.

c. Distribución potencial de las tecnologías

El mapa que muestra la tecnología con menor valor de LEC para cada píxel con demanda, resultado de la comparación de las capas presentadas en el apartado anterior, se adjunta en la figura 5.10.

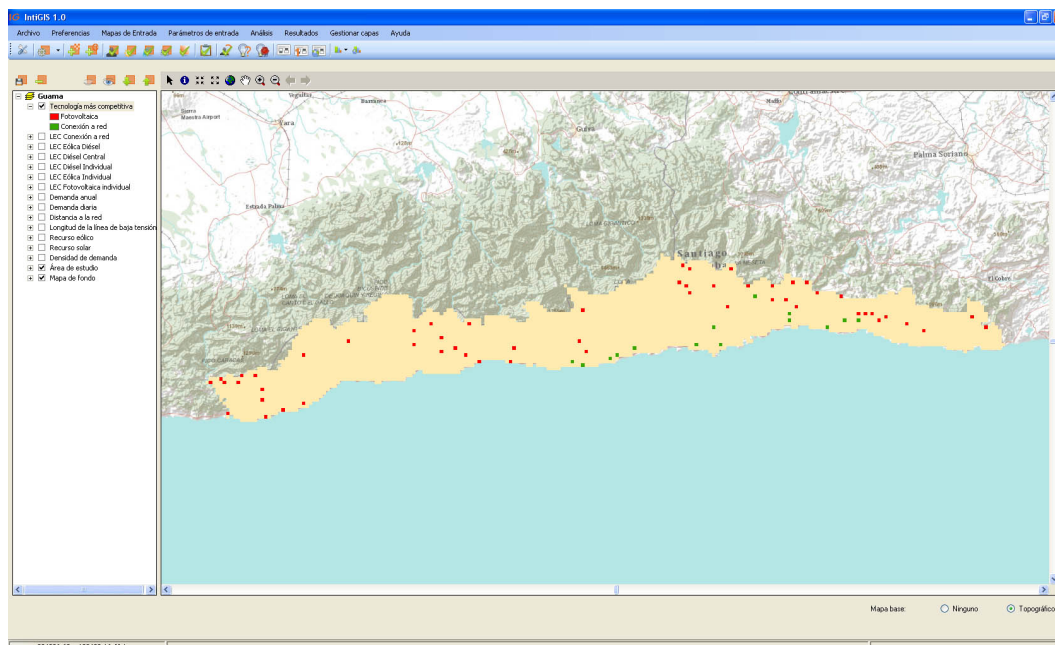


Figura 5.10: Mapa de Guamá con el resultado para el caso de referencia: distribución potencial de las tecnologías.

De las 68 comunidades sin electrificar del municipio de Guamá, 58 se consideran aisladas, y en 54 de estas la tecnología fotovoltaica presenta el coste por kWh menor. La distribución potencial de la tecnología fotovoltaica se correspondería con un área de 3375 km² y con el 75 % total de las viviendas. En el resto de las comunidades (14, con 195 viviendas), la conexión a red se presenta como la opción con menor valor de LEC. El informe en PDF que recoge los resultados numéricos de la distribución potencial de las tecnologías consideradas se puede consultar en el anexo A.

5.2.4. Análisis de sensibilidad espacial

a. Análisis de sensibilidad del LEC: resultados por tecnología

En las gráficas que siguen se presentan los resultados del análisis de sensibilidad de cada tecnología. En dichas figuras se puede observar la influencia de la variación del valor de los parámetros con respecto al valor de referencia.

Con la finalidad de simplificar las figuras y facilitar la visualización, aquellos parámetros que no influían en el resultado no han sido incluidos. Además, se han agrupado en función del subsistema al que pertenecen (generales, generación, acumulación o acondicionamiento de potencia).

De la observación de las figuras se concluye que, en el caso del municipio de Guamá, los parámetros que más influyen en el LEC de cada tecnología son:

- Sistema fotovoltaico (figura 5.11): el valor de radiación y la eficiencia del sistema (con igual grado de influencia) ; el tiempo de vida; los costes de inversión, el tiempo de vida de la batería; y la eficiencia del inversor.

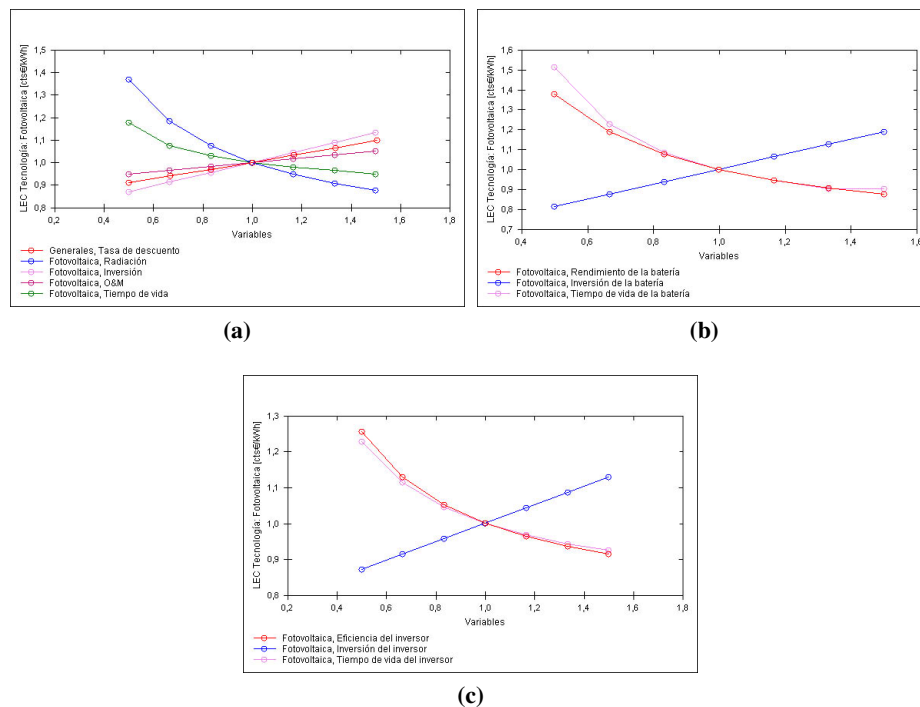


Figura 5.11: Sensibilidad del LEC fotovoltaico.

- Sistema eólico individual (figura 5.12): velocidad de viento; el tiempo de vida de la batería; la profundidad de descarga y el rendimiento de la batería; la eficiencia del sistema; los costes de inversión del sistema de acondicionamiento.
- Sistema diésel individual (figura 5.13): la demanda; los costes de operación y mantenimiento; la inversión; el tiempo de vida de la batería.

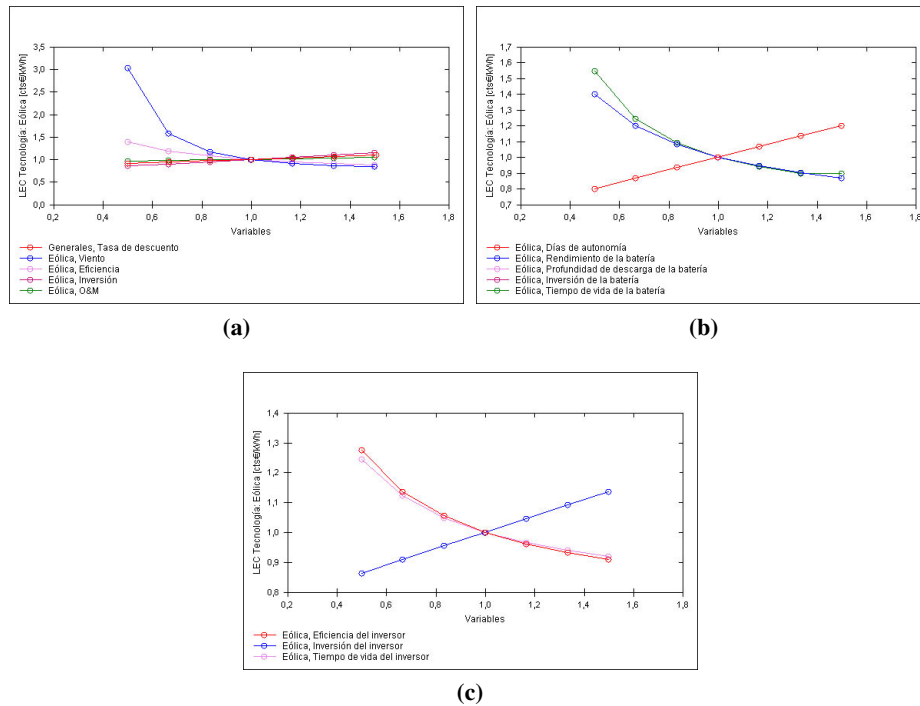


Figura 5.12: Sensibilidad del LEC eólico.

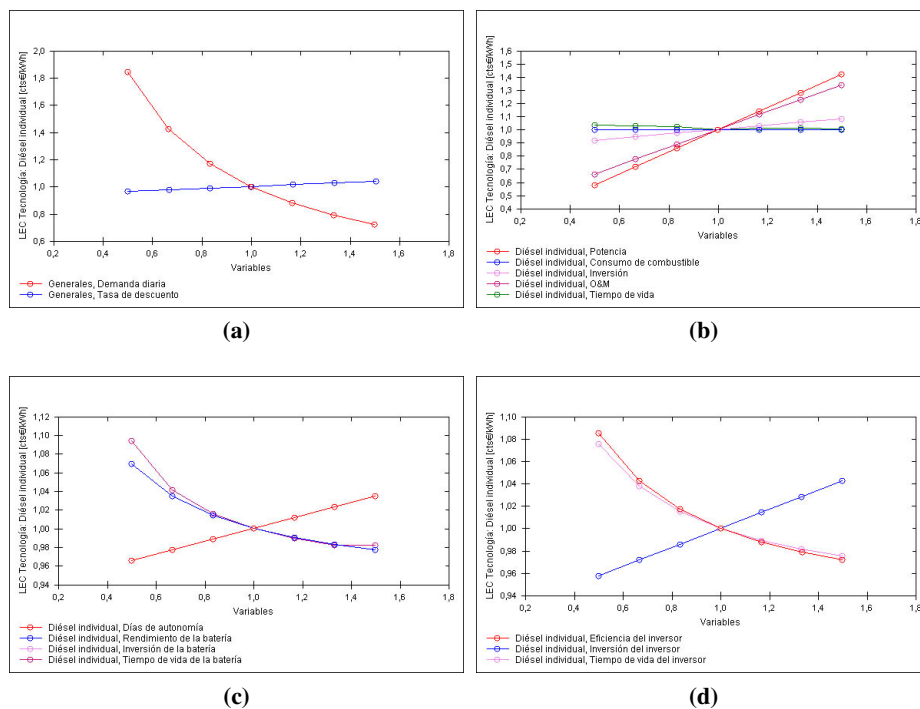


Figura 5.13: Sensibilidad del LEC diésel individual.

- Sistema diésel central (figura 5.14): demanda; densidad de carga; inversión; tiempo de vida de la batería; eficiencia del inversor.
- Conexión a red (figura 5.15): demanda; tiempo de vida de la instalación; inversión de la red de MT.

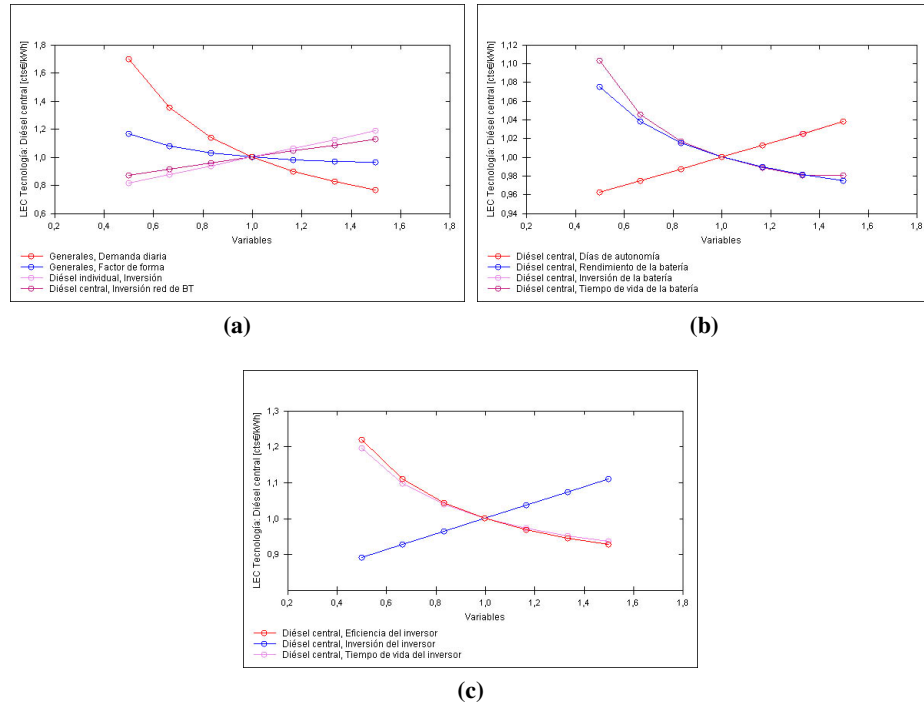


Figura 5.14: Sensibilidad del LEC diésel central.

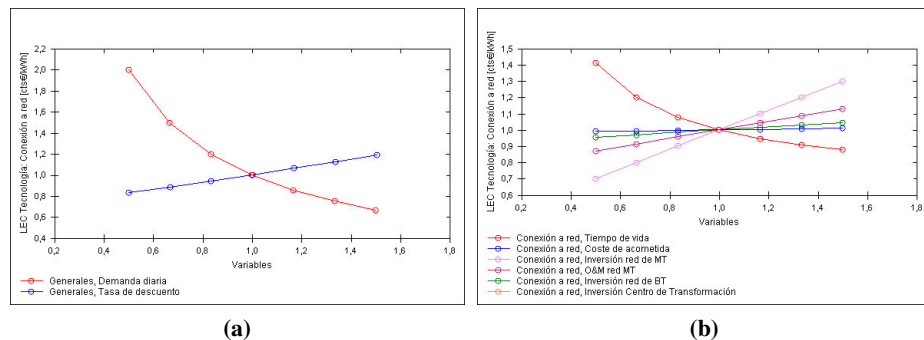


Figura 5.15: Sensibilidad del LEC conexión a red.

- Sistema eólico diésel (figura 5.16): velocidad de viento; inversión en el grupo diésel; tiempo de vida de la instalación; eficiencia de la turbina.

b. Análisis de sensibilidad del LEC: resultados por variable

En las gráficas que siguen se aportan los resultados del análisis de sensibilidad del LEC por variable. Para ello se han escogido parámetros que estuvieran presentes en el cálculo de varias tecnologías, pudiendo observar y comparar en cual de ellas el grado de variación es menor como resultado de la misma variación en los parámetros de entrada. Se presentan los resultados de la variación en la demanda, la tasa de descuento y el tiempo de vida de la batería.

- Demanda: Un aumento en la demanda produce un aumento en la competitividad de los sistemas no renovables. La conexión a la red es la tecnología que experimenta un descenso mayor, disminuyendo el LEC en casi un 40 % cuando la demanda aumenta un 50 % con res-

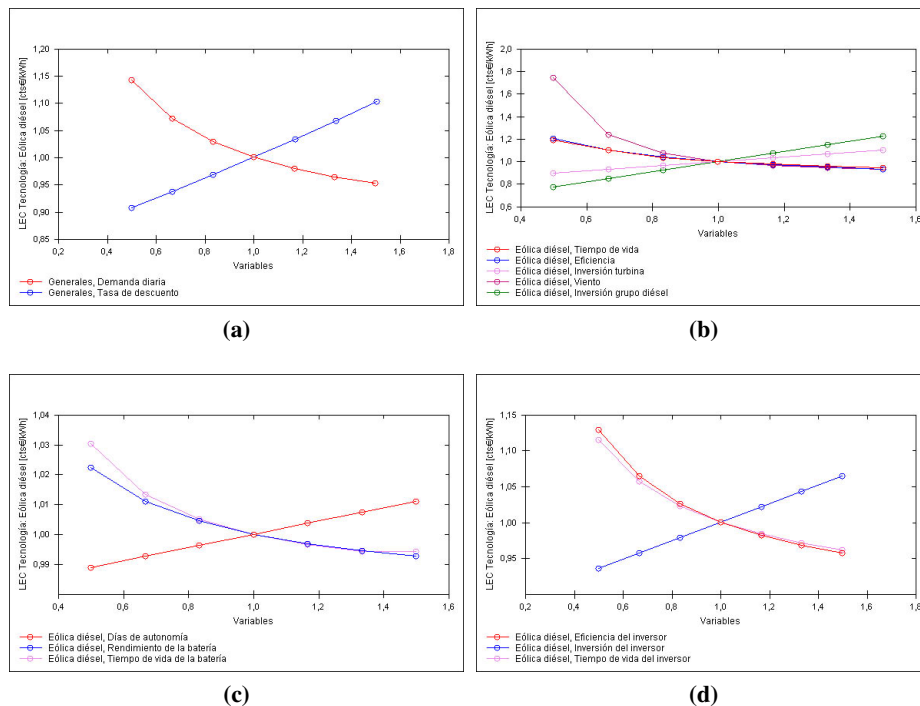


Figura 5.16: Sensibilidad del LEC eólico diésel.

pecto al valor de referencia. En términos absolutos este descenso implica una disminución de 1 €/kWh, una cifra muy significativa teniendo en cuenta que se refiere a una comunidad tipo, situada a más de 12 km de la red de MT. A partir de los 1200Wh/día la conexión a red presenta un valor de LEC menor que la diésel individual.

La diésel central e individual siguen una tendencia de disminución similar de entorno al 30 % como resultado del aumento en la demanda hasta casi los 1400 Wh/día.

El LEC eólico diésel también disminuye con el aumento en la demanda, pero de una forma mucho más contenida.

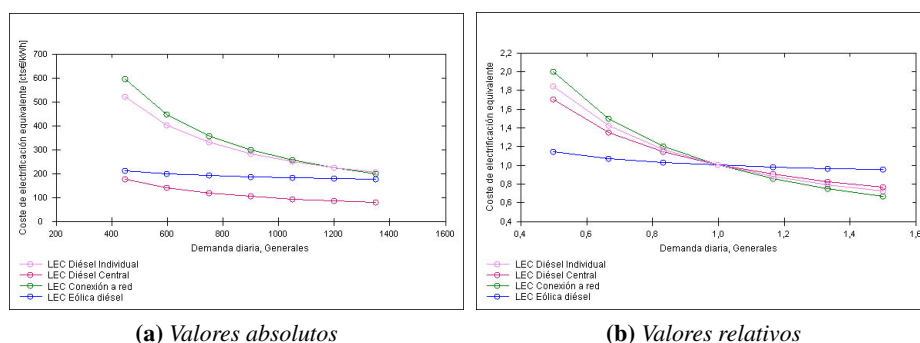


Figura 5.17: Sensibilidad del LEC frente a la variación en la demanda.

- Tasa de descuento: Una variación del 50 % con respecto al valor de referencia en la tasa de descuento (4 %) influye de manera directa en los LEC de todas las tecnologías, siendo el valor del kWh producido por la red el que experimenta un aumento mayor (de casi un 20 %)

para una tasa del 6%. Al igual que en el caso de la demanda, se produce un corte con el valor del LEC de la diésel individual para una tasa de descuento de algo más del 3%. En este punto, el coste de la conexión a red supera a la diésel individual para la comunidad tipo. Para el resto de las tecnologías el aumento en el valor del LEC es muy similar.

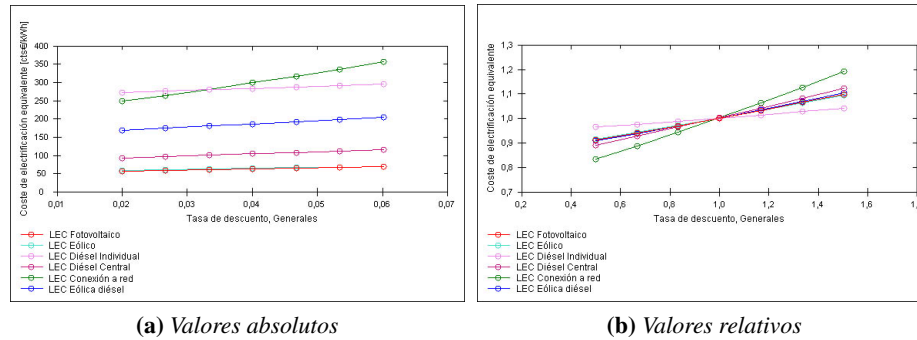


Figura 5.18: Sensibilidad del LEC frente a la variación en la tasa de descuento.

- Tiempo de vida de la batería: Todos los sistemas de generación aislada incluyen baterías, pero debido a que el dimensionado varía en cada caso, la influencia que tiene la mejora en el tiempo de vida también. En términos porcentuales, la fotovoltaica y la eólica individual experimentan un descenso del 10% en el valor del LEC con un tiempo de vida de 7,5 años.

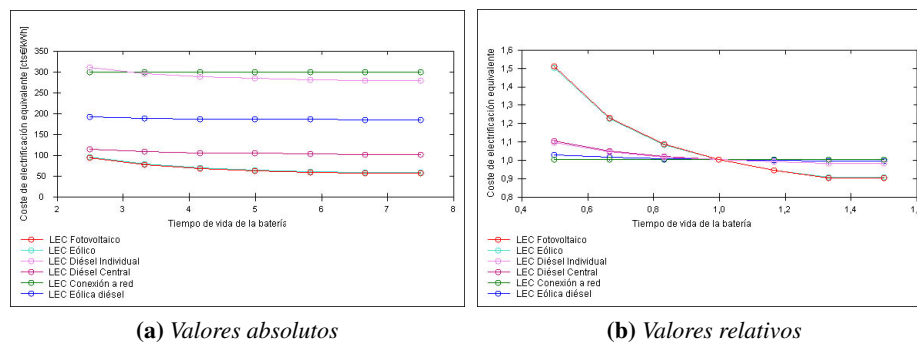


Figura 5.19: Sensibilidad del LEC frente a la variación en el tiempo de vida de la batería.

c. Análisis de sensibilidad espacial

Los resultados obtenidos en el escenario de referencia hacen pensar que únicamente aquellos parámetros que incidan de manera más significativa en la fotovoltaica y en la eólica individual conseguirán modificar el patrón de distribución final. Tras realizar varios casos se comprueba que se producen variaciones importantes en las áreas asignadas a las tecnologías cuando la eólica disminuye su LEC con respecto a la fotovoltaica o cuando la fotovoltaica incrementa su coste final, perdiendo área en favor de la conexión a red. Se presentan algunos ejemplos en función del escenario resultante.

Aumento en la competitividad de la eólica

Aquellos parámetros que presentan una influencia de semejantes proporciones en ambas tecnologías (como podrían ser los relativos a los subsistemas de acumulación y de acondicionamiento de potencia) no resultan en un cambio en el patrón. Únicamente se produce una migración de las áreas fotovoltaicas a la tecnología eólica individual cuando varían los parámetros que se refieren o a el recurso o a los costes de inversión de cada una de ellas.

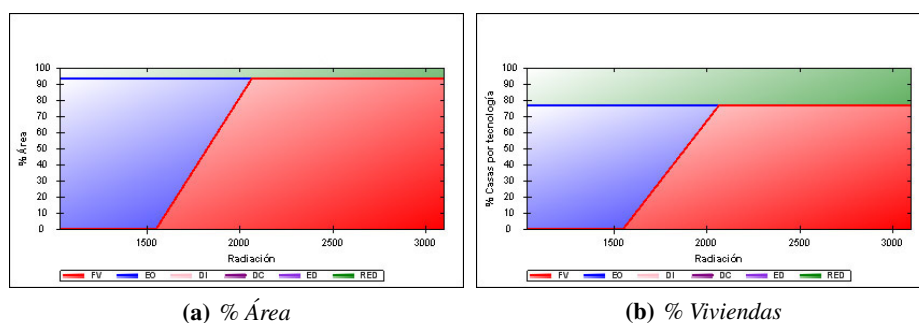


Figura 5.20: Gráfico de ASE de la radiación [$\text{kWh/m}^2\text{año}$].

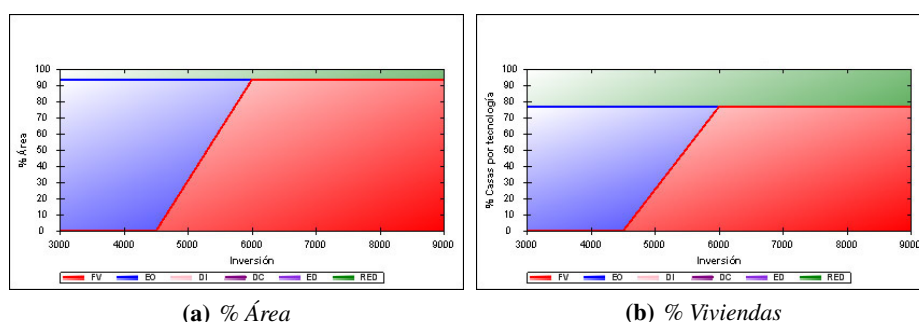


Figura 5.21: Gráfico de ASE de los costes de inversión en el aerogenerador [€/kW].

Observando los diagramas 5.20 y 5.21 se concluye que la evolución en el coste de inversión en el sistema eólico individual y en la radiación resultan en el traspaso de las áreas inicialmente eólicas a áreas fotovoltaicas. La variación en los costes de inversión en el sistema fotovoltaico mostraría un comportamiento opuesto. La participación de conexión a red permanece constante (en torno a un 8% del área de estudio). De la comparación entre los gráficos expresados en % de área y en % de viviendas se desprende que la fotovoltaica y la eólica se presentan como mejor opción tecnológica en la mayor parte del área con demanda, pero en términos de viviendas por muy barata que sea una u otra, la conexión tendría una implantación en más del 20% de las viviendas. La explicación radica en el hecho de que las comunidades más numerosas del municipio se ubican en las zonas más llanas, próximas a la red existente de MT.

En la figura 5.22 se observan los resultados de la reducción en los costes de inversión del sistema eólico individual en un 25%, en torno a los 4500 €/kW . Todas las comunidades que en el escenario de referencia pertenecen al área fotovoltaica, estarían en este caso en el área eólica.

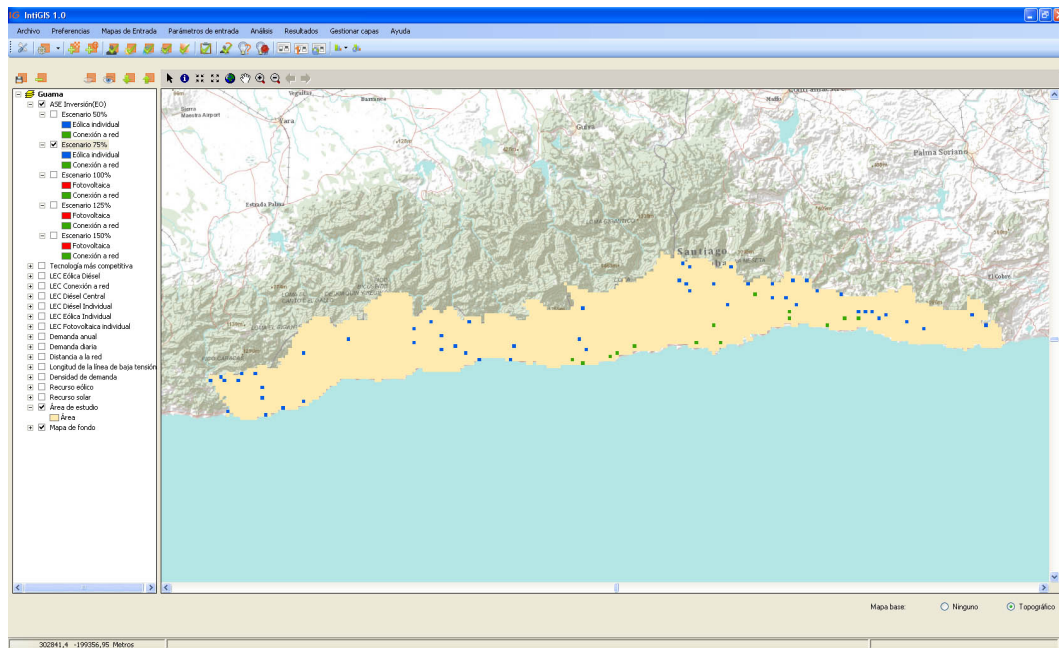


Figura 5.22: Influencia espacial del coste de inversión del aerogenerador. Escenario del 75 % del valor de referencia.

Pérdida de competitividad de la fotovoltaica

La tasa de descuento y el valor de la demanda son ejemplos de parámetros que consiguen un cambio en el porcentaje de participación entre la fotovoltaica y la conexión a red. En el primer caso, un tasa de descuento del 2 % aumentaría la penetración de la red ligeramente, manteniéndose constante a partir del 3 %. En el caso de la demanda diaria, 500 Wh daría como resultado la participación única de la fotovoltaica. Entre los 500 y los 650 Wh aumentaría la penetración de la red hasta un 8 %, donde se estabilizaría hasta los 900 Wh. Entre los 900 Wh y los 1400 Wh la conexión a la red aumentaría progresivamente hasta ocupar el 18 % del área.

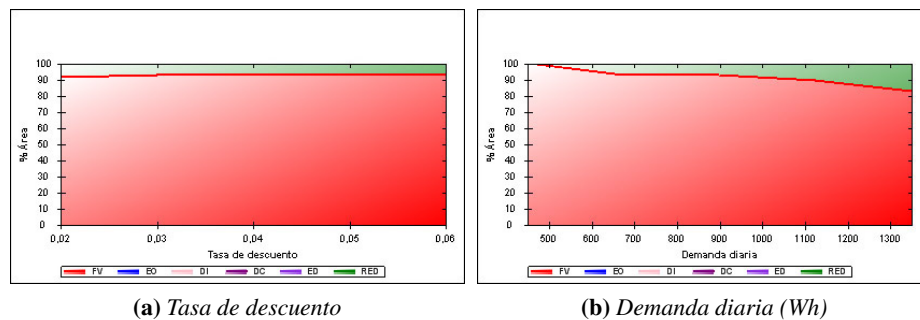


Figura 5.23: Gráfico de ASE de la tasa de descuento y de la demanda diaria en términos de % área.

5.3. Municipio de Cobán, Guatemala

El caso de estudio que se presenta a continuación es el resultado de la colaboración entre varios alumnos del máster en Energías Renovables y Medio Ambiente ERMA, impartido por la Universidad Politécnica de Madrid, Energía Sin Fronteras (ESF) y el grupo de Tecnologías de la Información y Energías Renovables (gTIGER) del CIEMAT realizada en el año 2008. Los datos utilizados se refieren a esa fecha.

5.3.1. Contexto geográfico

El área seleccionada para este caso de estudio contiene 13 comunidades rurales situadas en el municipio de Cobán, departamento de Alta Verapaz en Guatemala (ver figura 5.24). Dos razones nos llevaron a seleccionar esta región en particular:

- La ONG Energía Sin Fronteras (ESF) había realizado una primera fase de electrificación de los servicios comunes en otras comunidades en el Departamento de Alta Verapaz, y disponía de datos.
- En los planes de electrificación de Guatemala no está prevista la extensión de la red eléctrica hasta estas comunidades en el futuro próximo. No se incluirá por tanto la evaluación de la conexión a red en este caso.

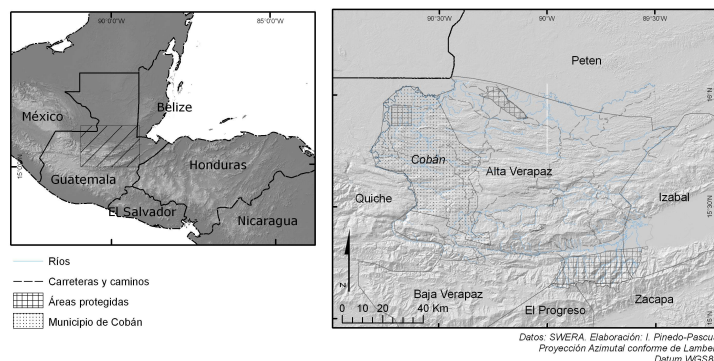


Figura 5.24: Localización del municipio de Cobán, Guatemala.

En Guatemala, el Sistema Nacional Interconectado (SNI) tenía una cobertura del 85,1 % de la población en el año 2006; y se esperaba aumentar hasta el 90 % para el año en curso (Gil y otros, 2008). A pesar de ser un porcentaje elevado, el acceso a la electricidad está marcado por significativas diferencias territoriales, siendo los municipios septentrionales los que muestran menores índices de electrificación y la mayor concentración de zonas rurales aisladas¹¹. Alta Verapaz, donde se localizan las comunidades de estudio, es junto con Petén el departamento con menor índice de electrificación (45 y 52 % respectivamente, en el año 2006). El mayor número de comunidades en zonas rurales aisladas se concentra en el área norte del país, siendo importante resaltar que los

¹¹Según Unión Fenosa Guatemala se denominan Zonas Rurales Aisladas aquellas que no serán incluidas en los planes de electrificación rural mediante extensión de red en el de los próximos 10 años

departamentos que presentan los porcentajes más bajos de electrificación rural son también los que reportan mayores índices de pobreza.

A diferencia de la población rural de otros países, en Guatemala la población rural total aumentó un 65,1 % entre los censos de 1973 y 1994, mientras que la población urbana solamente creció en 55.2 % (Arriaza, 2005). El proceso de retorno post-guerra, ha sido un fenómeno que viene muy generalizado, presente también en el área de estudio, que contribuye a explicar el aumento de la población rural.

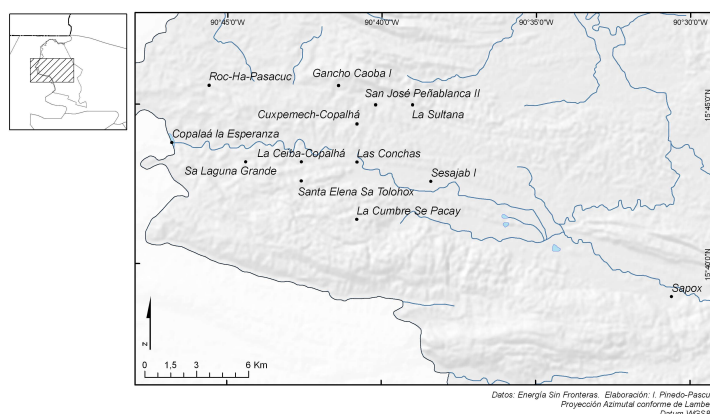


Figura 5.25: Comunidades incluidas en el análisis. Cobán, Guatemala.

Las 13 comunidades analizadas (figura 5.25) están localizadas dentro del municipio de Cobán, departamento de Alta Verapaz. Abarcan una zona que tiene aproximadamente unos 25 km de longitud en dirección E-O; unos 18 km de anchura en dirección N-S, situada entre los meridianos 90°35' y 90°40' O; oscilando su latitud entre los 15°40' y 15°50' N. La zona limita al O y SO con el río Chixoy o río Negro, el cual forma en esa parte frontera con el vecino Departamento de Quiché. Al N se encuentra el Parque Nacional Laguna Lachuá y al S está bordeada por la Sierra de Chamá. Por el E, a una cierta distancia discurre el río Dolores, y por el NE limita con el río Icbolay y la montaña Tontzal.

La población de estas comunidades está compuesta en su totalidad por indígenas mayas que fueron sometidos a una dura represión durante la larga guerra civil que sufrió el país a lo largo de más de tres décadas. Por este motivo se vieron obligados a abandonar sus aldeas y refugiarse en las montañas o en México, pero en la década de los noventa fueron retornando; reubicándose en tierras improductivas de la selva, aisladas, sin agua corriente, electricidad ni comunicaciones. Los proyectos de energización rural son entonces una base fundamental para las políticas de desarrollo rural, pues han llegado a ser herramientas transformadoras de la actividad productiva de los pueblos.

5.3.2. Datos de entrada y fuentes de información utilizadas

a. Demanda eléctrica diaria

A partir de los datos de población disponibles puede definirse una comunidad tipo caracterizada por una población de 250 habitantes y 45 familias, es decir, 45 viviendas. La iluminación se obtenía mediante el uso de velas, lámparas de queroseno y ocote¹². El gasto por familia para satisfacer estas necesidades, junto con el uso de la radio, expresado en Quetzales¹³, se resume en la tabla 5.7.

Destino	Gasto mensual [Q]
Velas	15
Baterías para radios y linternas	11
Queroseno	18
Fósforos	2
Total	46

Tabla 5.7: Gasto en energía por vivienda en Cobán, Guatemala (Fuente de datos: ESF).

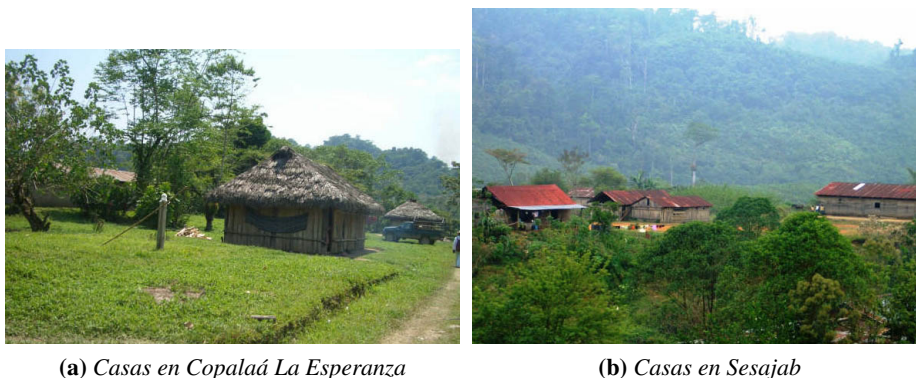


Figura 5.26: Fotografías de dos comunidades del municipio de Cobán, Guatemala.

En la definición del escenario de consumo se han tomado en cuenta datos facilitados por ESF así como la información recogida en (Domínguez Bravo y *otros*, 2009a). Las viviendas tienen una o dos habitaciones (se adjuntan unas fotografías del exterior de las viviendas en dos comunidades, figura 5.26), por lo que se considera la colocación de una bombilla de 20 W en la habitación principal y una más pequeña en la secundaria, con las horas de uso detalladas en la tabla 5.8. Por tanto, el valor de demanda diaria estimada es de 900 Wh/día.

Equipo	Potencia [W]	Uso [horas]	% propietarios	Consumo [Wh/día]
Bombilla grande	20	5	100	100
Bombilla pequeña	10	1	100	10
Radio	20	2	100	40
Frigorífico	115	12	50	690
Televisor B/N	30	4	50	60

Tabla 5.8: Consumo diario estimado en una comunidad tipo. Cobán, Guatemala

¹² Tipo de conífera nativo desde México a Nicaragua, que mide de 15 a 25m de altura. Debido a su alto contenido en resina, arde con facilidad por lo que su madera se utiliza habitualmente como combustible en zonas rurales de montaña.

¹³ El quetzal es la moneda oficial en Guatemala; 1 Q equivale a 0,105€

b. Recurso solar

Para conocer el recurso solar de Alta Verapaz se recurrió a los datos accesibles en la red del proyecto SWERA¹⁴. Los datos son facilitados en formato shape, con una resolución espacial de 1 Km², y proporcionan la radiación solar global media diaria en un plano horizontal. Los valores obtenidos se multiplicaron por el número de días del año para obtener los valores medios anuales (kWh/m² año).

La radiación solar sobre un plano de inclinación de 15°(kWh/m²año) se calculó siguiendo el procedimiento expuesto en la página 105. A partir de estos datos se generó el grid de radiación solar global media anual sobre plano de panel que se observa en la figura 5.27, que presenta un rango de variación de entre 1720 y 1900 kWh/m²año.

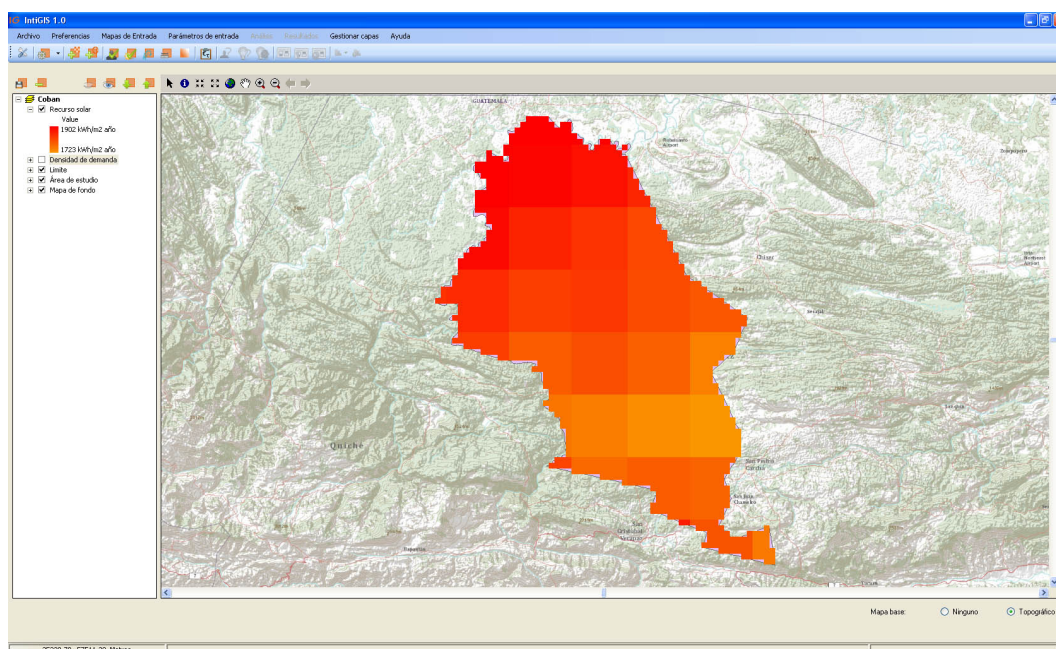


Figura 5.27: Mapa del recurso solar en Cobán, Guatemala.

c. Recurso eólico

Para este análisis se consideró el dato de velocidad media anual del viento a 50 metros de altura, obtenido de la página web de libre acceso de la NASA / SEE¹⁵. Dado la escasa resolución de la información disponible, el grid que contiene el recurso eólico posee un valor único de 3,59 m/s para todo el municipio de Cobán.

¹⁴<http://swera.unep.net/>

¹⁵ U.S. National Aeronautics and Space Administration (NASA), Surface meteorology and Solar Energy (SSE), <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.

d. Densidad de demanda

El mapa de distribución de las 13 comunidades se elaboró a partir del estudio de campo realizado por ESF en 2007 para el Departamento de Alta Verapaz, Guatemala; donde cada comunidad está representada por un punto, con sus respectivas coordenadas, nombre de cada comunidad, número de viviendas (familias), habitantes, etc. A partir de esta capa, y utilizando el asistente de IntiGIS, se generó la capa con la densidad de demanda. La tabla 5.9 contiene el número de habitantes y de familias en las comunidades de estudio.

Nombre	Habitantes	Familias
Copalaá la Esperanza	469	88
Cuzpemech-Copalhá	212	34
Gancho Caoba I	118	19
La Ceiba-Copalhá	86	12
La Cumbre Se Pacay	1921	35
La Sultana	360	68
Las Conchas	227	39
Roc-Ha-Pasacuc	365	60
Sa Laguna Grande	296	51
San José Peñablanca II	76	18
Santa Elena Sa Tolohox	208	36
Sapox	357	68
Sesajab I	280	60

Tabla 5.9: Población en las comunidades de estudio Cobán, Guatemala, 2007 (Fuente: ESF).

e. Parámetros técnicos y económicos

A continuación se presentan algunas puntualizaciones acerca de algunos de los valores recogidos en la tabla 5.10:

- Tasa de descuento: en los análisis energéticos disponibles en la bibliografía se barajan valores próximos al 12 % para países en vías de desarrollo, por lo que, a falta de datos más concretos acerca de tasas de descuento utilizadas en otros proyectos similares en Guatemala, se ha tomado este valor de referencia.
- Precio del diésel: como valor de referencia se toma 1 €/l (según ESF), pudiendo ser superior dado que se comprobó en el momento del estudio cómo la prensa del país publicaba datos en los que el precio del diésel rondaba los 1,34 €/l.
- Sistema de acumulación:
 - Tanto el período máximo previsto sin radiación como los días de calma se han obtenido en la página web de la NASA/SSE¹⁶. El dato es consistente con la información recogida en el informe (Gil y otros, 2008).
 - Costes de inversión: según los datos proporcionados por el departamento comercial de Trojan Batteries¹⁷ en Méjico, el coste de las baterías se fijó en 100 €/kWh.

¹⁶ U.S. National Aeronautics and Space Administration (NASA), Surface meteorology and Solar Energy (SSE), <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.

¹⁷ www.trojan.com.

- Tiempo de vida: 5 años según la empresa distribuidora de sistemas fotovoltaicos en Guatemala¹⁸.
- Inversores: Según los datos aportados por ESF, el coste de los inversores utilizados en otros proyectos de electrificación rural fue de 624 €/kW.

Tecnología/grupo	Variable	Valor	Unidades
Generales	Demanda diaria	900	Wh/día
	Número de personas por vivienda	6	
	Factor de simultaneidad	0,8	
	Factor de forma de la curva de carga diaria	0,4	
	Distancia máxima a la línea de baja tensión	800	m
	Potencia contratada por vivienda	3,3	kW
	Tasa de descuento	0,12	
Baterías	Rendimiento de la batería	0,9	
	Profundidad de descarga	0,6	
	Costes de inversión de una batería	100	€/kWh
	Tiempo de vida	5	años
	Costes O&M	0	€/kWh
Inversor	Costes de inversión	624	€/kW
	Tiempo de vida	20	años
	Costes O&M	0	€/kW
	Eficiencia	0,8	
Fotovoltaica	Autonomía de la batería (días sin sol)	5	días
	Costes de inversión de los módulos	5540	€/kWp
	Tiempo de vida de los módulos	25	años
	Costes de O&M	110	€/kWp
	Eficiencia	0,75	
Generador diésel	Consumo de combustible	0,43	litros/kWh
	Costes de inversión	360	€/kW
	Tiempo de vida	20	años
	Costes de O&M	200	€/kW
	Potencia	10	kW
	Costes de inversión línea de BT	9000	€/km
	Costes O&M línea de BT	0	€/km
	Costes de inversión centro de transformación	8000	€/kW
	Costes O&M Centro de transformación	0	€/kW
	Precio del combustible	1	€/litro
Minieólica	Autonomía de la batería (días de calma)	5	días
	Costes de inversión	3800	€/kW
	Tiempo de vida	20	años
	Costes O&M	95	€/kW
	Eficiencia	0,6	
	Altura de buje	30	m
Eólico diésel	Consumo de combustible	0,32	litros/kWh
	Costes de inversión del generador diésel	360	€/kW
	Tiempo de vida	20	años
	Costes O&M	108	€/kW
	Precio del combustible	1	€/litro
	Altura de buje del aerogenerador	30	m
	Eficiencia del aerogenerador	0,6	
	Costes de inversión del aerogenerador	7600	€/kW
	Tiempo de vida del aerogenerador	20	años
	Costes O&M del aerogenerador	120	€/kW

Tabla 5.10: Variables de entrada: caso de estudio Cobán (Guatemala).

¹⁸ www.deprosolar.com.

- Sistema fotovoltaico:
 - Costes de inversión: en proyectos de electrificación rural en el departamento de Alta Verapaz realizados durante el 2006, el coste del módulo (incluyendo gastos de transporte e instalación) era de 5540 €/kW_p.
 - Tiempo de vida: según la empresa distribuidora en Guatemala¹⁹, el tiempo de vida garantizado para los módulos fotovoltaicos es de 25 años.
- Sistema eólico:
 - Costes de inversión de la turbina: se tomó como referencia los valores del aerogenerador de BlueEnergy²⁰ de 1kW de potencia que se corresponden con 3800 €/kW, y que incluyen transporte e instalación.
 - Tiempo de vida: Según los datos de BlueEnergy, se estableció en 20 años.
- Sistema diésel:
 - Costes de inversión: un sistema Suzuki (comercializado por BlueEnergy) de potencia de 10 kW costaba, a fecha del análisis, 5400\$ (360 €/kW). Un grupo de potencia similar existente en el mercado, PRAGMAC GBA 14, costaba 450 €/kW²¹. Se optó por el de menor coste.
 - Tiempo de vida: se estableció en 20 años, según los datos aportados por BlueEnergy.
 - Consumo: un modelo disponible en la zona de estudio destinado a instalaciones individuales tiene un consumo de 0,43 l/kWh_e (modelo portátil E3750-HCA, PRAMAC). El grupo Suzuki de 10 kW tiene un consumo de 0,32 l/kWh_e.

5.3.3. Resultados obtenidos

a. Resultados para una comunidad tipo

La comunidad tipo en el municipio de Guamá quedaría definida por los siguientes parámetros:

- Número de viviendas: 45.
- Población: 270 habitantes.
- Demanda diaria: 900 Wh/día.
- Demanda anual: 328,5 kWh/año.
- Radiación global en plano de panel: 1814,1 kWh/m²/año.
- Velocidad media del viento a 50m: 3,59 m/s
- Longitud de la línea de BT necesaria para instalaciones centralizadas: 393,09 m.

Tal y como se expuso en el apartado *Resultados para una comunidad tipo* (pág.84), esta comunidad no tiene por qué tener una correspondencia real, pero los resultados obtenidos nos permiten resumir la variabilidad espacial. Para una comunidad tipo, el valor del LEC para cada una de las tecnologías consideradas es:

¹⁹ www.deprosolar.com.

²⁰ www.blueenergygroup.org.

²¹ www.orsiflaviosrl.com.

Tecnología	LEC [cts€/kWh]
Fotovoltaica	160,2
Eólica	189,7
Diésel individual	395,5
Diésel central	223,8
Eólica diésel	446,3

Tabla 5.11: Valor del LEC por tecnología en una comunidad tipo en Cobán, Guatemala

La tecnología más competitiva en una comunidad de las características arriba mencionadas sería la fotovoltaica individual. La eólica individual presenta un valor superior en casi un 20 %, debido a el escaso recurso eólico. Las tecnologías centrales no son competitivas, presentando un valor que supera entre 1,4 y 2,7 veces el fotovoltaico.

Con objeto de comprender y explicar la variación espacial de los resultados (que se presentarán en el apartado que sigue) resulta interesante conocer el peso que cada uno de los subsistemas tiene en el valor final del LEC de cada tecnología. De esta forma, se puede intuir qué parámetros tienen más influencia. En la figura 5.28a se observa cómo en los casos de la eólica y la fotovoltaica individual, los subsistemas de acumulación y acondicionamiento de potencia presentan el mismo coste en términos absolutos, siendo la generación el aporte que hace que la eólica pierda competitividad y sea más cara en términos de €/kWh producido.

En los sistemas diésel, los costes de combustible constituyen el 10% del LEC final (figura 5.28b), mientras que en la eólica diésel este porcentaje desciece hasta un 3 %. En los tres casos el elevado coste de inversión en los equipos diésel hace que el LEC final sea muy elevado en comparación con las tecnologías renovables.

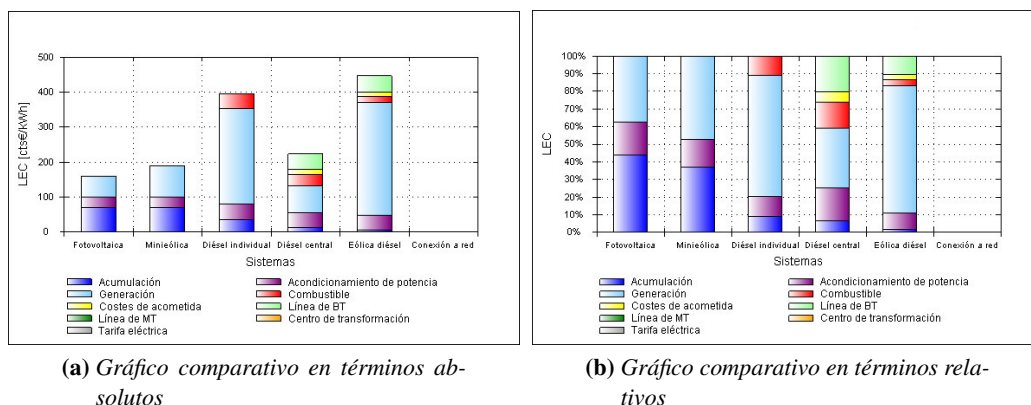


Figura 5.28: Gráfico comparativo de los valores de LEC resultantes en una comunidad tipo en el municipio de Cobán, Guatemala.

En el anexo B se pueden consultar los informes en formato PDF generados por IntiGIS.

b. Resultados para el área de estudio

En la tabla 5.12 se especifican los valores contenidos en cada una de las capas LEC calculadas, pudiéndose consultar los valores máximos, mínimos, medios así como la desviación estándar con objeto de conocer el comportamiento espacial del resultado. Se observa que:

- El LEC fotovoltaico tiene una escasa variabilidad espacial. Las comunidades más al Oeste presentan un LEC menor (ver figura B.1), coincidiendo con la zona donde la radiación solar es ligeramente superior. El LEC fotovoltaico varía escasamente, de igual manera que el recurso es relativamente homogéneo en toda la zona estudiada.
- Debido a que el LEC eólico individual depende fuertemente de la velocidad media del viento, y esta, como se ha justificado en el apartado correspondiente, se asume homogénea para todo el área de estudio, el valor de este LEC se mantiene constante.
- Debido a que ninguno de los parámetros incluidos en el cálculo del LEC para la diésel individual se ve afectado por la variación espacial, este valor se mantiene constante para todas las comunidades.
- El LEC de la diésel central apenas varía entorno a los 223 cts€/kWh. Dado que el número de viviendas que forman las comunidades estudiadas varía entre las 12 y las 88, se hubiese esperado una variabilidad mayor en el valor de este LEC.
- Al igual que en el caso de la eólica individual, la eólica diésel depende fuertemente del recurso. El LEC eólico diésel se mantiene constante para las 13 comunidades analizadas.

LEC	Mínimo	Medio	Máximo	Desviación estándar
Fotovoltaico	159,07	159,68	160,94	0,57
Eólico individual		189,74		0
Diésel individual		395,55		0
Diésel central	223,55	223,85	223,80	0,08
Eólico diésel		446,32		0

Tabla 5.12: Variación espacial del LEC por tecnología en Cobán, Guatemala [cts€/kWh].

Los mapas resultantes con cada uno de los LEC se pueden consultar en el anexo B.

5.3.4. Análisis de sensibilidad espacial

a. Análisis de sensibilidad del LEC: resultados por tecnología

En las gráficas que siguen se presentan los resultados del análisis de sensibilidad de cada tecnología. En dichas figuras se puede observar la influencia de la variación del valor de los parámetros con respecto al valor de referencia.

Con la finalidad de simplificar las figuras y facilitar la visualización, aquellos parámetros que no influían en el resultado no han sido incluidos. Además, se han agrupado en función del subsistema al que pertenecen (generales, generación, acumulación o acondicionamiento de potencia).

De la observación de las figuras se concluye que, en el caso del municipio de Cobán, los parámetros que más influyen en el LEC de cada tecnología son:

- Sistema fotovoltaico (figura 5.29): el valor de radiación y la eficiencia del sistema (con igual grado de influencia) ; la tasa de descuento; los costes de inversión; la eficiencia del inversor; los costes de la batería y su rendimiento.

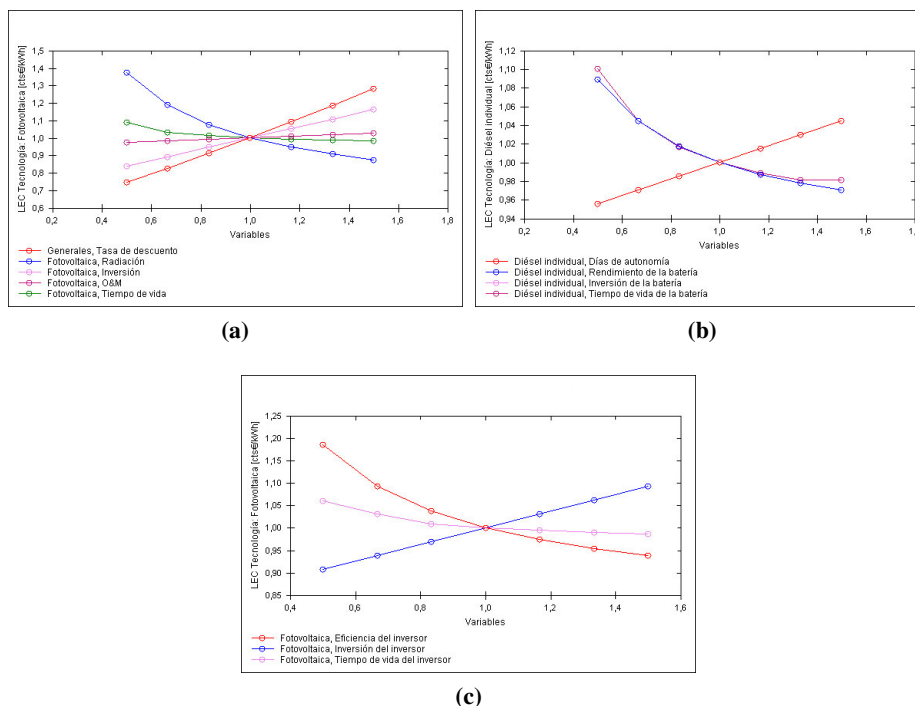


Figura 5.29: Sensibilidad del LEC fotovoltaico.

- Sistema eólico individual (figura 5.30): velocidad de viento; el tiempo de vida de la batería; la profundidad de descarga y el rendimiento de la batería; la eficiencia del sistema; los días de autonomía; la eficiencia del inversor.
- Sistema diésel individual (figura 5.31): la demanda; la potencia; los costes de operación y mantenimiento; la inversión; la eficiencia del inversor; el tiempo de vida de la batería.
- Sistema diésel central (figura 5.32): demanda; densidad de carga; inversión; eficiencia del inversor.
- Sistema eólico diésel (figura 5.33): velocidad de viento; eficiencia de la turbina y los costes de inversión; la tasa de descuento; el tiempo de vida; la altura del rotor; la eficiencia del inversor.

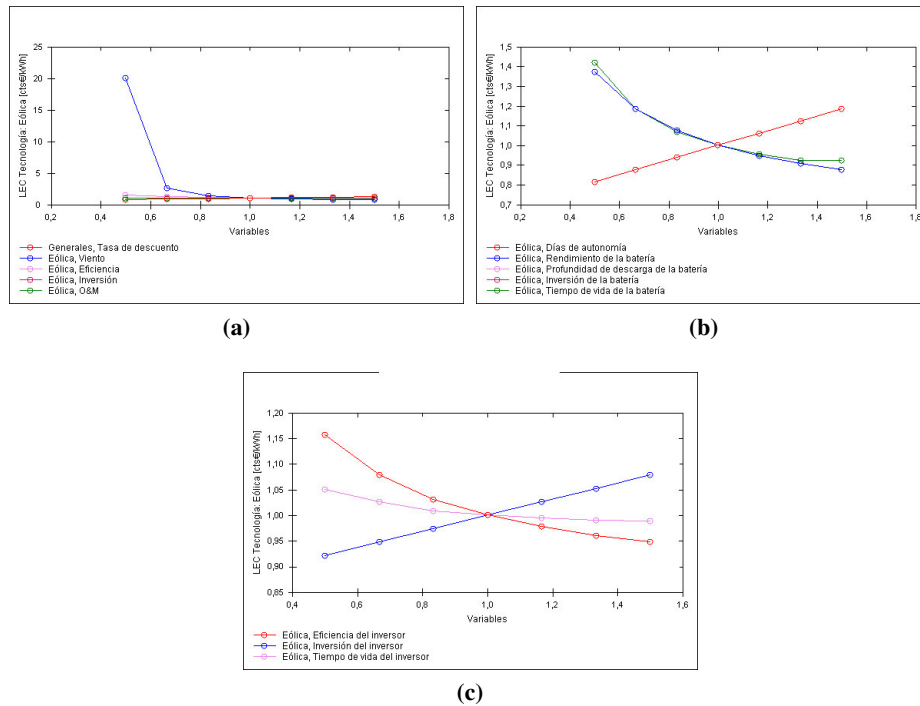


Figura 5.30: Sensibilidad del LEC eólico.

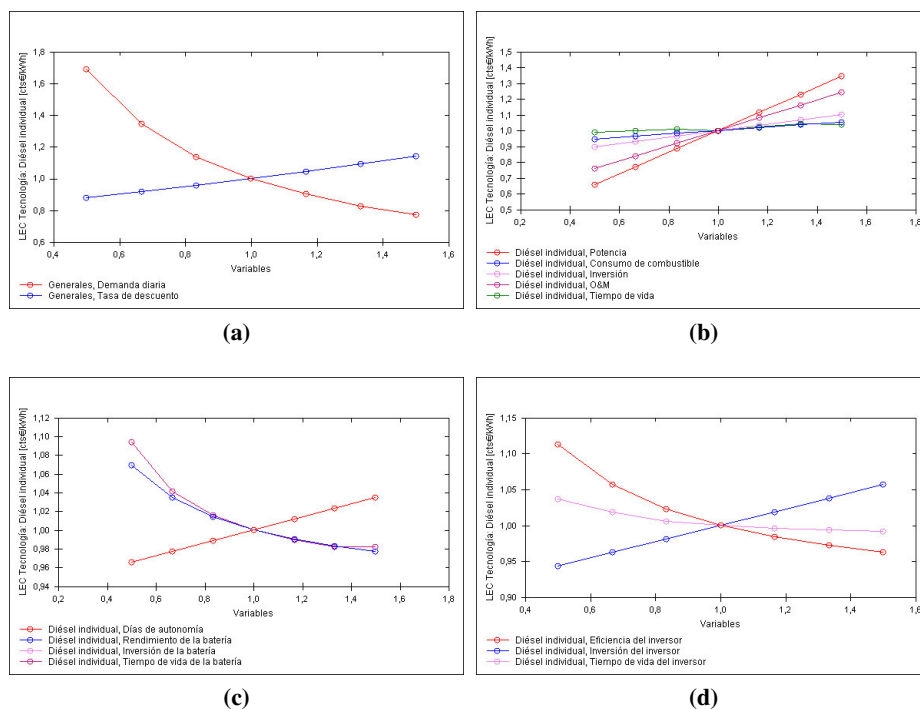


Figura 5.31: Sensibilidad del LEC diésel individual.

b. Análisis de sensibilidad del LEC: resultados por variable

En las gráficas que siguen se aportan los resultados del análisis de sensibilidad del LEC por variable. Se presentan los resultados de la variación en la demanda, la tasa de descuento, el coste de los módulos y el precio del diésel.

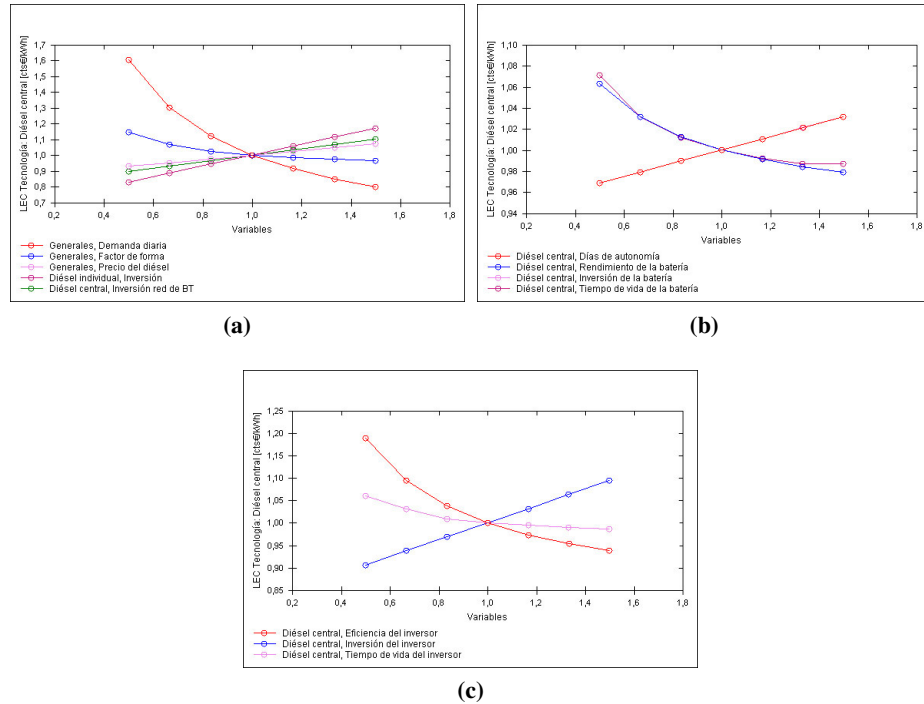


Figura 5.32: Sensibilidad del LEC diésel central.

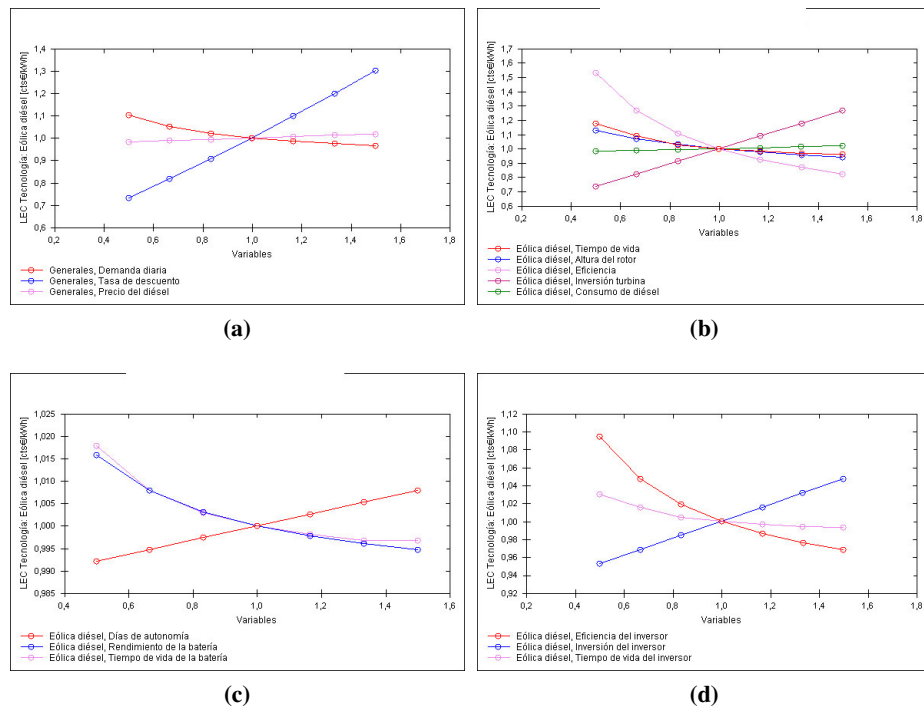


Figura 5.33: Sensibilidad del LEC eólico diésel.

- Demanda: Un aumento en la demanda produce un aumento en la competitividad de los sistemas no renovables. Obviando el caso de la fotovoltaica que se mantiene como la mejor opción tecnológica para una comunidad tipo en el rango de variación de la demanda estudiado (de los 450 a los 1250 Wh/día), entre los 400 y los 1200 Wh/día la eólica presenta el

valor más bajo y a partir de ese umbral la diésel central desciende de los 1,9 €/kWh.

En términos relativos, la diésel individual y la central son las más afectadas por la variación en la demanda, aumentando un 70 y un 60 % respectivamente en el caso de la demanda más baja; y consiguiendo una reducción para ambas del 30 % con respecto al valor de referencia para demandas de 1250Wh/día.

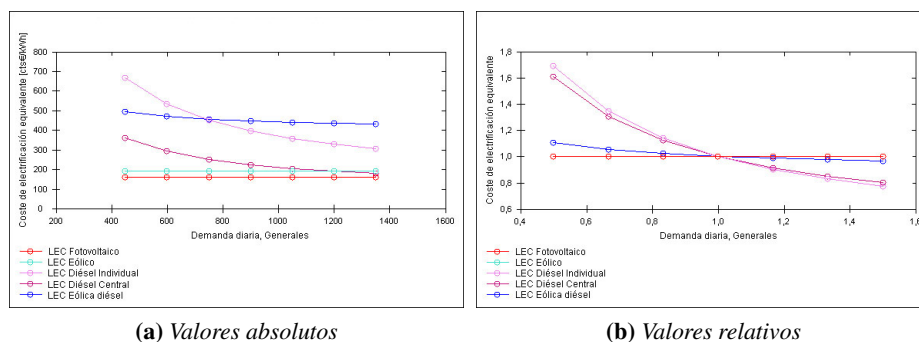


Figura 5.34: Sensibilidad del LEC frente a la variación en la demanda.

- Tasa de descuento: Una variación del 50 % con respecto al valor de referencia en la tasa de descuento (12 %) influye de manera directa en los LEC de todas las tecnologías. El aumento en el coste del kWh en términos absolutos se produce de forma homogénea para todas las tecnologías exceptuando la eólica diésel, que varía entre los 3 y los 6€/kWh para un rango de variación de la tasa de entre el 6 y el 18 %.

En términos relativos, la eólica diésel es la que más se ve afectada, pero la diferencia que presenta frente a las tecnologías renovables es mínima.

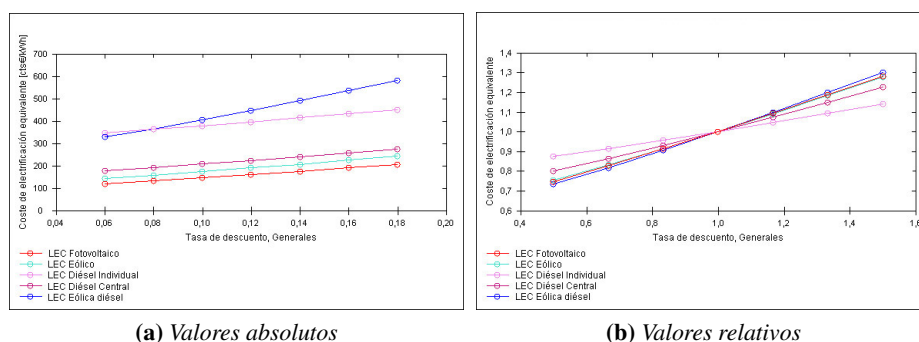


Figura 5.35: Sensibilidad del LEC frente a la variación en la tasa de descuento.

- Costes de inversión en el sistema fotovoltaico: en el rango simulado para la inversión en los módulos, entre 2750 y 8250 €/kW_p, la fotovoltaica mantiene el menor valor de LEC cuando comparamos todas las tecnologías, alcanzando un valor mínimo de 80 cts€/kWh .

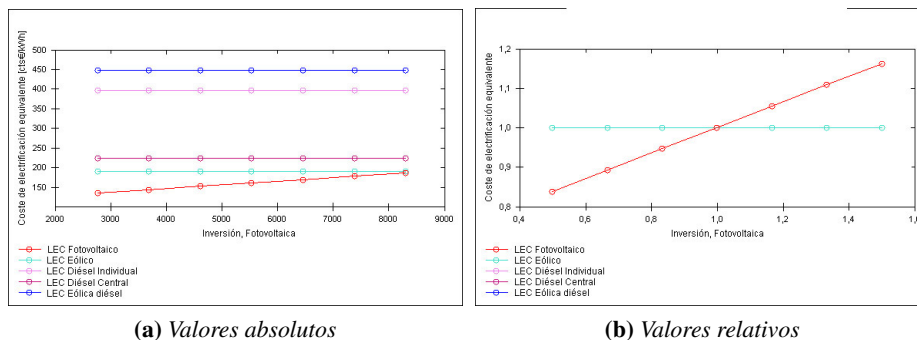


Figura 5.36: Sensibilidad del LEC frente a la variación en el coste de los módulos.

- Precio del diésel: a medida que el precio del diésel varía entre los 50 y los 150 cts€/l, los LEC diésel aumentan entre 10 y 30 cts€. En términos relativos, dicho aumento no supone más del 8 % en el caso de la diésel central debido fundamentalmente a que la participación del coste por el diésel en el LEC final es mucho menor que el coste del inversión de, por ejemplo, el subsistema de generación diésel (que no debemos olvidar que incluye los gastos de O&M así como reconstrucción del motor).

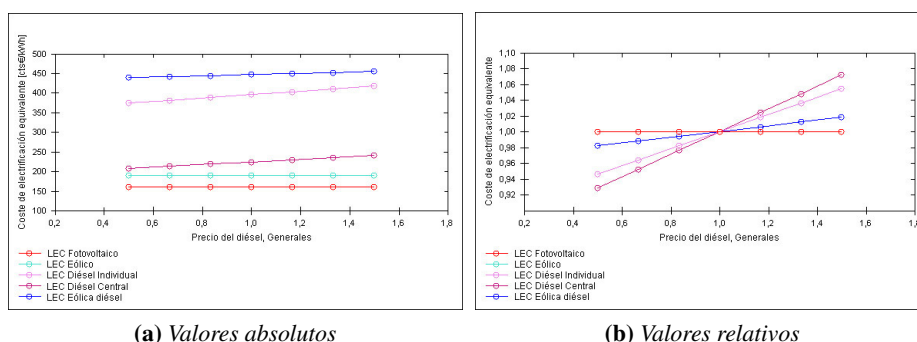


Figura 5.37: Sensibilidad del LEC frente a la variación en el coste del diésel.

c. Análisis de sensibilidad espacial

Los resultados obtenidos en el escenario de referencia para la comunidad tipo hacen pensar que únicamente aquellos parámetros que incidan de manera más significativa en la fotovoltaica y en la eólica individual conseguirán modificar el patrón de distribución final. Tras realizar varios casos se comprueba que únicamente se producen cambios respecto al área potencial de la fotovoltaica cuando varía el recurso disponible, tanto solar como eólico.

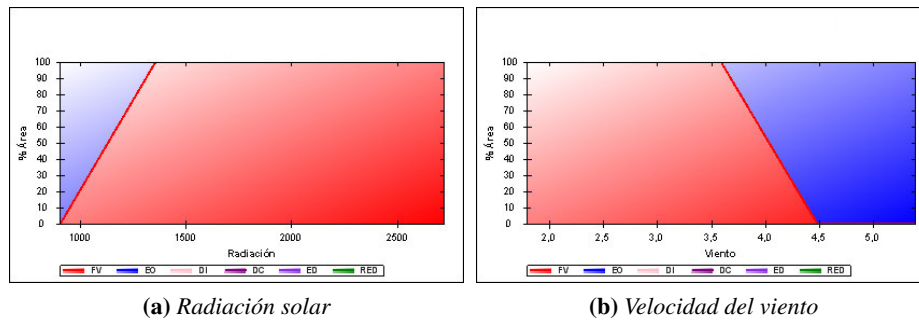


Figura 5.38: Gráfico de ASE de la radiación [$\text{kWh/m}^2\text{año}$] y velocidad de viento [m/s] en % de área potencial asignado a cada tecnología.

Según la figura 5.38a, el área de distribución potencial de la fotovoltaica englobaría el total de comunidades estudiadas siempre que el valor de la radiación superase los $1400 \text{ kWh/m}^2\text{año}$. Un valor de radiación menor a este umbral, dada la latitud de Cobán, es poco probable. Sin embargo, sí podría producirse una inversión en la asignación de tecnologías en aquellos puntos donde se superasen los $3,7 \text{ m/s}$ de velocidad medial anual del viento, siendo la eólica capaz de ocupar el 100% del territorio si se superasen los $4,5 \text{ m/s}$.

5.4. Municipio de Acandí, Colombia

El presente caso se ha apoyado en el uso de diferentes documentos e información producida por diversos organismos colombianos: la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, perteneciente al Ministerio de Minas y Energía); el DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística de Colombia) y el IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia).

5.4.1. Contexto geográfico

Según el UPME las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia cubren una extensión de 756.000 km², lo que corresponde al 66 % del territorio nacional. En estas áreas con altos índices de necesidades básicas insatisfechas, bajos niveles de ingresos y escasa presencia estatal, viven 1,5 millones de personas lo que supone el 4 % de la población total.

El objetivo principal del caso de estudio que aquí se presenta es definir qué tecnología es la más conveniente para cubrir las necesidades de electrificación de 8 comunidades rurales, donde no llega la red eléctrica y cuya cobertura no se prevé en un futuro cercano. Dichas comunidades se encuentran en el Municipio de Acandí, Departamento de Chocó, en Colombia. La región ha sido seleccionada en colaboración con el IPSE, que recientemente efectuó un estudio de la zona en el que se incluían mediciones de la radiación solar y del viento.

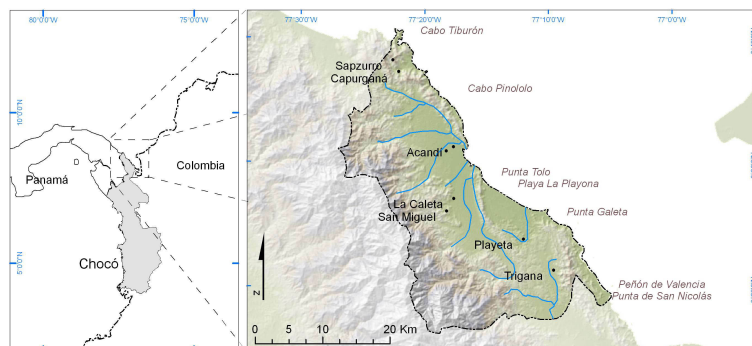


Figura 5.39: Localización del municipio de Acandí, Colombia.

El departamento de Chocó está situado en la parte más occidental de Colombia; entre los 04° 00' 50" y 08° 41' 32" de latitud Norte y los 76° 02' 57" y 77° 53' 38" de longitud Oeste. Limita al Norte con la República de Panamá y el Mar Caribe, al Este y Sur con los departamentos de Antioquía, Risaralda y Valle del Cauca, y al Oeste con el Océano Pacífico.

Las principales actividades económicas son las explotaciones forestales intensivas, orientadas a la industria maderera, y la minería, especialmente las explotaciones auríferas que colocan al departamento del Chocó como segundo productor del país. El Chocó tiene una población económicamente activa del 57 % de la cual se encuentra ocupada el 48 %. El departamento está dividido en 22 municipios.

Acandí, el municipio de estudio, se sitúa al norte del departamento del Chocó (figura 5.39), en el denominado Golfo de Urabá en el Océano Atlántico, y hace frontera con la República de

Panamá. Su clima se caracteriza por valores medios de humedad, temperatura promedio anual de 30°Cy frecuentes precipitaciones durante el año que favorecen el crecimiento de una vegetación natural de selva densa. La economía del municipio de Acandí está basada fundamentalmente en el turismo por un lado, sustentado en sus playas, y en la agricultura, la ganadería y la pesca artesanal.

5.4.2. Datos de entrada y fuentes de información utilizadas

a. Demanda eléctrica diaria

Según el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), el municipio de Acandí supera ligeramente los 12000 habitantes. De estos, algo menos de la mitad vive en la cabecera municipal, mientras que la población restante se divide entre otros centros poblados (caseríos, inspecciones de policía o corregimientos²²) o de manera dispersa.

En los datos del Censo realizado en Colombia en el año 2005 por el DANE se recogen valores acerca del municipio que permiten caracterizarlo en cuanto al tipo de viviendas, posesión de electrodomésticos en los hogares y grado de cobertura eléctrica. Según este censo había 2487 viviendas en el municipio de Acandí, de las cuales el 30 % tenía 3 habitaciones y casi el 70 % estaban electrificadas, siendo el servicio gestionado por la Empresa Mixta de Electricidad y Gas de Acandí.

El consumo doméstico básico en zonas no interconectadas de Colombia ha sido objeto de varios trabajos. En la tabla 5.13 se presentan los resultados recogidos en (Rengifo Escobar, 2004):

Equipo	Cantidad	Potencia [W]	Uso [h/día]	% hogares	Consumo [Wh/día]
Lámparas eficientes	3	15	4	100	180
Radio casete	1	25	7	100	175
Ventilador	1	40	5	30	60
TV color	1	60	4	40	96
Frigorífico	1	90	12	50	540

Tabla 5.13: *Demanda diaria de electricidad estimada por vivienda en ZNI, Colombia (Fuente: Rengifo Escobar, 2004).*

Se debe mencionar también el estudio realizado por la consultora Hagler Bailly Services (2001) en el marco del plan estructural para el abastecimiento de las zonas no interconectadas en colaboración con varios organismos gubernamentales, el sector privado y las comunidades. En dicho estudio se establecía un consumo promedio en función del tamaño de la población para cada zona del país. Los resultados obtenidos acerca del consumo previsto en las comunidades de Acandí se presentan en la tabla 5.14.

²² El concepto de caserío se asigna comúnmente a una agrupación de viviendas, normalmente situadas en los márgenes de una vía de comunicación. Las inspecciones de policía, a diferencia del caserío ejerce jurisdicción sobre un determinado territorio municipal. Por último, el corregimiento constituye una división del área rural del municipio.

Nombre	Población	Consumo promedio mensual [kWh/mes]	Consumo promedio vivienda [Wh/día]
Acandí	4741	74,80	2493
Capurganá	2790	52,94	1763
Sapzurro	535	27,03	900
Trigana	800	52,94	1763
San Miguel	190	27,03	900
Playeta	100	27,03	900
Pinorroa	20	27,03	900
La Caleta	190	27,03	900
Promedio			1315

Tabla 5.14: Demanda diaria de electricidad estimada por tamaño de comunidad en la zona Atlántica, Colombia (Fuente: Hagler Bailly Services, 2001).

En base a estas dos fuentes de información se decidió establecer 1400 Wh/día como valor para la demanda diaria para las comunidades del municipio de Acandí.

b. Recurso solar

Se han comparado cuatro fuentes de información, dos de ellas basadas en datos proporcionados por estaciones de medida y dos basadas en modelos de estimación de radiación a partir de imágenes de satélite. Dichas fuentes se presentan a continuación:

- Proyecto SWERA²³: Los datos de radiación global disponibles están en formato shape, de geometría de polígonos regulares a modo de celdas con una resolución próxima a los 40km de lado. Se facilitan las medias mensuales diaria y media anual diaria en plano de panel (con una inclinación igual a la latitud) expresadas en unidades de kWh/m² y día.
- Atlas de radiación solar de Colombia²⁴: Este atlas está formado por 12 mapas con valor medio diario para cada mes y un mapa con la radiación media anual diaria de radiación global en superficie horizontal. La información representada se basa en la interpolación espacial de los datos de 39 estaciones radiométricas que han sido complementados con las medidas rutinarias de horas de sol procedentes de 383 estaciones y medidas de humedad relativa y temperatura de otras 96 estaciones. Se han tomado los valores de radiación global promedio anual diaria en superficie horizontal.
- NASA/SSE²⁵: Se han tomado los valores de radiación global promedio anual diaria en un plano inclinado 8° y orientado al sur.
- Datos obtenidos en campo por el IPSE: las mediciones de radiación solar en el municipio de Acandí fueron realizadas durante los meses de Junio y Julio de 2003. Los datos fueron tomados en plano horizontal cada 15 minutos con lecturas de 5 segundos expresadas en W/m² día.

²³ <http://swera.unep.net/>

²⁴ Accesible desde el portal de la UPME, <http://www1.upme.gov.co/>

²⁵ U.S. National Aeronautics and Space Administration (NASA), Surface meteorology and Solar Energy (SSE), <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

Con objeto de comparar la información procedente de las diversas fuentes, cada una de ellas fue transformada a formato ráster, con una resolución de 1km de lado, y se calculó el valor total medio anual, multiplicando los valores promedios mensuales diarios por los días del año. Tras calcularse los rangos de variación presentes en cada capa, y con respecto al resto, se observó que los valores procedentes del SWERA eran los más cercanos a los valores medios del conjunto de todas las capas. Por esta razón, y a falta de conocer la incertidumbre asociada a cada fuente, y siendo conocedores de que en el caso del Atlas estábamos comparando valores de radiación en plano horizontal, mientras que en el caso de las otras dos fuentes, la radiación está calculada sobre un plano inclinado 8° , se decidió utilizar los datos generados dentro del proyecto SWERA como valores solares de referencia.

La capa procedente de SWERA refleja fenómenos globales, útil para grandes extensiones y trabajos a pequeña escala. Pero en nuestro caso, disponíamos de una capa generada a mayor resolución a partir de las mediciones de campo del IPSE y que reflejaba en mayor grado las variaciones locales. Tras calcularse el porcentaje de variación intrapíxel deducido de los valores recogidos por el IPSE, se aplicó a los valores del SWERA generándose de esta manera el ráster de radiación solar media anual sobre un plano de inclinación de 8° sur, con un valor medio de $1.800 \text{ kWh/m}^2\text{año}$, que se adjunta en la figura 5.40.

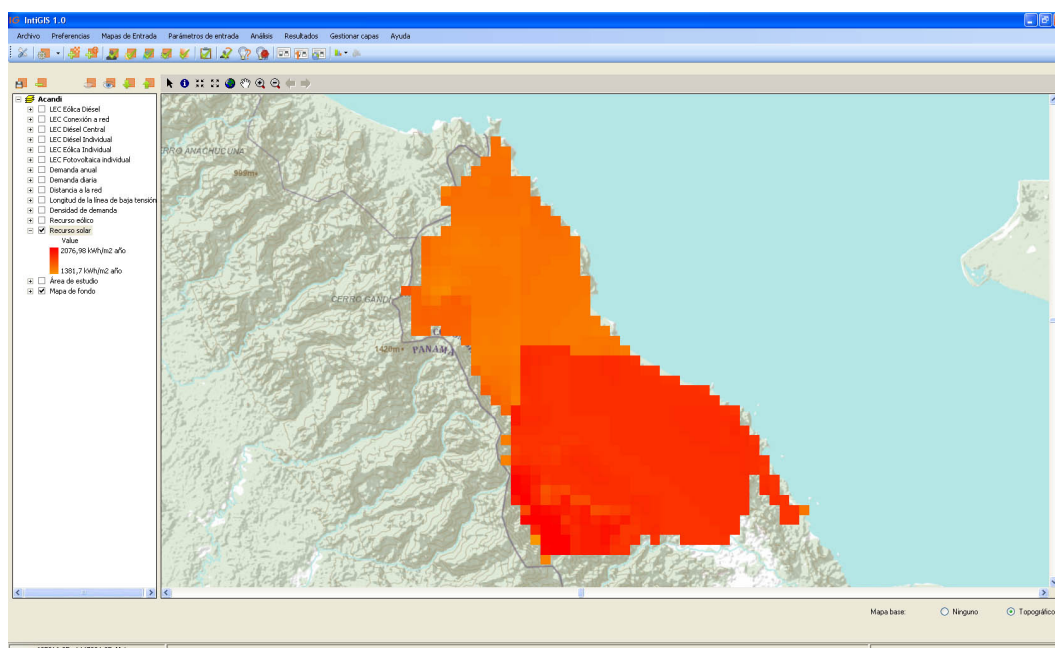


Figura 5.40: Mapa del recurso solar en Acandí, Colombia.

c. Recurso eólico

Para la inclusión del recurso eólico en el análisis, se consultaron las siguientes fuentes:

- Mapa de velocidad media anual de vientos de Colombia: incluido en el Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia²⁶ elaborado por el Grupo de Eólica (División de Energías Al-

²⁶Accesible desde el portal de la UPME, <http://www1.upme.gov.co/>

ternativas) del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas INEA y la UPME. Si bien no se precisa la altura exacta desde la que se han realizado las mediciones, lo que indudablemente limita la utilidad de esta fuente, de acuerdo a este mapa eólico, en el municipio de Acandí el rango de velocidad del viento varía entre los 1,5 y 4,5 m/s.

- Resultados de mediciones realizadas por el IPSE: Además de la toma de datos de radiación ya comentada en el apartado anterior, el equipo del IPSE efectuó registros eólicos durante 164 días. Las mediciones corresponden a las velocidades medias y pico, así como las direcciones del viento, observadas a 20 y 25 m. La velocidad promedio medida en diferentes emplazamientos del municipio es de 2,55 m/s a 20 m de altura y 3,00 m/s a 25 m de altura.
- NASA/SSE: Para las coordenadas del municipio de Acandí, la velocidad media anual del viento a 50 metros de altura es de 2,46 m/s.

Dado que se desconocía el grado de incertidumbre que acompañaba a las dos primeras fuentes citadas se consideró como dato de velocidad media anual del viento el valor dado por la NASA/SSE.

d. Densidad de demanda

En el cálculo de la densidad de demanda partimos de la ubicación geográfica de 8 centros poblados pertenecientes al municipio de Acandí. La información acerca la población censada en cada una de las comunidades presenta cierta variación entre las fuentes consultadas (datos del IPSE, DANE, administración local de Acandí), y en algunos se carece de ella. Se decidió trabajar con los datos facilitados por IPSE dado que, a pesar de no disponer de información acerca de todos los núcleos (únicamente se proporcionaron los datos correspondientes a la mitad de las comunidades objeto de estudio), constituían los datos más recientes, y probablemente los más fiables. En la figura 5.41 se presenta el mapa resultante.

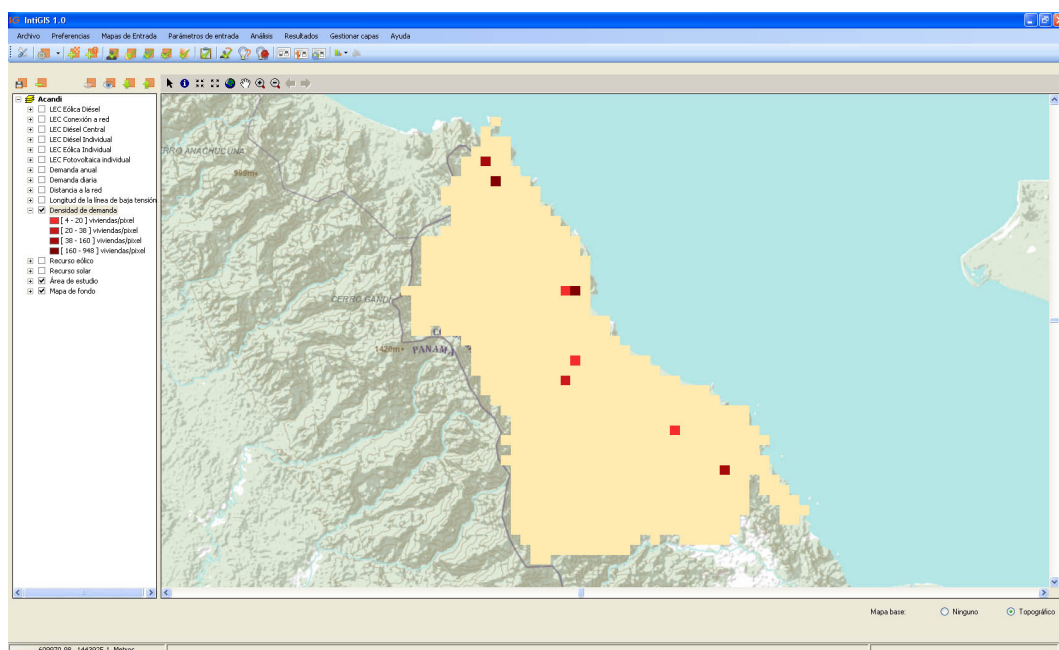


Figura 5.41: Mapa de la densidad de demanda en Acandí, Colombia.

e. Parámetros técnicos y económicos

En este caso de estudio se han considerado todas las tecnologías incluidas en IntiGIS, incluida la conexión a red a pesar de ser conscientes de que la extensión hasta este municipio no está prevista en un futuro cercano. A pesar de ello, fue considerada entre otras razones por que disponíamos de datos fiables para realizar la evaluación (fueron facilitados por el IPSE) y por que dada la elevada densidad de demanda era de prever que la extensión de la red fuera una tecnología de alto potencial en la zona.

Seguidamente se presentan algunas puntualizaciones acerca de algunos de los valores recogidos en la tabla 5.15:

- Tasa de descuento: La tasa de descuento utilizada por el Departamento Nacional de Planeación para evaluar los proyectos públicos en Colombia es del 12 % (Correa, 2008), por lo que se escoge este valor para el caso de estudio.
- Sistema de acumulación:
 - Costes de inversión: según los datos proporcionados por investigadores de la Universidad de Medellín, el coste de las baterías se fijó en 60 €/kWh.
 - Tiempo de vida: según los datos proporcionados por investigadores de la Universidad de Medellín, se fijó en 5 años.
- Inversores: Los costes de inversión se fijaron en 508 €/kW, según el precio de mercado (Colsolar).
- Sistema fotovoltaico:
 - Costes de inversión: Fijado según el precio de mercado en el momento del análisis en 4769 €/kW_p (Panel Sunelectronics, 120 W_p).
 - Tiempo de vida: varios fabricantes garantizan un tiempo de vida de 25 años.
 - O&M: fijado en función del 2 % de la inversión inicial (Amador, 2000).
- Sistema eólico:
 - Costes de inversión de la turbina: Según el precio de mercado se estableció en 2417 €/kW (aerogenerador AIR X Land, 400 W).
 - Tiempo de vida: Según los datos de varios fabricantes se estableció en 20 años.
- Conexión a red: los datos manejados fueron proporcionados por el IPSE.

Tecnología/grupo	Variable	Valor	Unidades	Fuente
Generales	Demanda diaria	900	Wh/día	
	Número de personas por vivienda	5		
	Factor de simultaneidad	0,8		
	Factor de forma de la curva de carga diaria	0,4		
	Distancia máxima a la línea de baja tensión	800	m	
	Potencia contratada por vivienda	3,3	kW	
	Tasa de descuento	0,12		
Baterías	Rendimiento de la batería	0,9		
	Profundidad de descarga	0,6		
	Costes de inversión de una batería	60	€/kWh	
	Tiempo de vida	5	años	
	Costes O&M	0	€/kWh	
Inversor	Costes de inversión	508	€/kW	
	Tiempo de vida	20	años	
	Costes O&M	0	€/kW	
Fotovoltaica	Autonomía de la batería (días sin sol)	5	días	
	Costes de inversión de los módulos	4769	€/kWp	
	Tiempo de vida de los módulos	25	años	
	Costes de O&M	120	€/kWp	
	Eficiencia	0,65		
Generador diésel	Consumo de combustible	0,43	litros/kWh	
	Costes de inversión	960	€/KW	
	Tiempo de vida	20	años	
	Costes de O&M	200	€/kW	
	Potencia	3,15	kW	
	Precio del combustible	0,8	€/litro	
Minieólica	Autonomía de la batería (días de calma)	5	días	
	Costes de inversión	2417	€/kW	
	Tiempo de vida	20	años	
	Costes O&M	120	€/kW	
	Eficiencia	0,6		
	Altura de buje	m	50	
Eólico diésel	Coeficiente de diseño	0,32		
	Consumo de combustible	0,38	litros/kWh	
	Costes de inversión del generador diésel	114	€/kW	
	Tiempo de vida	20	años	
	Costes O&M	85,5	€/kW	
	Precio del combustible	0,015	€/litro	
	Altura de buje del aerogenerador	20	m	
	Eficiencia del aerogenerador	0,75		
	Costes de inversión del aerogenerador	6000	€/kW	
	Tiempo de vida del aerogenerador	20	años	
Conexión a red	Costes O&M del aerogenerador	120	€/kW	
	Tiempo de vida	30	años	
	Costes de inversión línea de MT	21311	€/km	
	Costes de inversión línea de BT	71028	€/km	
	Costes de inversión centro de transformación	14684	€/kW	
	Costes O&M línea de MT	300	€/km	
	Costes O&M Centro de transformación	0	€/kW	
	Costes O&M línea de BT	0	€/km	
	Costes de acometida	100	€/kW	
	Coste del kWh para consumidor doméstico	0,2631	€/kWh	

Tabla 5.15: Variables de entrada: caso de estudio Acandí (Colombia).

5.4.3. Resultados obtenidos

a. Resultados para una comunidad tipo

La comunidad tipo en el municipio de Acandí quedaría definida por los siguientes parámetros:

- Número de viviendas: 232.
- Población: 1160 habitantes.
- Demanda diaria: 1400 Wh/día.
- Demanda anual: 511 kWh/año.
- Radiación global en plano de panel: 1812 kWh/m²año.
- Velocidad media del viento a 50 m: 2,46 m/s.
- Longitud de la línea de BT necesaria para instalaciones centralizadas: 506,49 m.
- Distancia a la red de MT: 78,9 km.

Tal y como se expuso en el apartado *Resultados para una comunidad tipo* (pág.84), esta comunidad no tiene por qué tener una correspondencia real, y de hecho en este caso la comunidad tipo está muy lejos de ser una comunidad real en términos de número de viviendas. En el municipio de Acandí existen 8 comunidades de las cuales 4 no llegan a las 100 viviendas mientras que en 2 la cifra supera las 550 y las 900; obviamente un valor medio nos lleva a definir una comunidad tipo con 232 viviendas. Para una comunidad tipo, el valor del LEC para cada una de las tecnologías consideradas es:

Tecnología	LEC [cts€/kWh]
Fotovoltaica	128,3
Eólica	260,8
Diésel individual	353,8
Diésel central	315,4
Conexión a red	334,3
Eólica diésel	363,7

Tabla 5.16: Valor del LEC por tecnología en una comunidad tipo en Acandí, Colombia.

La tecnología más competitiva en una comunidad de las características anteriormente mencionadas sería la fotovoltaica individual. El LEC eólico individual y eólico diésel presentan un valor que supera el doble y casi el triple del fotovoltaico respectivamente, reflejando la escasez en el recurso eólico. El LEC de las tecnologías basadas únicamente en el diésel supera los 3 €/kWh. Destaca el caso de la conexión a red, puesto que a pesar de representar el valor de una comunidad situada a casi 80 km del punto de red más próximo, su valor de LEC ronda los 3,4 €/kWh.

En la figura 5.42 se presentan de forma gráfica los resultados anteriores, mostrando tanto en términos absolutos como relativos, la participación que cada uno de los subsistemas tiene en el valor final de cada LEC. En la figura 5.42b se advierte como en el caso de los sistemas fotovoltaicos, el subsistema de generación representa el 50 % del LEC total, siendo el valor restante explicado en un 30 % por las baterías y un 20 % por el subsistema de acondicionamiento de potencia. En el caso de la eólica individual, es el subsistema de generación es el que aporta casi el 60 % del LEC total. En el caso de las tecnologías que incluyen el consumo de diésel, la participación de este va

disminuyendo desde el 10 % en el caso de la individual, al 8 % en el caso de la central y el 4 % en el caso de la eólica diésel, mostrando un ahorro que aún así no consigue hacer de esta una tecnología competitiva debido a los altos costes del sistema de generación derivados del escaso recurso eólico. Los costes de acometida son muy elevados, haciendo que las tecnologías centrales pierdan competitividad con respecto a los sistemas de generación individuales. En el anexo C se pueden consultar los informes en formato PDF para cada una de las tecnologías generados por IntiGIS.

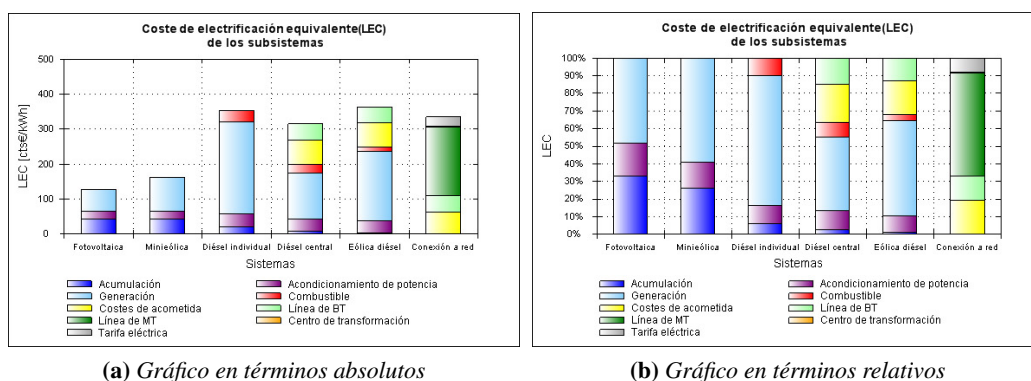


Figura 5.42: Gráfico comparativo de los valores de LEC resultantes en una comunidad tipo en el municipio de Acandí, Colombia.

b. Resultados para el área de estudio

En la tabla 5.17 se especifican los valores contenidos en cada una de las capas LEC calculadas, pudiéndose consultar los valores máximos, mínimos, medios así como la desviación estándar con objeto de conocer el comportamiento espacial del resultado. Se observa que:

- El LEC fotovoltaico tiene un rango de variación de 7 ct€/kWh (ver figura C.1) presentando valores menores en el área meridional del municipio donde la radiación es más elevada.
- El LEC eólico individual se mantiene constante ya que el recurso y la demanda son constantes para el área de estudio, lo que implica que la potencia instalada será la misma y, en consecuencia, el coste será igual para todas las comunidades.
- Debido a que ninguno de los parámetros incluidos en el cálculo del LEC para la diésel individual se ve afectado por la variación espacial, este valor se mantiene constante para todas las comunidades. Sin embargo, en un futuro se debería considerar el precio del transporte del combustible.
- El LEC de la diésel central varía fuertemente (ver figura C.2) influido por la variación en la densidad de la demanda. No debemos olvidar que en el área de estudio encontramos comunidades formadas desde las 4 hasta las casi 950 viviendas, coincidiendo los valores más altos de la diésel central con estas últimas.
- El LEC de la conexión a red se ve fuertemente influenciado tanto por la distancia a la red como por la elevada demanda, provocando que a pesar de que algunas comunidades se encuentren muy alejadas presenten unos valores de LEC ligeramente superiores al 1 €/kWh (ver figura C.4).

- El LEC de la eólica diésel tiene un rango de variación muy elevado (ver figura C.3), encontrando los valores máximos en las comunidades más pobladas.

LEC	Mínimo	Medio	Máximo	Desviación estándar
Fotovoltaico	125,78	129,13	132,63	3,17
Eólico individual		260,76		0
Diésel individual		353,84		0
Diésel central	315,23	50686,61	296222	99196,78
Conexión a red	102,82	617,67	3118,97	947,82
Eólico diésel	312,73	53173,7	307747,06	11902,46

Tabla 5.17: Variación espacial del LEC por tecnología en Acandí, Colombia [cts€/kWh].

c. Distribución potencial de las tecnologías

El mapa que muestra la tecnología con menor valor de LEC para cada píxel con demanda, resultado de la comparación de las capas presentadas en el apartado anterior, se puede consultar en la figura 5.43.

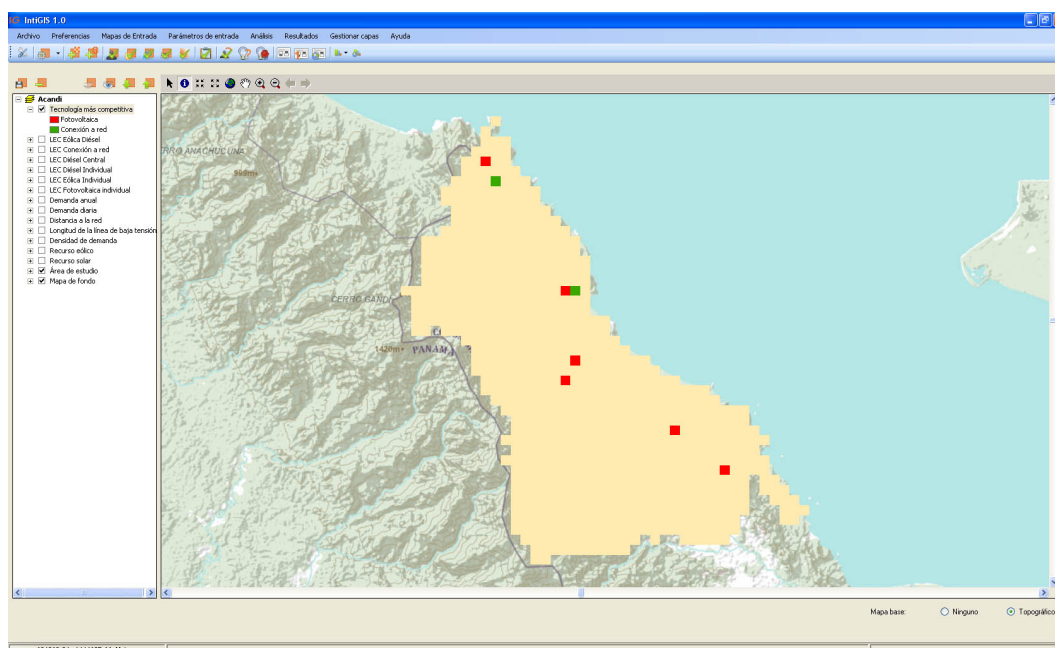


Figura 5.43: Mapa de Acandí con el resultado para el caso de referencia: distribución potencial de las tecnologías.

Dos tecnologías resultan competitivas en el área de estudio según el escenario de referencia. La distribución potencial de la tecnología fotovoltaica se correspondería con un área de 6000 km² mientras que 2000 km² serían asignados al área de conexión a la red. En términos de usuarios potenciales y número de viviendas, sin embargo, este potencial se invierte y la fotovoltaica no alcanza el 20 % del total. Y es que, aunque la conexión a la red sólo es competitiva en dos píxeles, en dos comunidades, estos albergan al 80 % de la población. El informe en PDF que recoge los resultados numéricos de la distribución potencial de las tecnologías consideradas se puede consultar en el anexo C.

5.4.4. Análisis de sensibilidad espacial

a. Análisis de sensibilidad del LEC: resultados por tecnología

En las gráficas que siguen se presentan los resultados del análisis de sensibilidad de cada tecnología. En dichas figuras se puede observar la influencia de la variación del valor de los parámetros con respecto al valor de referencia.

Con la finalidad de simplificar las figuras y facilitar la visualización, aquellos parámetros que no influían en el resultado no han sido incluidos. Además, se han agrupado en función del sub-sistema al que pertenecen (generales, generación, acumulación o acondicionamiento de potencia).

De la observación de las figuras se concluye que, en el caso del municipio de Acandí, los parámetros que más influyen en el LEC de cada tecnología son:

- Sistema fotovoltaico (figura 5.44): el valor de radiación y la eficiencia del sistema (con similar grado de influencia) ; el tiempo de vida de la batería; el rendimiento y la profundidad de descarga de la batería; la tasa de descuento; los costes de inversión y la eficiencia del inversor.

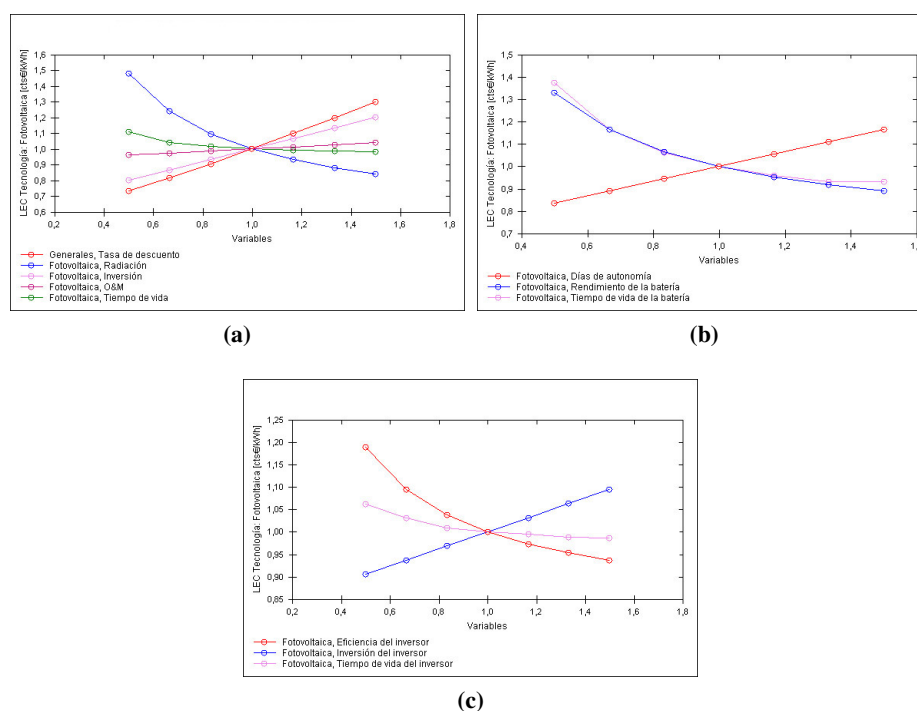


Figura 5.44: Sensibilidad del LEC fotovoltaico.

- Sistema eólico individual (figura 5.45): la eficiencia; la tasa de descuento; el rendimiento y la profundidad de descarga de la batería.
- Sistema diésel individual (figura 5.46): la demanda; la potencia; los costes de inversión y de O&M; la eficiencia del inversor.
- Sistema diésel central (figura 5.47): demanda; la tasa de descuento; los costes de inversión.

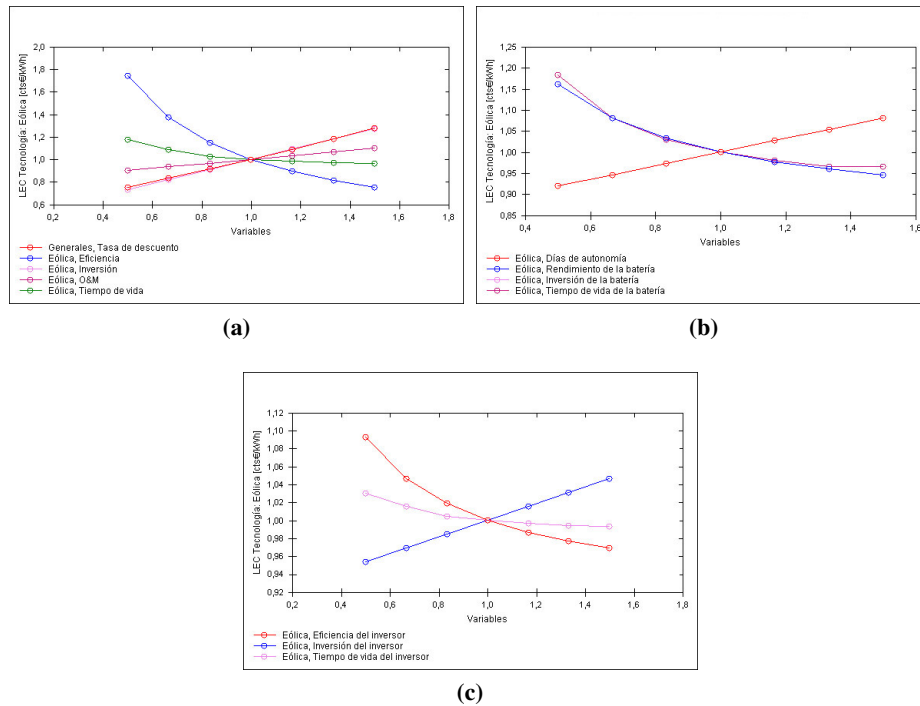


Figura 5.45: Sensibilidad del LEC eólico.

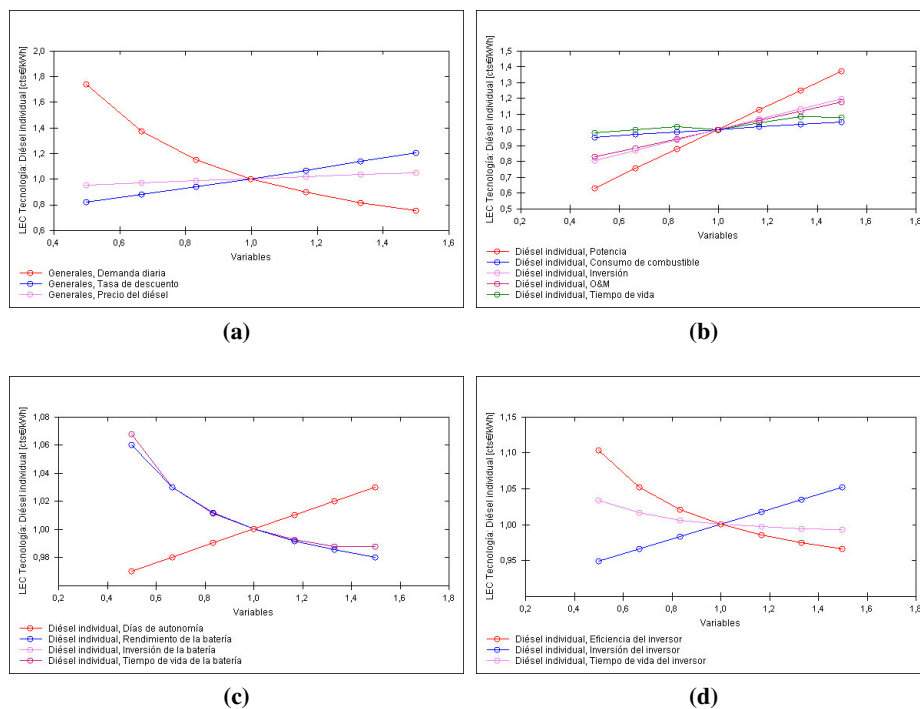


Figura 5.46: Sensibilidad del LEC diésel individual.

- Conexión a red (figura 5.48): demanda; la tasa de descuento; los costes de inversión en la red de MT; los costes de acometida; la inversión en la red de BT.
- Sistema eólico diésel (figura 5.49): la tasa de descuento; la eficiencia de la turbina; el tiempo de vida; la inversión en el grupo diésel; la eficiencia del inversor.

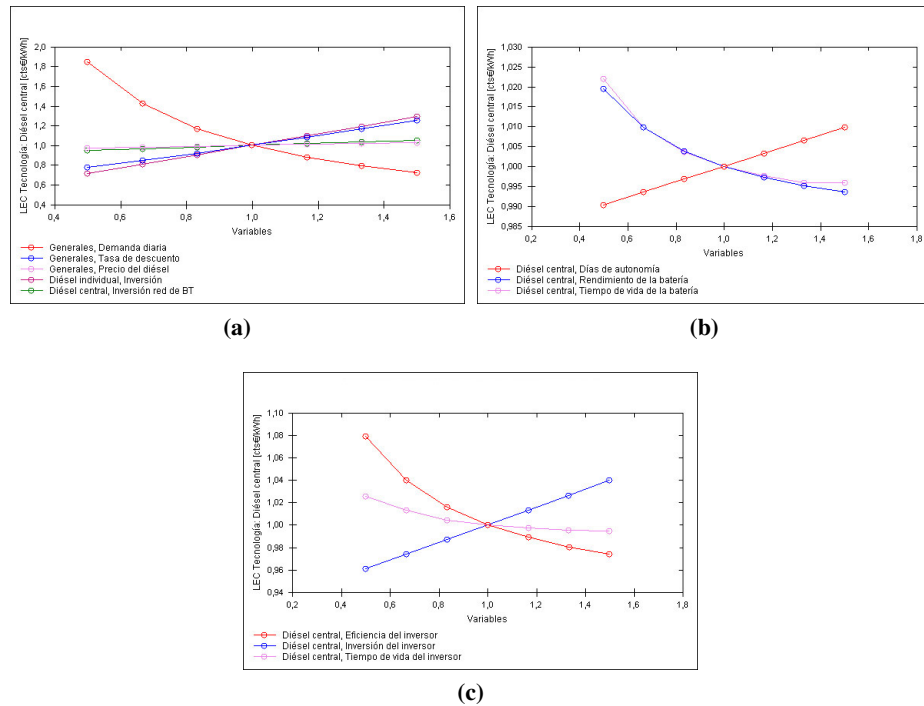


Figura 5.47: Sensibilidad del LEC diésel central.

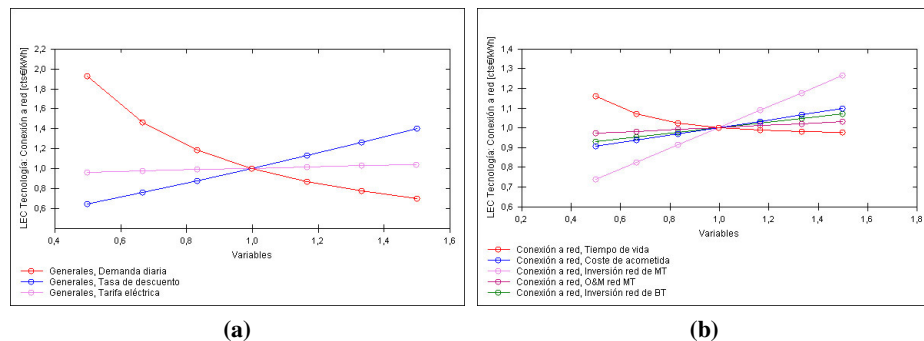


Figura 5.48: Sensibilidad del LEC conexión a red.

b. Análisis de sensibilidad del LEC: resultados por variable

En las gráficas que siguen se aportan los resultados del análisis de sensibilidad del LEC por variable. Para ello se han escogido parámetros que estuvieran presentes en el cálculo de varias tecnologías, pudiendo observar y comparar en cual de ellas el grado de variación es menor como resultado de la misma variación en los parámetros de entrada. Se presentan los resultados de la variación en la tasa de descuento, la demanda, el rendimiento de la batería y la inversión en la red de MT.

- Tasa de descuento: este parámetro influye fuertemente en el resultado a través de los costes de todos los subsistemas. Su aumento o disminución obtiene una respuesta directa en el valor del LEC de todas las tecnologías, aunque no proporcional. En términos porcentuales, una disminución o aumento de la tasa de descuento en un 50 % produce una variación de

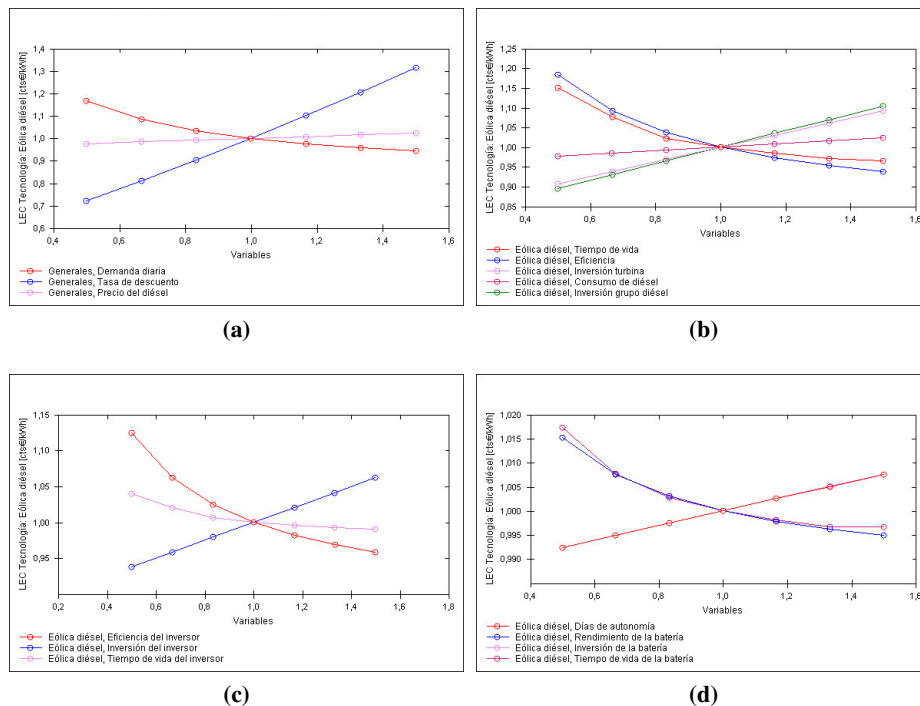


Figura 5.49: Sensibilidad del LEC eólico diésel.

entre el 20 y el 28 % en todas las tecnologías exceptuando la conexión a la red, que sufre una variación de casi el 40 %. Este comportamiento consigue que, con una tasa de descuento del 6 % la conexión a red se conforme como la tercera tecnología con menor LEC en una comunidad tipo mientras que una tasa del 18 % la convertiría en la más cara.

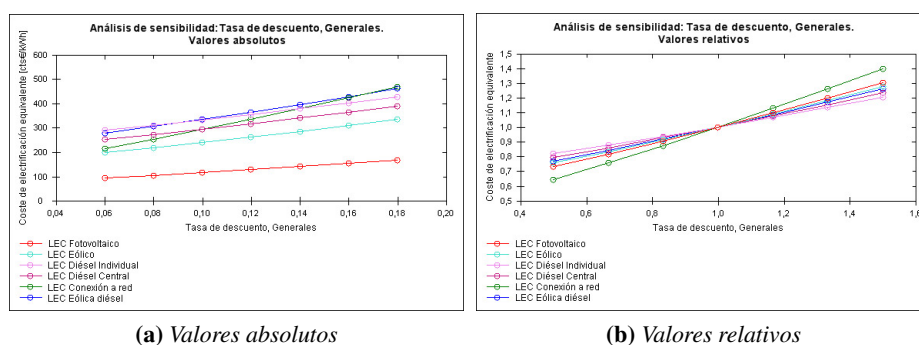


Figura 5.50: Sensibilidad del LEC frente a la variación en la tasa de descuento.

- **Demanda:** En la figura 5.51 se observa cómo un aumento en la demanda conlleva una disminución progresiva, que no lineal, en el LEC de tecnologías no renovables. Con una demanda de 700 Wh/día la conexión a red, la diésel central y la individual casi duplican el valor del escenario de referencia. Sin embargo, un aumento en la demanda del 50 %, situándose en los 2100 Wh/día, supone una disminución a la mitad en el LEC de las mencionadas tecnologías. En este caso, la conexión a la red consigue un LEC menor que la eólica individual en una comunidad tipo.

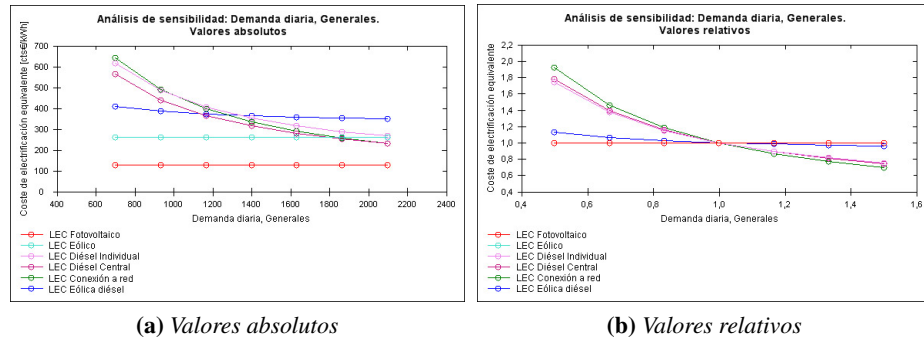


Figura 5.51: Sensibilidad del LEC frente a la variación en la demanda.

- Rendimiento de la batería: Todos los sistemas de generación distribuida incluyen baterías, pero debido a que el dimensionado varía en cada caso, la influencia que tiene la mejora en el rendimiento de la batería también. En términos porcentuales, la fotovoltaica y la eólica individual experimentan un aumento del 35 % y 18 % en el valor del LEC respectivamente con rendimientos de la batería del 50 %.

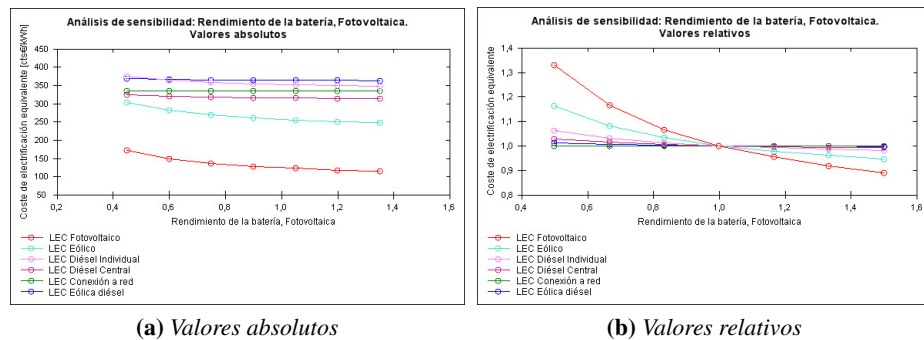


Figura 5.52: Sensibilidad del LEC frente a la variación en el rendimiento de la batería.

- Inversión en la red de MT: un valor de 11000 €/km haría de la conexión a red la opción más competitiva, después de la fotovoltaica, en una comunidad tipo. En el entorno de los 15000 €/km presentaría un valor similar al de la eólica, superando el valor de la diésel central a los 19000 y al de la individual a los 24000 €/km.

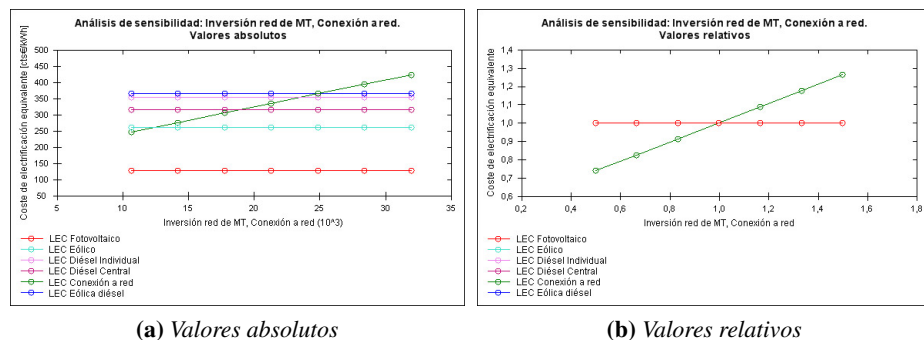


Figura 5.53: Sensibilidad del LEC frente a la variación los costes de inversión de la red de MT.

c. Análisis de sensibilidad espacial

Los resultados obtenidos en el escenario de referencia hacen pensar que únicamente aquellos parámetros que incidan de manera más significativa en la fotovoltaica y en la conexión a red conseguirán modificar el patrón de distribución final. Tras realizar varios casos se presenta el resultado del análisis de sensibilidad espacial de la demanda.

En la figura 5.54 se observa como la variación en el valor de la demanda, desde los 700 hasta los 2100 Wh/día la conexión a red aumenta su área potencial, resultando como la opción tecnológica más competitiva en un número creciente de comunidades, a pesar de la gran distancia que las separa de la red de distribución.

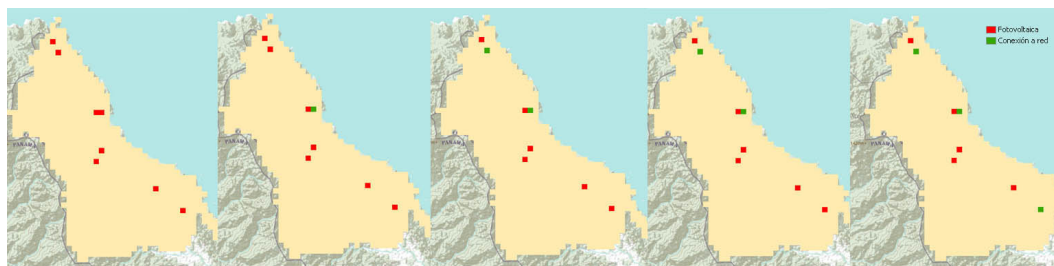


Figura 5.54: Influencia espacial de la demanda: escenario del 50 %, 75 %, 100 %, 125 % y 150 % con respecto al valor de referencia. Acandí, Colombia.

Como se comprueba en los gráficos de la figura 5.55a, unos valores de demanda más elevados hacen que las comunidades con mayor número de viviendas formen parte del área potencial de la conexión a red, estando el 90 % de las viviendas totales del municipio en esta área para valores de 2100 Wh/día.

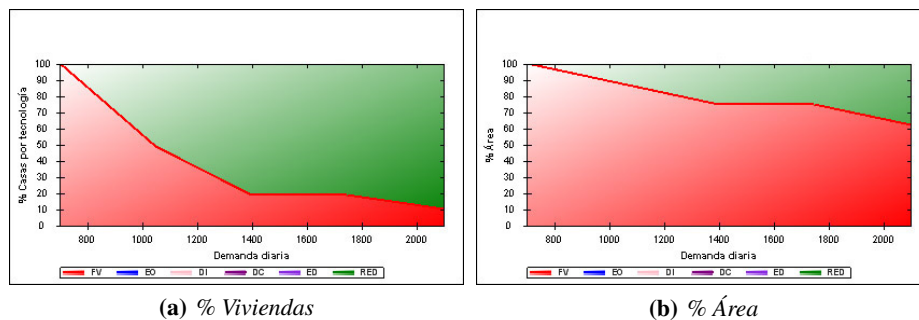


Figura 5.55: Gráfico de ASE de la demanda [Wh/día].

5.5. Conclusiones

La realización de los casos de estudio descrita en este capítulo ha sido de gran valor en el desarrollo de IntiGIS, permitiendo calibrar y validar el modelo mediante la utilización de datos reales que caracterizan las particularidades de cada una de las áreas seleccionadas.

Cuba fue el primer ámbito de estudio seleccionado para comprobar el modelo. Sirvió para demostrar que IntiGIS es aplicable a un caso de economía planificada, caracterizada por la subvención de algunos bienes y el establecimiento de una tasa de descuento menor. El análisis en Cobán, que no consideraba la extensión de la red, sirvió para corregir algunos errores relativos a la dependencia en la entrada de datos y los cálculos, fortaleciendo el tratamiento independiente. Por último, con el caso de Acandí se amplió la experiencia en cuanto al comportamiento de la herramienta, detectando algún error menor que había pasado inadvertido en la realización de los casos previos debido al reducido rango en la densidad de la demanda.

El conocimiento adquirido a partir de la definición de los parámetros técnicos y económicos para cada uno de los casos sirvió para establecer unos umbrales operativos que fueron introducidos en la herramienta a modo de sistema de control, impidiendo que el usuario continúe con el análisis si establece un valor que se encuentre fuera del rango esperado.

La realización de varios casos de estudio ha permitido demostrar la robustez tanto del modelo como su herramienta debido a qué:

- los resultados reflejan las diferencias tanto en el recurso, como en los valores de demanda y parámetros técnicos y económicos existentes en los análisis realizados.
- la comparación de los resultados y el establecimiento de la causa que explica la variación permite comprobar si el modelo está funcionando de una manera lógica.
- el análisis de sensibilidad y el análisis de sensibilidad espacial que acompañan a cada uno de los casos ha permitido detectar las variables que, en cada caso particular, más influían en la distribución potencial de las tecnologías de electrificación.

Conclusiones

6.1. Conclusiones y aportaciones

El modelo IntiGIS resultado de esta tesis permite evaluar y comparar las diversas opciones tecnológicas para la electrificación de comunidades rurales incorporando la realidad territorial de la región objeto de estudio. La base metodológica existente había probado su validez en los algoritmos de cálculo y en la capacidad de control sobre los resultados obtenidos introduciendo acciones correctoras que mitigasen las fuentes de error. Las innovaciones incorporadas, basadas fundamentalmente en un cambio en el paradigma de aproximación impuesto por la necesidad de ampliar el alcance de aplicación, han dado como resultado un nuevo modelo, IntiGIS.

Durante el desarrollo de IntiGIS se ha ido constatando su capacidad de adaptación en la resolución de problemáticas asociadas a condiciones particulares de cada área de estudio mediante la realización de casos de estudio. En este sentido, los resultados obtenidos para cada uno de ellos han permitido comprobar cómo la salida del modelo es capaz de reflejar las singularidades propias de cada escenario y de cada caso concreto, demostrando el éxito de las innovaciones introducidas.

Los análisis de los casos llevados a cabo con datos de los municipios de Guamá (Cuba), Cobán (Guatemala) y Acandí (Colombia) han permitido calibrar el modelo mediante la definición de umbrales de operación de las diferentes variables consideradas.

Como fruto principal de esta tesis se ha desarrollado una herramienta informática que implementa el nuevo modelo. Esta herramienta se concibe para ser empleada por agentes involucrados en la toma de decisiones en proyectos de electrificación rural. Se ha diseñado de manera que sea

capaz de evaluar cualquier caso de estudio, siempre y cuando los datos seleccionados por el usuario sean consistentes en cuanto a la definición geográfica y que los valores de los parámetros se encuentren dentro del rango de operación esperada y establecidos en función de la experiencia adquirida en la elaboración de los casos de estudio.

El potencial de los SIG como herramienta de soporte en la planificación de las fuentes de energía para su uso en la electrificación rural de comunidades aisladas ha sido demostrado en múltiples trabajos existentes en la bibliografía. Con la herramienta informática desarrollada se realiza una aportación significativa por cuanto su diseño permite su uso por parte de personal no experto en este tipo de tecnologías gracias a la incorporación de sistemas de control en la introducción de valores numéricos y de mapas, así como a los sistemas de ayuda manifestados en la activación o desactivación de funciones. Con ello, se establecen las bases para salvar muchas de las barreras que podrían limitar su difusión.

Se ha conseguido además establecer un compromiso entre el objetivo del modelo, esto es la definición de las tecnologías de electrificación rural más competitivas, y las limitaciones impuestas en cuanto a tiempo de cálculo asociado a las funciones de análisis espacial empleadas en IntiGIS, intentando optimizar los períodos de procesamiento mediante la selección de las funciones que, realizando lo mismo, fueran más rápidas.

Se ha incorporado un potente módulo de análisis de sensibilidad espacial que permite evaluar la fiabilidad del modelo en cada caso concreto de aplicación. El análisis de sensibilidad permite evaluar el rango de competitividad de cada tecnología, facilitando la detección de los parámetros que más influyen en la variación del valor del LEC de una tecnología concreta y de sus competidoras. Por su parte, el análisis de sensibilidad espacial permite evaluar la influencia global en la distribución de la aplicación potencial de cada tecnología de un parámetro concreto. El análisis de sensibilidad espacial ocupa una posición importante dentro del modelo engrosando su funcionalidad y alcance, y permitiendo el desarrollo de escenarios de simulación de forma sencilla y rápida.

6.2. Líneas de investigación futuras

Sentadas las bases del nuevo modelo sería interesante definir métodos de cálculo que permitieran incorporar nuevas tecnologías, como la fotovoltaica central o sistemas híbridos basados en la combinación de fotovoltaica y eólica o de la fotovoltaica con apoyo de generadores diésel.

Siendo conscientes de la importancia que tiene el coste del combustible en el coste de electrificación equivalente de las tecnologías de electrificación basadas en los generadores diésel, sería de gran valor definir un método de evaluación que reflejara de manera más realista dichos costes, quizás en base a la distancia existente entre las comunidades a electrificar y los puntos de distribución. Para ello se podría acudir a mapas de accesibilidad, ya desarrollados, que representan la distancia en términos de tiempo.

Se debe abordar además la mejora en el cálculo de la extensión de la red eléctrica, conside-

rando por ejemplo el incremento de costes que supone una orografía compleja o la disminución que resultaría de un trazado que buscara no el punto más próximo de red eléctrica existente sino la comunidad electrificada con red más próxima, de forma que compartieran los costes.

En cuanto al criterio de selección de la tecnología más competitiva, actualmente basado en el LEC, sería de gran interés incluir algún modo de ponderación que reflejara aspectos sociales y/o medioambientales.

Se debe dotar a la metodología de un enfoque más multisectorial en términos de demanda, permitiendo la integración de otros posibles usos de la energía que pudieran, por ejemplo, tener en cuenta servicios energéticos como el bombeo de agua o los usos productivos.

En el futuro sería deseable migrar la aplicación a un entorno de libre distribución, proporcionando de esta forma el acceso a la aplicación de aquellos usuarios que no puedan o que no quieran recurrir al software propietario.

En un futuro, se debería además considerar la posibilidad de, tras la realización de un estudio de mercado, incorporar una base de datos con valores característicos de componentes comerciales.

Se debe abordar además la posibilidad de integrar la utilización directa de datos disponibles a través de servicios web (que pongan a disposición información acerca del recurso solar, eólico o de la localización de la demanda) en la herramienta diseñada, evitando así el tratamiento necesario previo a la introducción en IntiGIS.

Finalmente, a modo de conclusión, nos gustaría destacar el propósito fundamental en el diseño de este modelo, que ha sido desarrollar una herramienta de carácter sencillo que ponga a disposición del público no experto las herramientas del análisis geográfico para mejorar la calidad de la electrificación y contribuir a mejorar la competitividad de las renovables. Esperamos haber alcanzado este propósito y, como queda expuesto en las líneas futuras, haber continuado abriendo esta senda para futuros desarrollos y aplicaciones.

Lista de acrónimos

AML	Arc Macro Language
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program, Programa de Apoyo a la Gestión del Sector Energético
ESRI	Environmental Systems Research Institute
IDE	Índice de Desarrollo Energético
IDH	Índice de Desarrollo Humano
IEA	Agencia Internacional de la Energía
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
LAP	Low Voltage Electrification Analysis and Planning
LAPER	Logiciel d'Aide à la Planification d'Electrification Rurale
LEC	Coste de Electrificación Equivalente
MT	Media Tensión
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
SAD	Sistema de Apoyo a la Decisión, Decision Support System
SEAD	Sistema Espacial de Apoyo a la Decisión, Spatial Decision Support System
SSD	Sistema Solar Doméstico, Solar Home System
SIG	Sistema de Información Geográfica
UNEP	United Nations Environment Programme, Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente
ViPOR	Village Power Optimization Model for Renewables
ZNI	Zonas No Interconectadas

Anexo A

Resultados para el caso de estudio de Guamá, Cuba

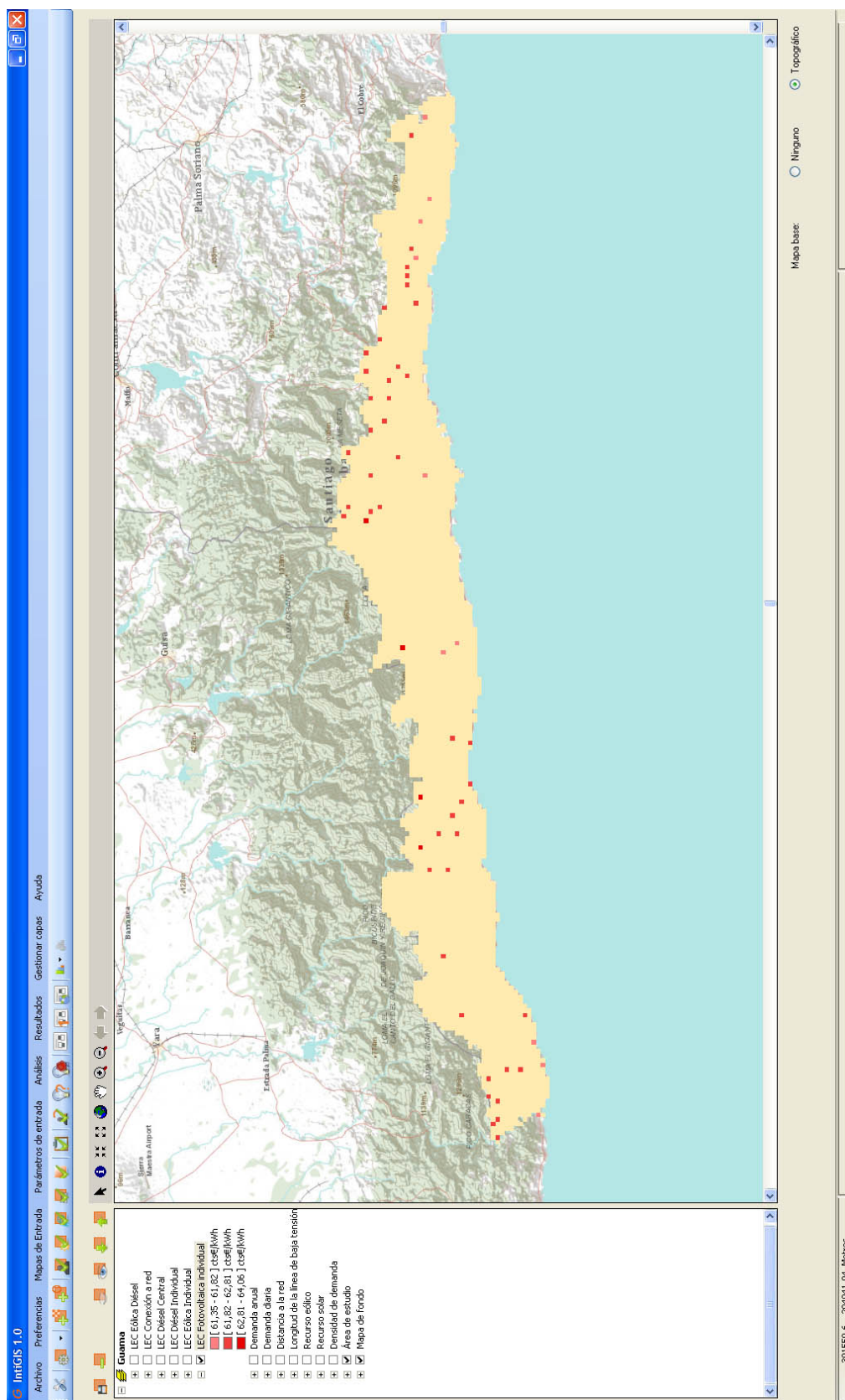


Figura A.1: Mapa del LEC del sistema fotovoltaico individual. Guamá, Cuba.

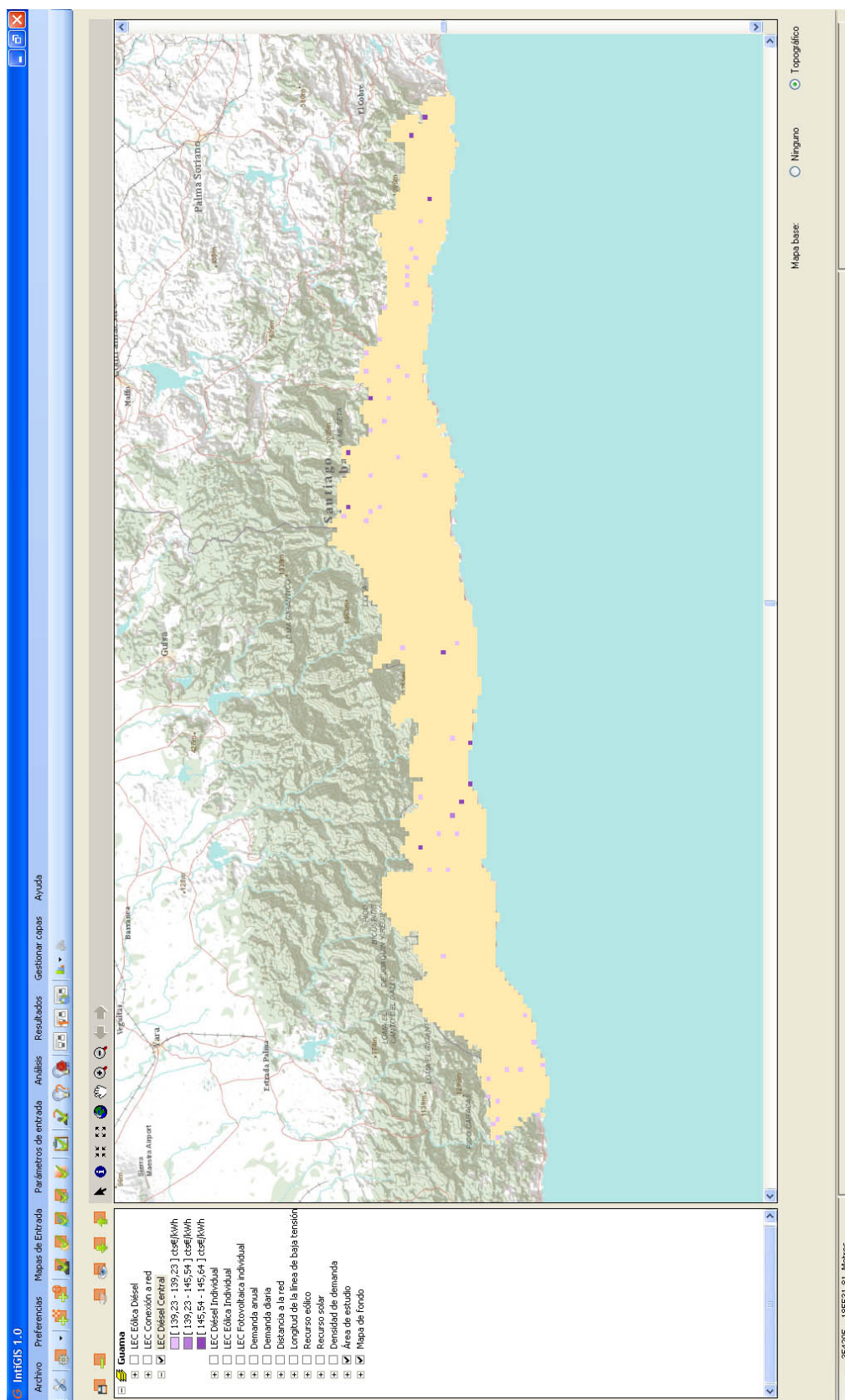


Figura A.3: Mapa del LEC del sistema diésel central. Guamá, Cuba.

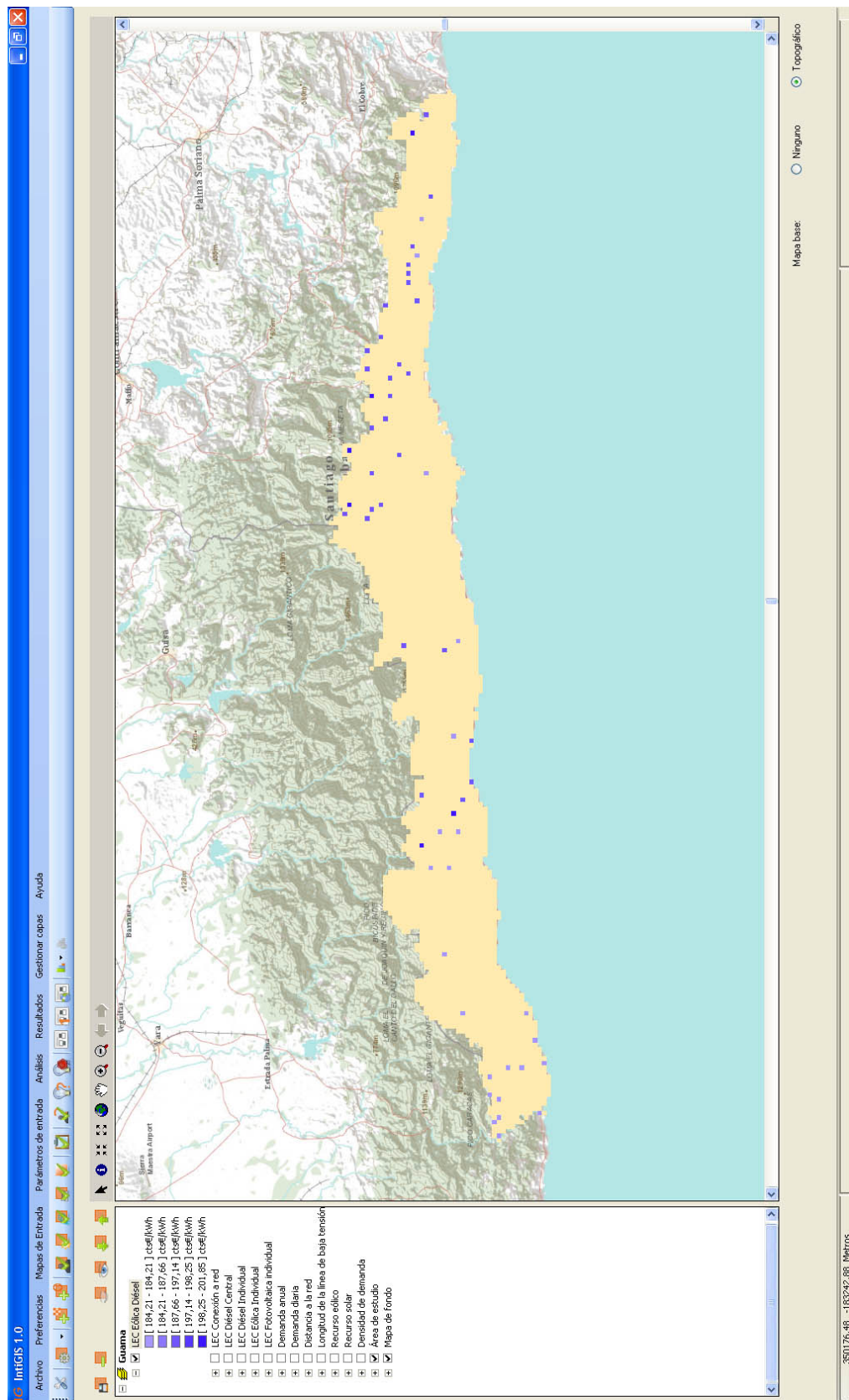


Figura A.4: Mapa del LEC del sistema eólico diésel. Guam, Cuba.

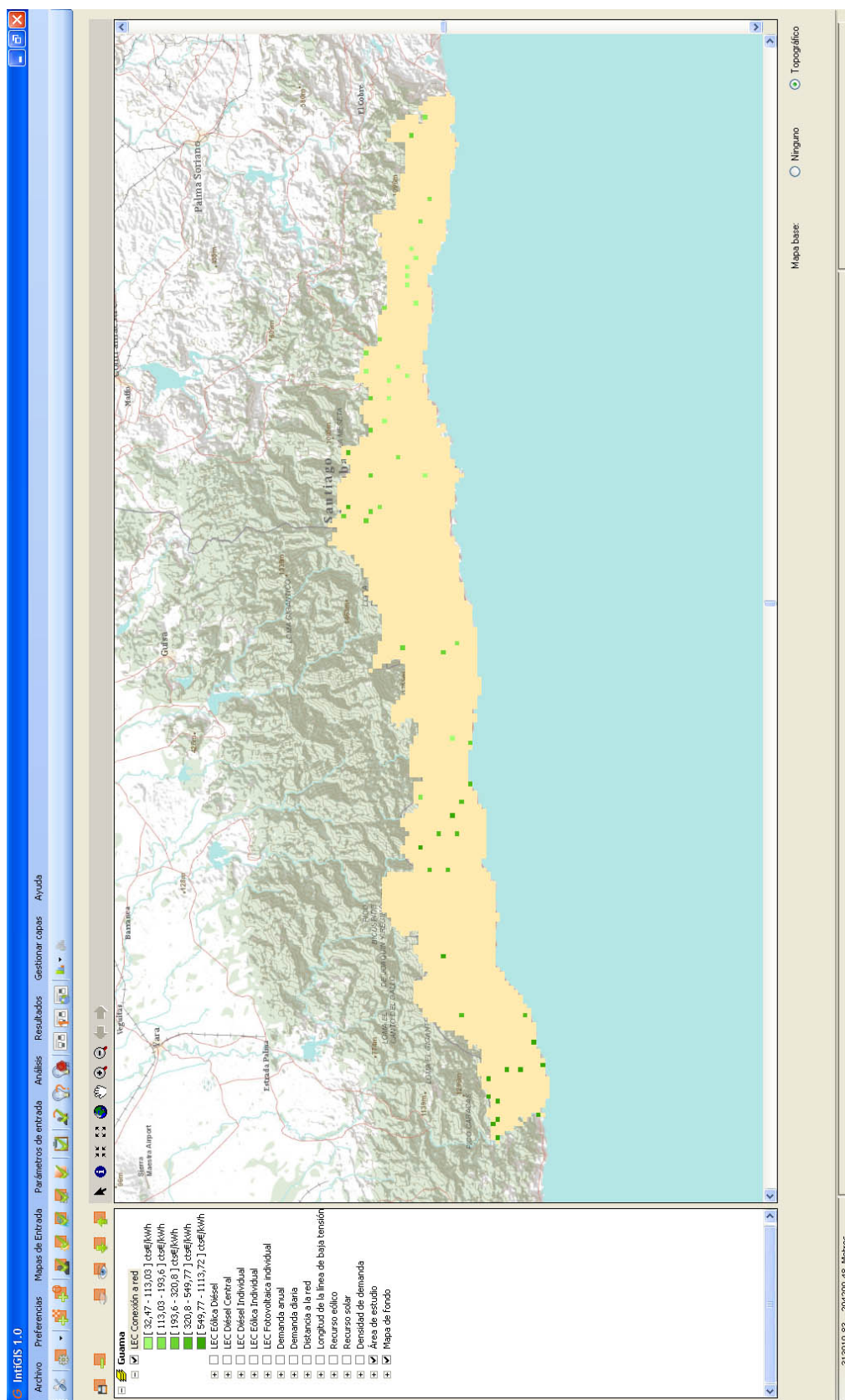


Figura A.5: Mapa del LEC de la conexión a red. Guamá, Cuba.

Tecnología fotovoltaica: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	15 casas
Población:	75 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	2065,9 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	6,05 m/s
Longitud de la línea de BT:	204,44 m
Distancia a la red de MT:	12672,01 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	4 %
--------------------	-----

Parámetros técnicos y económicos

Instalación fotovoltaica

Potencia eléctrica nominal:	0,212 kWp
Inversión:	4000 €/kWp
Gastos de O&M:	100 €/kWp año
Tiempo de vida:	25 años
Eficiencia:	0,75

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	4,286 kWh
Inversión:	80 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	4927,5 kWh/año
Radiación en plano de panel:	2065,895 kWh/m ² año
Factor de capacidad:	0,177

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	23,444 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	16,012 cts €/kWh
Resto del sistema:	22,979 cts €/kWh
Total:	62,436 cts €/kWh

Tecnología eólica: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	15 casas
Población:	75 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	2065,9 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	6,05 m/s
Longitud de la línea de BT:	204,44 m
Distancia a la red de MT:	12672,01 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	4 %
--------------------	-----

Parámetros técnicos y económicos

Pequeña turbina eólica:

Potencia eléctrica nominal:	0,142 kW
Inversión:	6000 €/kW
Gastos de O&M:	120 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Eficiencia:	0,75

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	4,286 kWh
Inversión:	80 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	4927,5 kWh/año
Velocidad viento de referencia:	6,05 m/s
Factor de capacidad:	0,264

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	23,444 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	16,012 cts €/kWh
Resto del sistema:	24,319 cts €/kWh
Total:	63,776 cts €/kWh

Tecnología diésel individual: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	15 casas
Población:	75 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	2065,9 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	6,05 m/s
Longitud de la línea de BT:	204,44 m
Distancia a la red de MT:	12672,01 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	4 %
Precio del combustible:	0,015 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Grupo diésel individual

Potencia eléctrica nominal:	3,15 kW
Inversión:	380 €/kW
Gastos de O&M:	200 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,42 litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	3,571 kWh
Inversión:	80 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	4927,5 kWh/año
Factor de capacidad:	0,012

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	19,537 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	24,018 cts €/kWh
Resto del sistema:	238,702 cts €/kWh
Combustible:	0,63 cts €/kWh
Total:	282,887 cts €/kWh

Tecnología diésel central: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	15 casas
Población:	75 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	2065,9 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	6,05 m/s
Longitud de la línea de BT:	204,44 m
Distancia a la red de MT:	12672,01 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	4 %
Precio del combustible:	0,015 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	3,3 kW
Factor de carga:	0,4
Factor de simultaneidad:	0,8
Energía anual producida:	4927,5 kWh/año

Grupo diésel central

Potencia eléctrica nominal:	38,115 kW
Inversión:	114 €/kW
Gastos de O&M:	85,5 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible	0,38 litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	21,429 kWh
Inversión:	80 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	7,815 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	22,684 cts €/kWh
Costes de acometida:	7,392 cts €/kWh
Combustible:	0,57 cts €/kWh
Línea BT:	26,525 cts €/kWh
Resto del sistema:	74,246 cts €/kWh
Total:	139,231 cts €/kWh

Tecnología eólica diésel: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	15 casas
Población:	75 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	2065,9 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	6,05 m/s
Longitud de la línea de BT:	204,44 m
Distancia a la red de MT:	12672,01 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	4 %
Precio del combustible:	0,015 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Pequeña turbina eólica:

Potencia eléctrica nominal:	1,003 kW
Inversión:	12000 €/kW
Gastos de O&M:	240 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Factor de carga:	0,28

Grupo diésel:

Potencia eléctrica nominal:	38,115 kW
Inversión:	114 €/kWh
Gastos de O&M:	42,75 €/kWh año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,38 litros/kWh
Factor de carga:	0,007

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Turbina:	45,715 cts €/kWh
Grupo diésel:	79,113 cts €/kWh
Acumulación:	3,907 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	22,684 cts €/kWh
Línea BT:	26,525 cts €/kWh
Combustible:	0,285 cts €/kWh
Costes de acometida:	7,392 cts €/kWh
Total:	185,62 cts €/kWh

Conexión a red: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	15 casas
Población:	75 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	2065,9 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	6,05 m/s
Longitud de la línea de BT:	204,44 m
Distancia a la red de MT:	12672,01 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	4 %
Precio del combustible:	0,015 €/litro
Tiempo de vida:	30 años

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	3,3 kW
Consumo anual por vivienda:	328,5 kWh/casa año

Línea de media tensión

Longitud media:	12672,01 km
Inversión:	12000 €/km
Gastos de O&M:	300 €/km año

Línea de baja tensión

Longitud media por píxel:	204,44 km
Inversión:	9000 €/km
Gastos de O&M:	0 €/km año

Centro de transformación

Inversión:	8000 €
Gastos de O&M:	0 € año

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Línea de media tensión:	255,616 cts €/kWh
Línea de baja tensión:	26,525 cts €/kWh
Centro de transformación:	9,389 cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	0,7 cts €/kWh
Costes de acometida:	7,392 cts €/kWh
Total:	298,039 cts €/kWh

Resultados de la comparación de varias tecnologías de electrificación rural.

Nombre del proyecto:	Guama
----------------------	-------

Distribución potencial de tecnologías:						
Tecnología	Número de viviendas	Nº usuarios potenciales	Área potencial [km2]	Potencial total instalada [kw]	Energía total producida [kWh]	Inversión total [k€]
Fotovoltaica individual:	623	3115	3375	31,15	2046555	127,79
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	195	975	250	0	640575	22,64

Características del área asignada a cada tecnología:												
Tecnología	Densidad de viviendas [viv./pixel]			Distancia línea de MT [Km]			Radiación solar [kW/m2 año]			Velocidad del viento [m/s]		
	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo
Fotovoltaica individual:	29	11,54	3	48564,39	16061,17	1414,21	2168,83	2070,62	1929,76	6,16	6,04	5,9
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	62	48,75	40	4924,43	2540,12	1500	2164,82	2085,52	2054,95	6,16	5,97	5,9

Anexo B

Resultados para el caso de estudio de Cobán, Guatemala

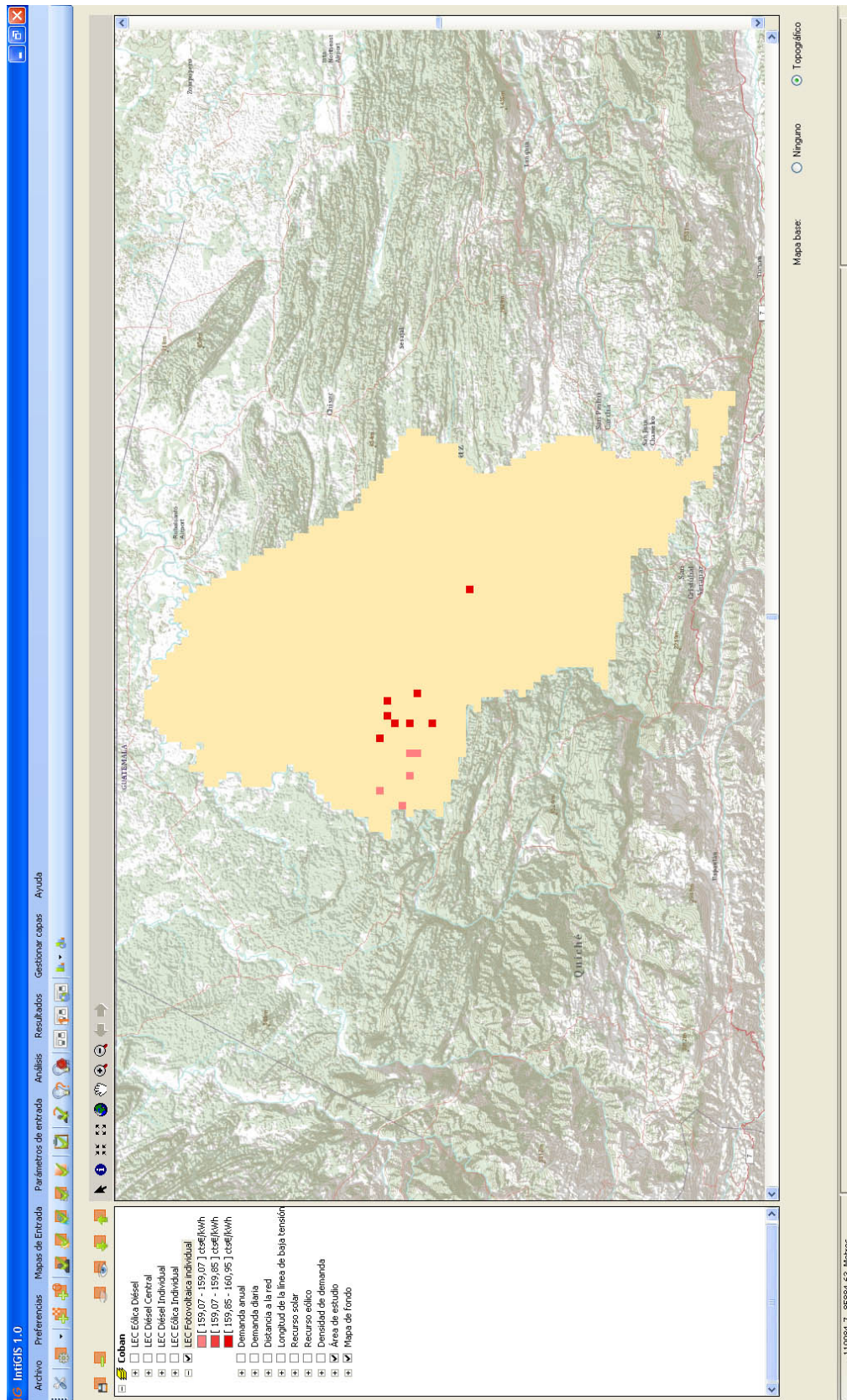


Figura B.1: Mapa del LEC del sistema fotovoltaico individual. Cobán, Guatemala

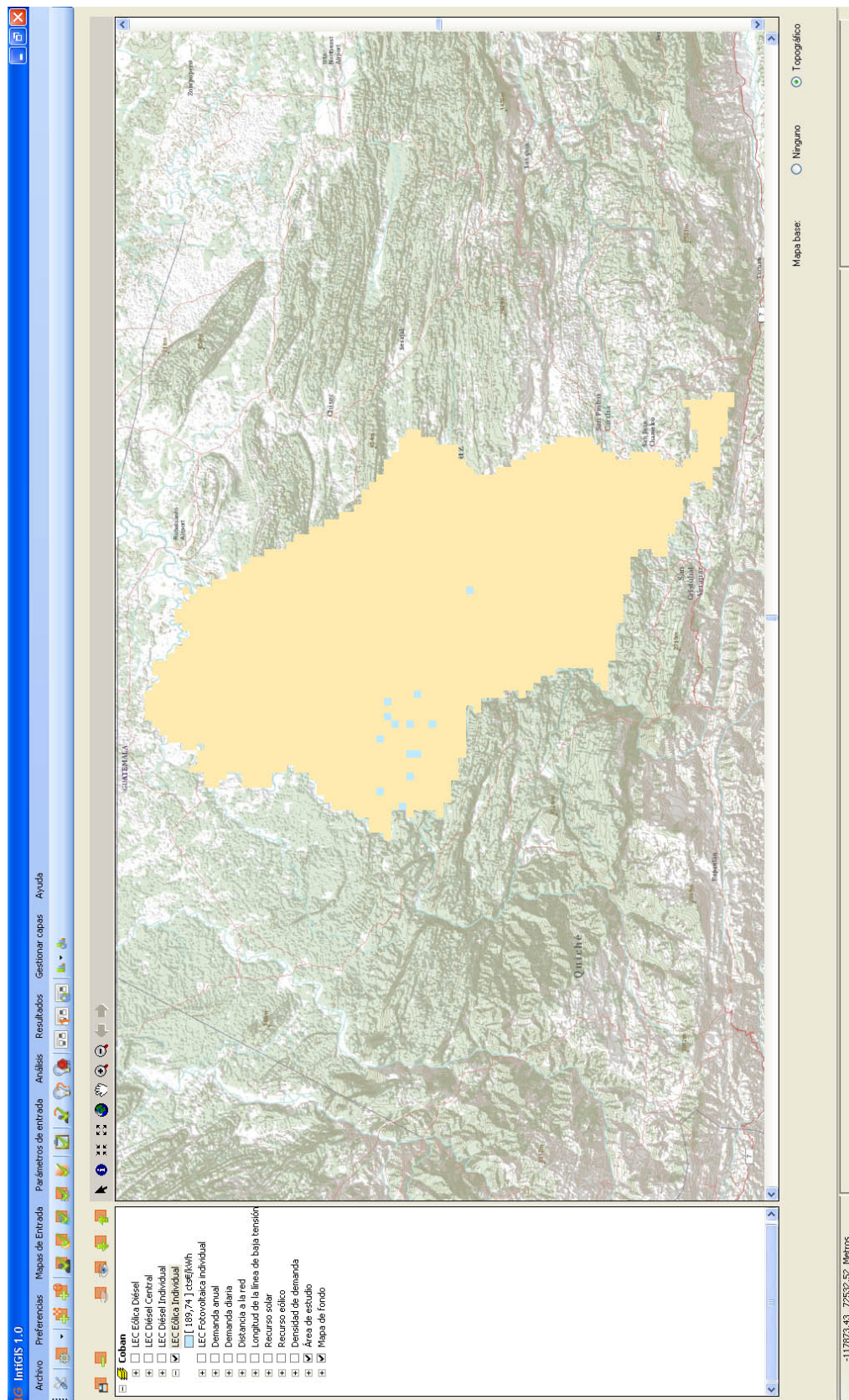


Figura B.2: Mapa del LEC del sistema eólico individual. Cobán, Guatemala

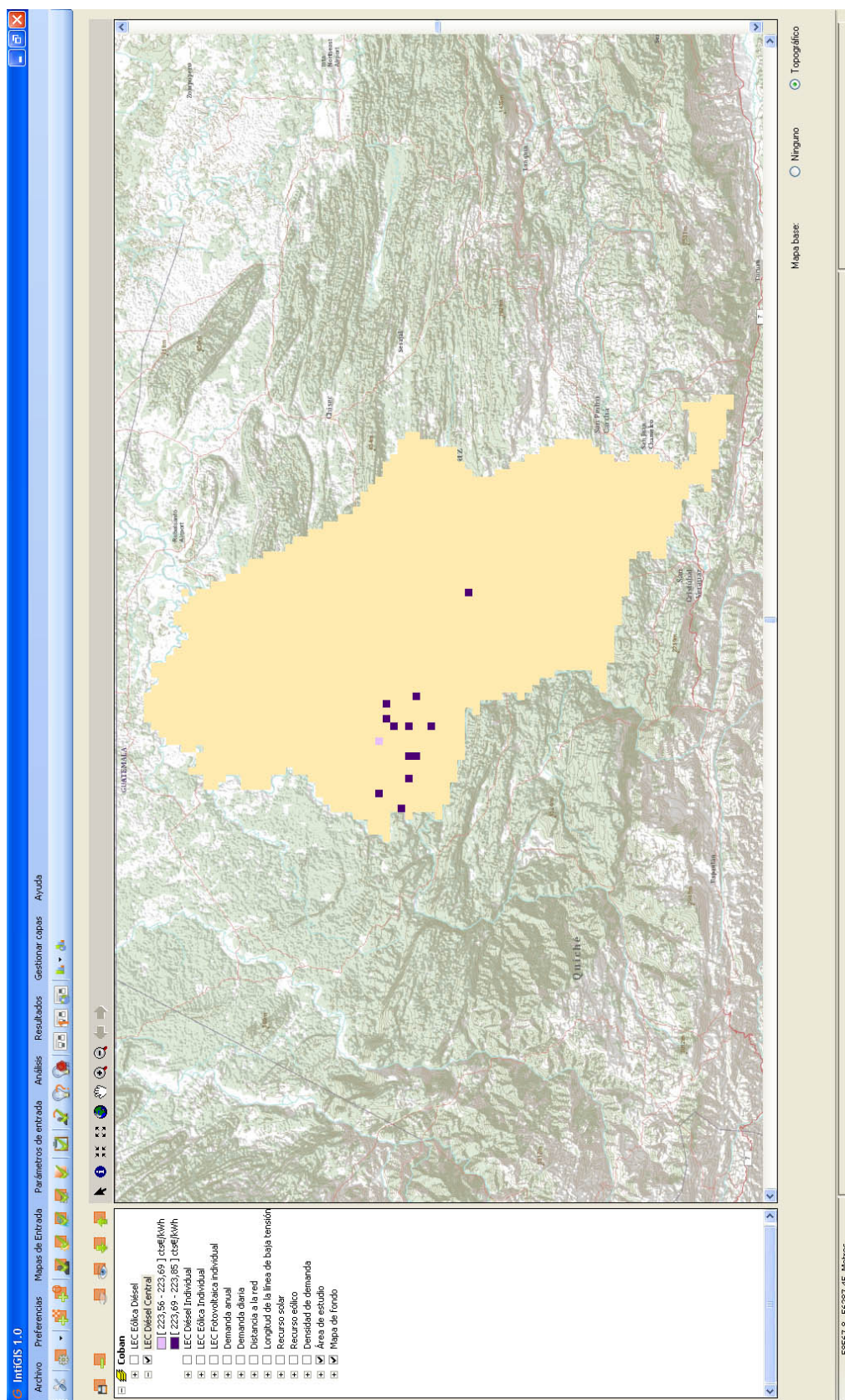


Figura B.3: Mapa del LEC del sistema diésel central. Cobán, Guatemala

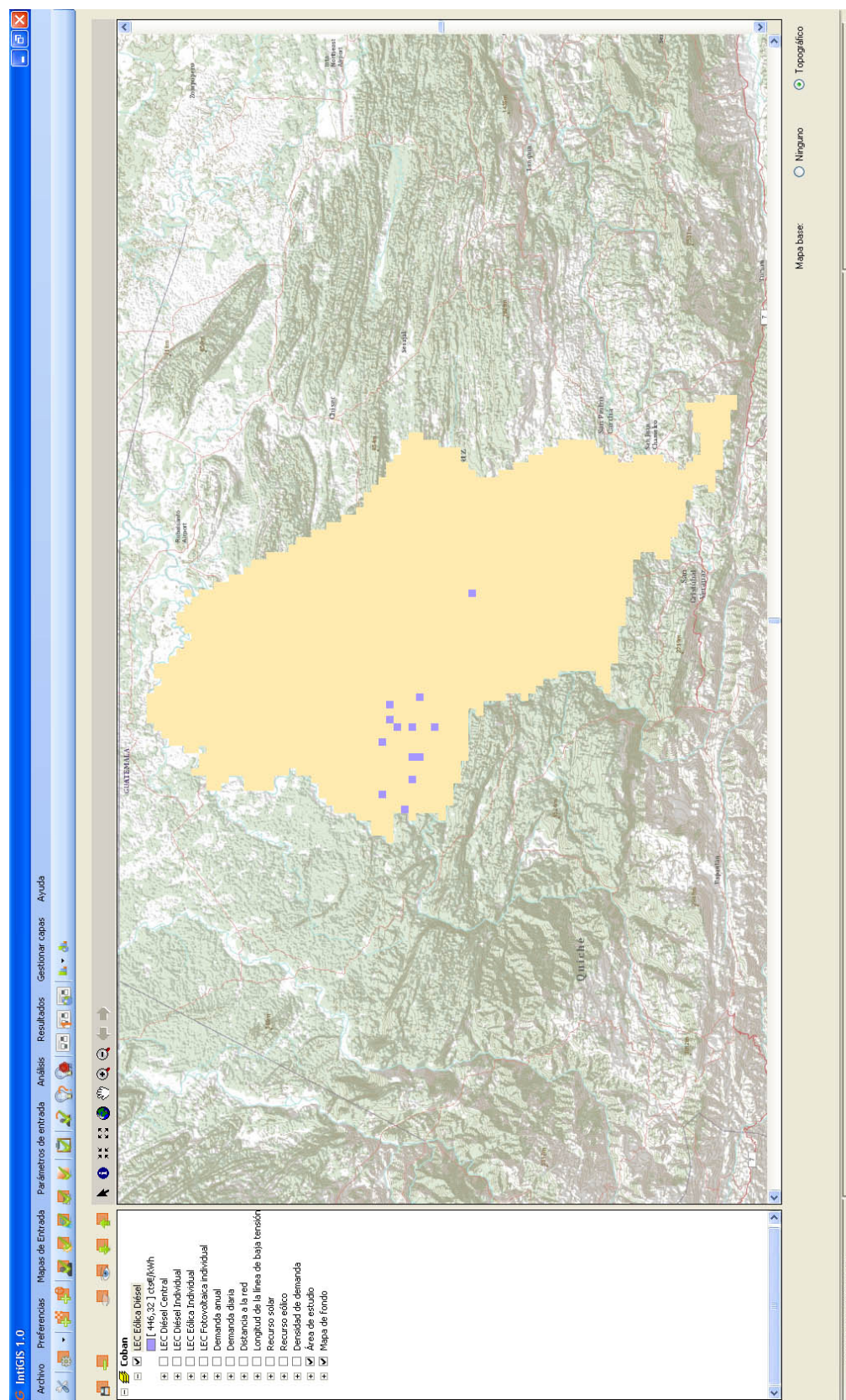


Figura B.4: Mapa del LEC del sistema eólico diésel.Cobán, Guatemala

Tecnología fotovoltaica: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Coban

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	45 casas
Población:	270 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1814,1 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	3,59 m/s
Longitud de la línea de BT:	393,09 m
Distancia a la red de MT:	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
--------------------	------

Parámetros técnicos y económicos

Instalación fotovoltaica

Potencia eléctrica nominal:	0,241 kWp
Inversión:	5540 €/kWp
Gastos de O&M:	110 €/kWp año
Tiempo de vida:	25 años
Eficiencia:	0,75

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	8,333 kWh
Inversión:	100 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	14782,5 kWh/año
Radiación en plano de panel:	1814,102 kWh/m ² año
Factor de capacidad:	0,155

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	70,373 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	29,802 cts €/kWh
Resto del sistema:	60 cts €/kWh
Total:	160,175 cts €/kWh

Tecnología eólica: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Coban

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	45 casas
Población:	270 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1814,1 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	3,59 m/s
Longitud de la línea de BT:	393,09 m
Distancia a la red de MT:	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
--------------------	------

Parámetros técnicos y económicos

Pequeña turbina eólica:

Potencia eléctrica nominal:	0,487 kW
Inversión:	3800 €/kW
Gastos de O&M:	95 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Eficiencia:	0,6

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	8,333 kWh
Inversión:	100 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	14782,5 kWh/año
Velocidad viento de referencia:	3,59 m/s
Factor de capacidad:	0,077

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	70,373 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	29,802 cts €/kWh
Resto del sistema:	89,569 cts €/kWh
Total:	189,744 cts €/kWh

Tecnología diésel individual: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Coban

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	45 casas
Población:	270 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1814,1 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	3,59 m/s
Longitud de la línea de BT:	393,09 m
Distancia a la red de MT:	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	1 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Grupo diésel individual

Potencia eléctrica nominal:	3,15 kW
Inversión:	360 €/kW
Gastos de O&M:	200 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,43 litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	4,167 kWh
Inversión:	100 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	14782,5 kWh/año
Factor de capacidad:	0,012

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	35,186 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	44,703 cts €/kWh
Resto del sistema:	272,658 cts €/kWh
Combustible:	43 cts €/kWh
Total:	395,547 cts €/kWh

Tecnología diésel central: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Coban

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	45 casas
Población:	270 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1814,1 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	3,59 m/s
Longitud de la línea de BT:	393,09 m
Distancia a la red de MT:	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	1 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	3,3 kW
Factor de carga:	0,4
Factor de simultaneidad:	0,8
Energía anual producida:	14782,5 kWh/año

Grupo diésel central

Potencia eléctrica nominal:	114,345 kW
Inversión:	108 €/kW
Gastos de O&M:	81 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible	0,32 litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	75 kWh
Inversión:	100 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	14,075 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	42,073 cts €/kWh
Costes de acometida:	13,449 cts €/kWh
Combustible:	32 cts €/kWh
Línea BT:	45,622 cts €/kWh
Resto del sistema:	76,635 cts €/kWh
Total:	223,853 cts €/kWh

Tecnología eólica diésel: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Coban

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	45 casas
Población:	270 hab.
Demanda diaria:	900 Wh/día
Demanda anual:	328,5 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1814,1 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	3,59 m/s
Longitud de la línea de BT:	393,09 m
Distancia a la red de MT:	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	1 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Pequeña turbina eólica:

Potencia eléctrica nominal:	7,493 kW
Inversión:	15200 €/kW
Gastos de O&M:	304 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Factor de carga:	0,113

Grupo diésel:

Potencia eléctrica nominal:	114,345 kW
Inversión:	108 €/kWh
Gastos de O&M:	40,5 €/kWh año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,32 litros/kWh
Factor de carga:	0,007

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Turbina:	237,118 cts €/kWh
Grupo diésel:	85,023 cts €/kWh
Acumulación:	7,037 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	42,073 cts €/kWh
Línea BT:	45,622 cts €/kWh
Combustible:	16 cts €/kWh
Costes de acometida:	13,449 cts €/kWh
Total:	446,322 cts €/kWh

Resultados para el caso de estudio de Acandí, Colombia

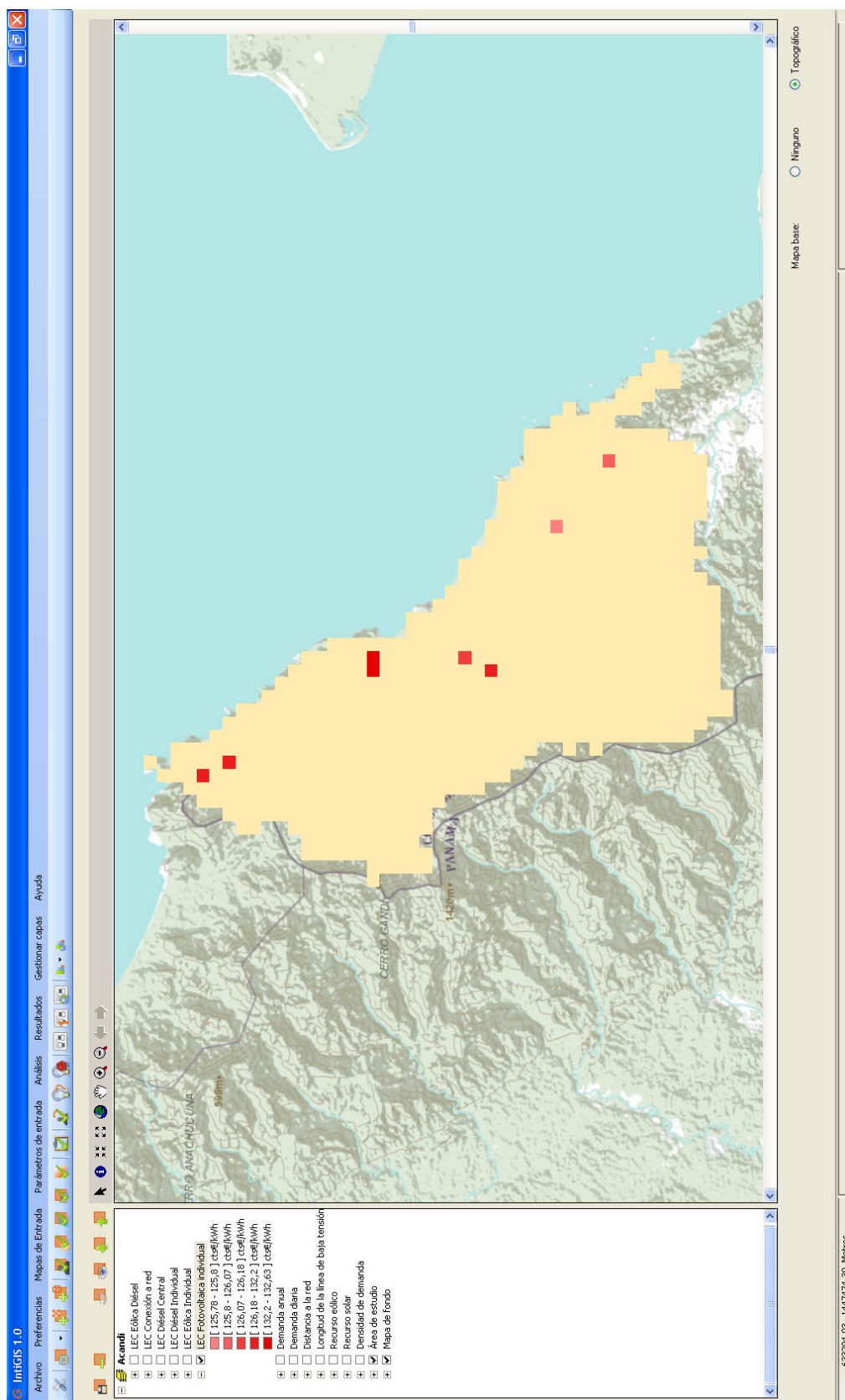


Figura C.1: Mapa del LEC del sistema fotovoltaico individual. Acandí, Colombia

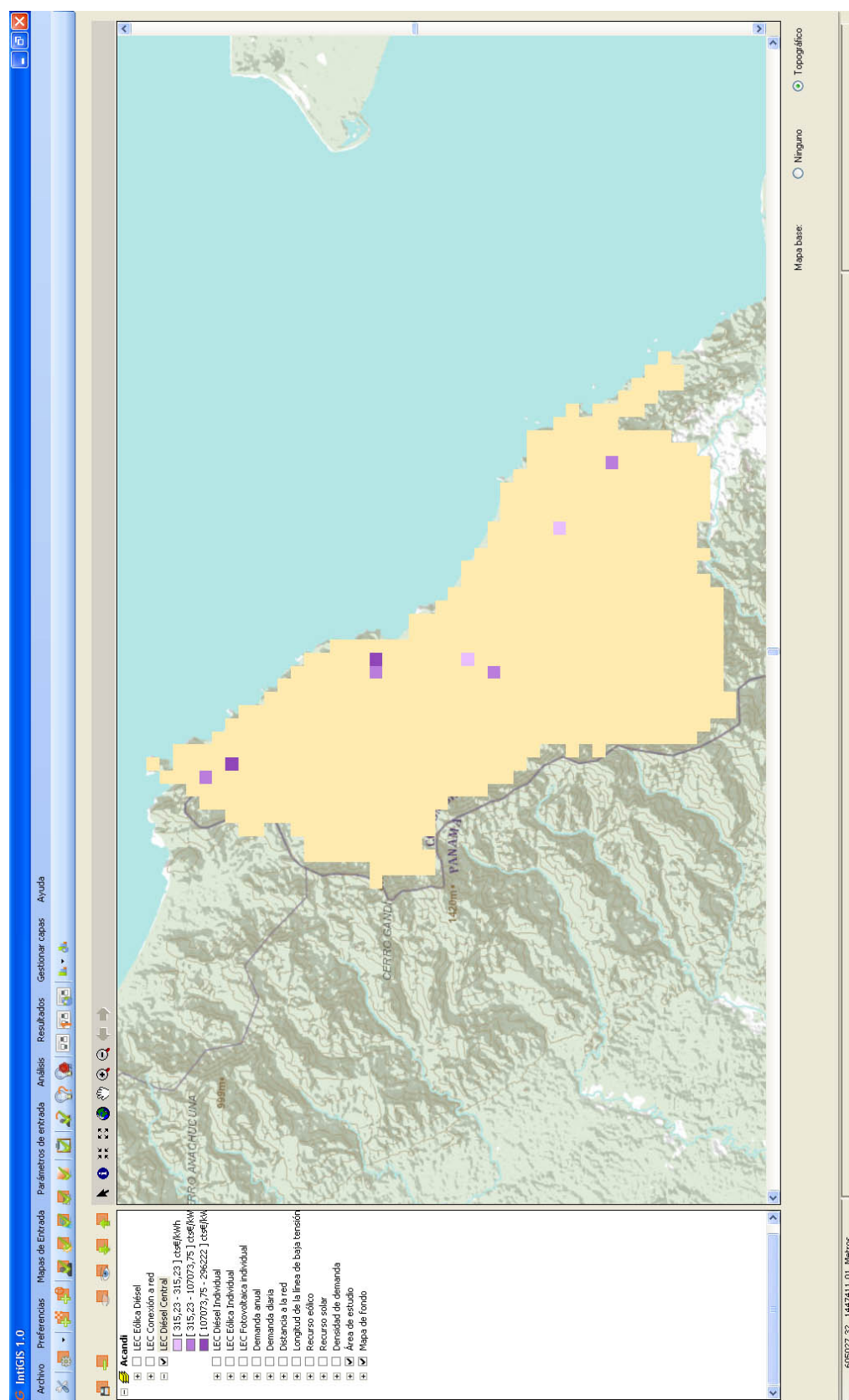


Figura C.2: Mapa del LEC del sistema diésel central. Acandí, Colombia

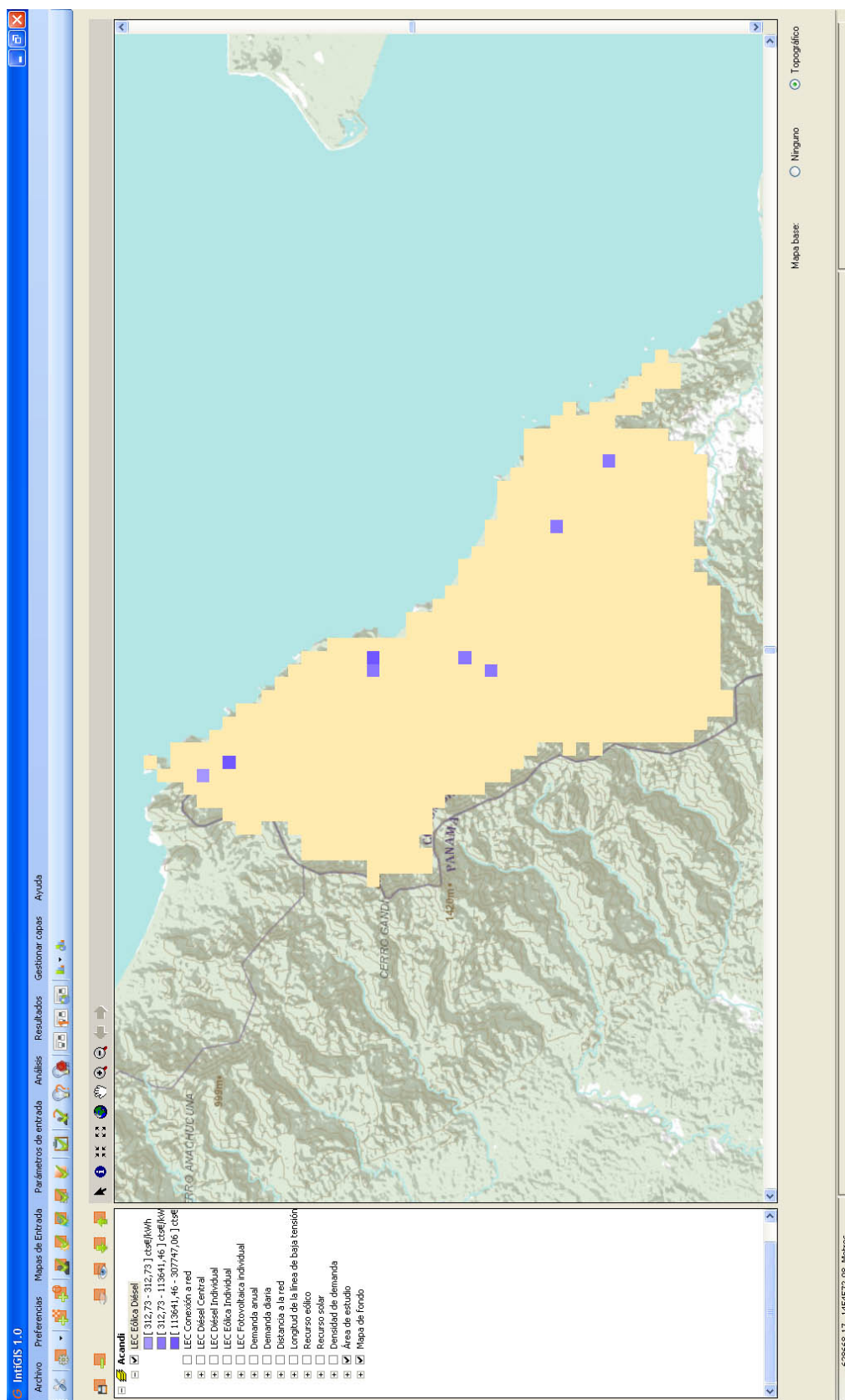


Figura C.3: Mapa del LEC del sistema eólico diésel.Acandí, Colombia

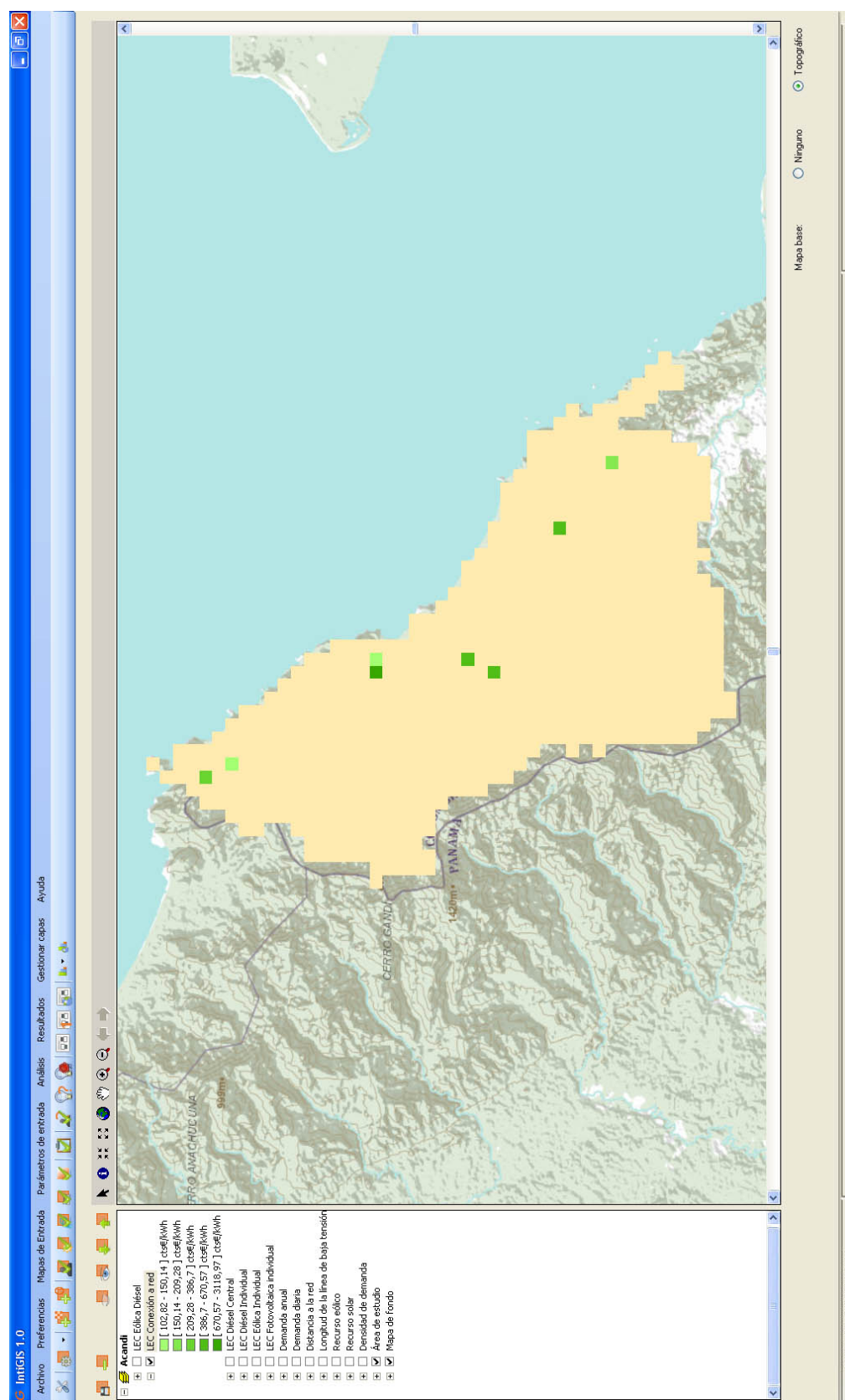


Figura C.4: Mapa del LEC de la conexión a red. Acandí, Colombia

Tecnología fotovoltaica: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Acandi

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	232 casas
Población:	1160 hab.
Demanda diaria:	1400 Wh/día
Demanda anual:	511 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1812,27 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	2,46 m/s
Longitud de la línea de BT:	506,49 m
Distancia a la red de MT:	78890,99 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
--------------------	------

Parámetros técnicos y económicos

Instalación fotovoltaica

Potencia eléctrica nominal:	0,279 kWp
Inversión:	4769 €/kWp
Gastos de O&M:	120 €/kWp año
Tiempo de vida:	25 años
Eficiencia:	0,65

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	8,333 kWh
Inversión:	60 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	76212 kWh/año
Radiación en plano de panel:	1812,268 kWh/m ² año
Factor de capacidad:	0,134

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	42,224 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	24,262 cts €/kWh
Resto del sistema:	61,805 cts €/kWh
Total:	128,29 cts €/kWh

Tecnología eólica: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Acandi

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	232 casas
Población:	1160 hab.
Demanda diaria:	1400 Wh/día
Demanda anual:	511 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1812,27 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	2,46 m/s
Longitud de la línea de BT:	506,49 m
Distancia a la red de MT:	78890,99 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
--------------------	------

Parámetros técnicos y económicos

Pequeña turbina eólica:

Potencia eléctrica nominal:	2,238 kW
Inversión:	2417 €/kW
Gastos de O&M:	120 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Eficiencia:	0,6

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	12,963 kWh
Inversión:	60 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	118552 kWh/año
Velocidad viento de referencia:	2,46 m/s
Factor de capacidad:	0,026

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	42,224 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	24,262 cts €/kWh
Resto del sistema:	194,276 cts €/kWh
Total:	260,761 cts €/kWh

Tecnología diésel individual: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Acandi

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	232 casas
Población:	1160 hab.
Demanda diaria:	1400 Wh/día
Demanda anual:	511 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1812,27 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	2,46 m/s
Longitud de la línea de BT:	506,49 m
Distancia a la red de MT:	78890,99 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	0,8 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Grupo diésel individual

Potencia eléctrica nominal:	3,15 kW
Inversión:	960 €/kW
Gastos de O&M:	200 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,43 litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	6,481 kWh
Inversión:	60 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	118552 kWh/año
Factor de capacidad:	0,019

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	21,112 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	36,393 cts €/kWh
Resto del sistema:	261,934 cts €/kWh
Combustible:	34,4 cts €/kWh
Total:	353,839 cts €/kWh

Tecnología diésel central: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Acandi

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	232 casas
Población:	1160 hab.
Demanda diaria:	1400 Wh/día
Demanda anual:	511 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1812,27 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	2,46 m/s
Longitud de la línea de BT:	506,49 m
Distancia a la red de MT:	78890,99 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	0,8 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	3,3 kW
Factor de carga:	0,4
Factor de simultaneidad:	0,8
Energía anual producida:	118552 kWh/año

Grupo diésel central

Potencia eléctrica nominal:	589,512 kW
Inversión:	288 €/kW
Gastos de O&M:	216 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible	0,32 litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	601,481 kWh
Inversión:	60 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	8,445 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	34,252 cts €/kWh
Costes de acometida:	69,166 cts €/kWh
Combustible:	25,6 cts €/kWh
Línea BT:	46,532 cts €/kWh
Resto del sistema:	131,374 cts €/kWh
Total:	315,369 cts €/kWh

Tecnología eólica diésel: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Acandi

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	232 casas
Población:	1160 hab.
Demanda diaria:	1400 Wh/día
Demanda anual:	511 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1812,27 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	2,46 m/s
Longitud de la línea de BT:	506,49 m
Distancia a la red de MT:	78890,99 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	0,8 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Pequeña turbina eólica:

Potencia eléctrica nominal:	102,25 kW
Inversión:	1920 €/kW
Gastos de O&M:	38,4 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Factor de carga:	0,066

Grupo diésel:

Potencia eléctrica nominal:	589,512 kW
Inversión:	288 €/kWh
Gastos de O&M:	108 €/kWh año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,32 litros/kWh
Factor de carga:	0,011

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Turbina:	50,964 cts €/kWh
Grupo diésel:	145,754 cts €/kWh
Acumulación:	4,222 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	34,252 cts €/kWh
Línea BT:	46,532 cts €/kWh
Combustible:	12,8 cts €/kWh
Costes de acometida:	69,166 cts €/kWh
Total:	363,691 cts €/kWh

Conexión a red: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Acandi

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	232 casas
Población:	1160 hab.
Demanda diaria:	1400 Wh/día
Demanda anual:	511 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1812,27 kWh/m ² año
Velocidad media del viento:	2,46 m/s
Longitud de la línea de BT:	506,49 m
Distancia a la red de MT:	78890,99 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	0,8 €/litro
Tiempo de vida:	30 años

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	3,3 kW
Consumo anual por vivienda:	511 kWh/casa año

Línea de media tensión

Longitud media:	78890,99 km
Inversión:	21322 €/km
Gastos de O&M:	300 €/km año

Línea de baja tensión

Longitud media por píxel:	506,49 km
Inversión:	71028 €/km
Gastos de O&M:	0 €/km año

Centro de transformación

Inversión:	12000 €
Gastos de O&M:	0 € año

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Línea de media tensión:	196,109 cts €/kWh
Línea de baja tensión:	46,532 cts €/kWh
Centro de transformación:	1,257 cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	26,31 cts €/kWh
Costes de acometida:	69,166 cts €/kWh
Total:	334,344 cts €/kWh

Resultados de la comparación de varias tecnologías de electrificación rural.

Nombre del proyecto:	Acandi
----------------------	--------

Distribución potencial de tecnologías:						
Tecnología	Número de viviendas	Nº usuarios potenciales	Área potencial [km2]	Potencial total instalada [kw]	Energía total producida [kWh]	Inversión total [k€]
Fotovoltaica individual:	349	1745	6000	20,13	1146465	146,62
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	1506	7530	2000	0	769566	824,03

Características del área asignada a cada tecnología:												
Tecnología	Densidad de viviendas [viv./píxel]			Distancia línea de MT [Knm]			Radiación solar [kW/m2 año]			Velocidad del viento [m/s]		
	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo
Fotovoltaica individual:	160	58,17	4	100419,12	79441,39	61846,59	1889,13	1822	1694,26	2,46	2,46	2,46
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	948	753	558	98310,73	91634,77	84958,81	1714,99	1704,22	1693,46	2,46	2,46	2,46

Bibliografía

- AGUILERA, JORGE y HONTORIA, LEOCADIO: «Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos». En: *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*, volumen II, capítulo 15, pp. 15.1–15–53. CIEMAT, 2006. ISBN 84-7834-514-0.
- ALTMANN, T.; CARMEL, Y.; GUETTA, R.; ZASLAVSKY, D. y DOYTHER, Y.: «Assessment of an Energy Tower potential in Australia using a mathematical model and GIS». *Solar Energy*, 2005, **78(6)**, pp. 799–808.
- AMADOR, JULIO: *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, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid, Dirección: Dr. D. José Manuel Gómez Agost, 2000.
- ARIZA LOPEZ, F. J.; LOPEZ, R. y LOPEZ PINTO, A.: «Territorial competitiveness of the stand alone photovoltaic systems versus grid electricity supply. A method and a study based on geographical information systems». *Solar Energy*, 1997, **61(2)**, pp. 107–118.
- ARRIAZA, H: «Diagnóstico del sector energético en el área rural de Guatemala». *Informe técnico*, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary, 2005.
- BABAN, SERWAN M. J. y PARRY, TIM: «Developing and applying a GIS-assisted approach to locating wind farms in the UK». *Renewable Energy*, 2001, **24(1)**, pp. 59–71.
- BANKS, DI; MOCKE, F; JONCK, EC; LABUSCHAGNE, E y R, EBERHARD: «Electrification planning decision support tool». En: *Domestic Use of Energy Conference*, volumen I, pp. 85–92. Ciudad del Cabo (Sudáfrica), 2000.
- BARNES, DOUGLAS F.: *Electric Power for Rural Growth: How Electricity Affects Rural Life in Developing Countries*. Rural Studies. Westview Press, Colorado, 1988.
- BATZIAS, F.A.; SIDIRAS, D.K. y SPYROU, E.K.: «Evaluating livestock manures for biogas production: a GIS based method». *Renewable Energy*, 2005, **30(8)**, pp. 1161–1176.

- BERTARELLI, LARA y JACOB, ADRIEN: «Rural electrification planning tools and methodologies». En: *Local Rural electrification planning and business models*, Nairobi (Kenia), 2009.
- BOSQUE SENDRA, JOAQUÍN: *Sistemas de Información Geográfica*. Geografía y Ecología. Ediciones Rialp, S.A., Madrid, 1992. ISBN 978-84-321-3154-7.
- BYRNE, JOHN; ZHOU, AIMING; SHEN, BO y HUGHES, KRISTEN: «Evaluating the potential of small-scale renewable energy options to meet rural livelihoods needs: A GIS- and lifecycle cost-based assessment of Western China's options». *Energy Policy*, 2007, **35(8)**, pp. 4391–4401.
- CHAMBERS, T.; MUTALE, J. y JENKINS, N.: «Software tool for the Development of Small Rural Power Supplies with Renewable Resources». En: *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*, pp. 1–5, 2006.
- CONNOLLY, D.; LUND, H.; MATHIESEN, B.V. y LEAHY, M.: «A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems». *Applied Energy*, 2010, **87(4)**, pp. 1059–1082.
- CORREA, FRANCISCO: «Tasa de descuento ambiental Gamma: una aplicación para Colombia». *Lecturas de Economía*, 2008, **(69)**. Departamento de Economía, Universidad de Antioquia (Colombia).
- CUBASOLAR: «Electrificación solar a viviendas de campesinos en zonas rurales aisladas y de difícil acceso». *Informe técnico*, 2002.
- DOMÍNGUEZ BRAVO, JAVIER: *Breve Introducción a la Cartografía y a los Sistemas de Información Geográfica*. 943. CIEMAT, 2000.
- : *La integración económica y territorial de las energías renovables y los sistemas de información geográfica*. Tesis doctoral, Facultad de Geografía e Historia, Universidad Complutense de Madrid (UCM), Dirección: Dr. Dña. Mercedes Molina Ibáñez y Dr. Miguel Ángel Troitiño Vinuesa, 2002.
- DOMÍNGUEZ BRAVO, JAVIER y AMADOR, JULIO: «Geographical information systems applied in the field of renewable energy sources». *Computers & Industrial Engineering. A Cluster on Planning and Management of Energy and Infrastructure Engineering Projects*, 2007, **52(3)**, pp. 322–326.
- DOMÍNGUEZ BRAVO, JAVIER; PINEDO PASCUA, IRENE; AUGER CAMPOS, CAROLINA; CEDILLO HEÍNE, ANA y GIL GARCÍA, MARCOS: *Electrificación Rural en el Municipio de Cobán, departamento de Alta Verapaz (Guatemala) según el Modelo IntiGIS*. Informes Técnicos CIEMAT. CIEMAT, Madrid, 2009a.
- DOMÍNGUEZ BRAVO, JAVIER; RODRÍGUEZ, MARÍA y PINEDO PASCUA, IRENE: *Aplicación de los Sistemas de Información Geográfica en el Ordenamiento Territorial y la Planeación de las*

- Fuentes Renovables de Energía en el Municipio de Guamá (Cuba)*. volumen 1182 de *Informes Técnicos CIEMAT*. CIEMAT, Madrid, 2009b.
- DWOLATZKY, B. y MEYER, A.: «A software based distribution design methodology supporting rural electrification in South Africa». En: *Rural Electric Power Conference*, , 1998.
- ESMAP: «Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies». *Informe técnico Technical Paper 121/07*, Programa de Apoyo a la Gestión del Sector Energético, Washington, 2007.
- FERGUSON, ROSS; WILKINSON, WILLIAM y HILL, ROBERT: «Electricity use and economic development». *Energy Policy*, 2000, **28(13)**, pp. 923–934.
- FOLEY, GERALD: «Rural electrification in the developing world». *Energy Policy*, 1992, **20(2)**, pp. 145–152.
- FRONIUS, R. y GRATTON, M.: «Rural electrification planning software (LAPER)». *IEE Conference Publication*, 2001, **5(482)**.
- GIL, JORAM; MORATAYA, MYNOR; BORDATTO, ANNE; HERNÁNDEZ, MARIO y GIL, BUCCI: «Caracterización de la Demanda de Energía en Zonas Rurales Aisladas de Guatemala». *Informe técnico*, Universidad Rafael Landívar, 2008.
- GIVLER, T. y LILIENTHAL, P.: «Using HOMER Software, NREL's Micropower Optimization Model, to Explore the Role of Gensets in Small Solar Power Systems. Case Study: Sri Lanka». *Informe técnico*, Laboratorio Nacional de Energías Renovables, NREL, 2005.
- GOVENDER, K.M.; MEYER, A.S. y DWOLATZKY, B.: «The automatic clustering of uniformly distributed loads for the use in rural electrification planning». En: *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, volumen 1, pp. 450–455 vol.1, 2001.
- HAGLER BAILLY SERVICES: «Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el establecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado.» *Informe técnico*, Bogotá, 2001.
- HOWARTH, RICHARD .B.: «Discount rates and energy efficiency gap». En: *Encyclopedia of Energy*, volumen 1, pp. 817–822. Elsevier Inc., 2004.
- IEA: «World Energy Outlook 2002». *Informe técnico*, Agencia Internacional de la Energía, Paris (Francia), 2002.
- : «World Energy Outlook 2004». *Informe técnico*, Agencia Internacional de la Energía, Paris (Francia), 2004.
- : «World Energy Outlook 2006». *Informe técnico*, Agencia Internacional de la Energía, Paris (Francia), 2006.

- : «Energy Technology Perspectives 2006. Scenarios & Strategies to 2050». *Informe técnico*, Agencia Internacional de la Energía, París (Francia), 2007.
- : «Key World Energy Statistics 2009». *Informe técnico*, Agencia Internacional de la Energía, París (Francia), 2009a.
- : «World Energy Outlook 2009». *Informe técnico*, Agencia Internacional de la Energía, París (Francia), 2009b.
- : «Ending Energy Poverty: How to make modern energy access universal». *Informe técnico*, Agencia Internacional de la Energía, en colaboración con UNDP y UNIDO, París (Francia), 2010.
- INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR: «Universal technical standard for solar home systems». *Informe técnico*, Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.
- IQBAL, MUHAMMAD: *An introduction to solar radiation*. Academic Press, New York, 1983. ISBN 0-12-373750-8.
- ISLAS, JORGE; MANZINI, FABIO y MARTINEZ, MANUEL: «CO₂ mitigation costs for new renewable energy capacity in the Mexican electricity sector using renewable energies». *Solar Energy*, 2004, **76(4)**, pp. 499–507.
- JENNY, A.; MOSLER, H. J. y LOPEZ, J. R. D.: «Towards understanding consumption in multi-user solar energy systems: the cases of villages in Argentina and Cuba». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2004, **12(7)**, pp. 559–568.
- JENNY, ANNETTE; DÍAZ LÓPEZ, JOSÉ RAÚL y MOSLER, HANS-JOACHIM: «Household energy use patterns and social organisation for optimal energy management in a multi-user solar energy system». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2006, **14(4)**, pp. 353–362.
- KAIJUKA, ELIZABETH: «GIS and rural electricity planning in Uganda». *Journal of Cleaner Production*, 2007, **15(2)**, pp. 203–217.
- KHAN, M. J.; IQBAL, M. T. y MAHBOOB, S.: «A wind map of Bangladesh». *Renewable Energy*, 2004, **29(5)**, pp. 643–660.
- KOLHE, MOHANLAL; KOLHE, SUNITA y JOSHI, J. C.: «Economic viability of stand-alone solar photovoltaic system in comparison with diesel-powered system for India». *Energy Economics*, 2002, **24(2)**, pp. 155–165.
- LHENDUP, TSHEWANG: «Rural electrification in Bhutan and a methodology for evaluation of distributed generation system as an alternative option for rural electrification». *Energy for Sustainable Development*, 2008, **12(3)**, pp. 13–24.
- LIPPMAN, R.; LENT, T.; HAWTHORNE, W.; STONE, L. y DUNCAN, C.: «Developing renewable energy in Cuba». *Technology and Society Magazine, IEEE*, 1997, **16(2)**, pp. 26–32.

- LUCHMAYA, A.; DWOLATZKY, B. y MEYER, A.S.: «Using terrain information in an electrification planning tool». En: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, volumen 1, pp. 456–460, 2001.
- MAHMMUD, F.; WATSON, S.; WOODS, J.; HALLIDAY, J. y HOSSAIN, J.: «The Economic Potential for Renewable Energy Sources in Karnataka, India». En: *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*, pp. 191–196. Mechanical Engineering Publications Ltd., Exeter (UK), 1996.
- MAILLARD y VERNOT: «Rural electrification in the developing countries». *Informe técnico*, Comisión Europea, Bruselas, 1985.
- MARTINS, F.R.; PEREIRA, E.B. y ABREU, S.L.: «Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project». *Solar Energy*, 2007, **81(4)**, pp. 517–528.
- MARTINS, J.: «The impact of the use of energy sources on the quality of life of poor communities». *Social Indicators Research*, 2005, **72(3)**, pp. 373–402.
- MENÉNDEZ PÉREZ, EMILIO: *Energía. Factor Crítico en la Sostenibilidad. Año 2025. Crisis Social y Ambiental. Una Hipótesis Factible*, 2004. ISBN 84-9745-071-X.
- MITRA, INDRADIP: *Optimum Utilization of Renewable Energy for Electrification of Small Islands in Developing Countries*. Tesis doctoral, Universidad de Kassel, Dirección: Prof. Dr. Ing. Jürgen Schmid, 2009.
- MONTEIRO, C.; SARAIVA, J. T. y MIRANDA, V.: «Evaluation of electrification alternatives in developing countries - The SOLARGIS tool». En: *Melecon '98 - 9th Mediterranean Electro-technical Conference, Vols 1 and 2*, volumen 2 de *Ieee Conference Record*, pp. 1037–1041, 1998.
- MUNASINGHE, M.: «Rural Electrification: International Experience and Policy in Indonesia». *Bulletin of Indonesian Economic Studies*, 1988, **24(2)**, pp. 87–105.
- MUÑOZ CANO, JAVIER: *Recomendaciones sobre el uso de la corriente alterna en la electrificación rural fotovoltaica*. Tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, Dirección: Dr. D. Eduardo Lorenzo Pigueiras, 2004.
- MUSELLI, M.; NOTTON, G.; POGGI, P. y LOUCHE, A.: «A Geographical Information System for the integration of stand-alone PV systems in remote areas». En: *14th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, volumen 1, pp. 2589–2592. Barcelona, Spain, 1997.
- MUSELLI, M.; POGGI, P.; NOTTON, G. y LOUCHE, A.: «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*, 2001, **42(6)**, pp. 675–687.

- NGUYEN, KHANH Q.: «Alternatives to grid extension for rural electrification: Decentralized renewable energy technologies in Vietnam». *Energy Policy*, 2007, **35(4)**, pp. 2579–2589.
- NOUNI, M.R.; MULLICK, S.C. y KANDPAL, T.C.: «Providing electricity access to remote areas in India: An approach towards identifying potential areas for decentralized electricity supply». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008, **12(5)**, pp. 1187–1220.
- ONU: «Informe de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible». *Informe técnico*, Naciones Unidas, Nueva York, 2002.
- ONU-ENERGÍA: «The energy challenge for achieving the Millennium Development Goals». *Informe técnico*, Naciones Unidas, 2005.
- PEREZ, DAVID; LOPEZ, I. y BERDELLANS, I.: «Evaluation of energy policy in Cuba using ISED». *Natural Resources Forum*, 2005, **29(4)**, pp. 298–307.
- PINEDO PASCUA, IRENE: *Aplicación de los Sistemas de Información Geográfica a la integración de las energías renovables en la producción de electricidad en las comunidades rurales. Caso de estudio: electrificación del municipio cubano de Guamá*. Informes Técnicos CIEMAT. CIEMAT, Madrid, 2007.
- PNUD; DAES y CME: «World Energy Assessment. Energy and the challenge of sustainability.» *Informe técnico 92-1-126126-0*, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo; Departamento de las Naciones Unidas para Asuntos Económicos y Sociales; Consejo Mundial de la Energía, 2000.
- : «World Energy Assessment. Overview, 2004 update.» *Informe técnico 92-1-126126-0*, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo; Departamento de las Naciones Unidas para Asuntos Económicos y Sociales; Consejo Mundial de la Energía, 2004.
- RAMACHANDRA, T.V. y SHRUTHI, B.V.: «Wind energy potential mapping in Karnataka, India, using GIS». *Energy Conversion and Management*, 2005, **46(9-10)**, pp. 1561–1578.
- RENGIFO ESCOBAR, ROBERTO: «Energías renovables en la electrificación rural descentralizada», 2004. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín.
- RODRÍGUEZ GÁMEZ, MARÍA; MONTROYA, SOE DEL C. MÁRQUEZ; GARAY, MARILYN ALONSO; CABRALES, IDELISA BERGUES; RONQUILLO, ZOILA MILET y RÍOS, EDILBERTO REY: «Integralidad de las fuentes renovables de energía para la electrificación rural». En: *XXVII Semana Nacional de la Energía Solar*, , 2003.
- SAN SEGUNDO HERNÁNDEZ, ANTONIO: *Análisis de la financiación internacional para la cooperación en el ámbito de la energía y de los instrumentos financieros aplicados al suministro de electricidad en zonas en desarrollo*. Tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid, Dirección: Dr. D. Carlos Rodríguez Monroy, 2005.

- SHEKHAR, S. y XIONG, H. (Eds.): *Encyclopedia of GIS*. Springer, New York, 2008. ISBN 978-0-387-35973-1.
- SHIOTA, AKIO: «Recommended Guidelines for the use of renewable energy in rural electrification». *Informe técnico*, Japan International Cooperation Agency (JICA), 2002.
- SOLARGIS TEAM: «Solargis Handbook. Guidelines for the elaboration of regional integration plans for decentralized electricity production with renewable energies». *Informe técnico Final report*, European Commission., 1996.
- SOLER, R.; THOMAS, F.; DHAIBY, N.-E. y BAKRI, M.: «Optimizing the place of PV systems in rural electrification planning in Morocco». En: *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, volumen 3, pp. 2574–2577, 2003.
- THIRAUT, D.; BÉSANGER, Y.; HADJSAID, N.; ALMEIDA, A. y HUARD, G.: «Cost estimation of different electric systems for rural areas in developing countries». En: *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2002*, volumen 1, pp. 23–28, 2002.
- TURRINI, ENRICO: *El camino del Sol: un desafío para la humanidad en el tercer milenio. Una esperanza para los países del sur*. Cubasolar, La Habana, 2ª edición, 2006. ISBN 959- 7113-171.
- VALLVÉ, XAVIER: «Electrificación rural fotovoltaica: aplicaciones y diseño». En: *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*, volumen II de *Serie Ponencias*, pp. 16.1–16.52. CIEMAT, Madrid, 2006.
- VAN CAMPEN, B.; GUIDI, D. y BEST, G.: «Energía solar fotovoltaica para la agricultura y desarrollo rural sostenibles». *Informe técnico*, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, FAO, Roma, 2000.
- VANDENBERGH, M.: *Energie Solaire et production d'électricité: Un outil d'analyse technologique, économique et géographique du potentiel des filières photovoltaïques et thermiques*. Sciences, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1997.
- VANDENBERGH, M.; NEIRAC, F. P. y TURKI, H.: «A GIS approach for the siting of solar thermal power plants application to Tunisia». *Journal De Physique Iv*, 1999, **9(P3)**, pp. 223–228.
- VOIVONTAS, D.; ASSIMACOPOULOS, D. y KOUKIOS, E. G.: «Assessment of biomass potential for power production: a GIS based method». *Biomass and Bioenergy*, 2001, **20(2)**, pp. 101–112.
- WRIGHT, RAYMOND M.: «Wind energy development in the Caribbean». *Renewable Energy*, 2001, **24(3-4)**, pp. 439–444.
- ZERRIFFI, HISHAM y WILSON, ELIZABETH: «Leapfrogging over development? Promoting rural renewables for climate change mitigation». *Energy Policy*, 2010, **38(4)**, pp. 1689–1700.

ZOMERS, ADRIAAN N.: *Rural electrification*. Tesis doctoral, Universidad de Twente, Países Bajos, 2001.

