

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE GEOGRAFÍA E HISTORIA

MASTER EN TECNOLOGÍAS DE
INFORMACIÓN GEOGRÁFICA



SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA Y ELECTRIFICACIÓN RURAL. ANALISIS, DESARROLLO Y ESTUDIO DE CASO CON INTIGIS.



Tutores.

Francisco Javier Domínguez Bravo (CIEMAT).

Juan Carlos García Palomares (UCM).

Romero Otero, Luciano

Trabajo de Fin de Máster

Noviembre del 2016

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	2
RESUMEN	3
ABSTRACT.....	4
1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 PRESENTACIÓN	5
1.2 ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA.....	7
1.3 ESTRUCTURA Y OBJETIVOS.	9
2. INTIGIS.....	11
2.1 LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA.	11
2.2 INTRODUCCIÓN A INTIGIS	13
2.3 INTERFAZ Y UTILIZACIÓN DE INTIGIS	14
2.4 ACTUALIZACIÓN DE INTIGIS 1 A INTIGIS 2. DEPURACIÓN DEL NUEVO SOFTWARE.....	18
3. CASO DE ESTUDIO: COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE INTIGIS ENTRE 2010 Y 2016 EN EL MUNICIPIO DE GUAMA (CUBA).....	24
3.1 SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN CUBA.....	24
3.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO. GUAMA (CUBA).....	28
3.3 VALIDACIÓN CON MATHCAD.....	31
3.4 DEPURACIÓN DE LOS DATOS ANTIGUOS, CORRECCIÓN DE ERRORES Y CREACIÓN DE LOS NUEVOS DATOS DE ESTUDIO.....	33
3. 5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PRIMER CASO DE ESTUDIO Y DEL SEGUNDO CASO DE ESTUDIO CON LOS NUEVOS DATOS.....	40
4. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE ACTUACIÓN.....	46
4.1 INCLUSIÓN EN EL ANÁLISIS DE UN MODELO DIGITAL DEL TERRENO	47
4.2 MAPA DE CARRETERAS Y CAMINOS PARA MEJORAR LA CARACTERIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DIÉSEL.	48
4.3 INCORPORAR LA TECNOLOGÍA HÍBRIDA FOTOVOLTAICA-DIÉSEL AL ANÁLISIS.....	48
4.4 DESARROLLAR UNA VERSIÓN ADAPTADA A UN SOFTWARE SIG LIBRE.	49
5. BIBLIOGRAFÍA	50
6. RECURSOS INFORMÁTICOS	51
ANEXO I: CARTOGRAFÍA UTILIZADA EN EL PRIMER CASO DE ESTUDIO.....	I
ANEXO II: PARÁMETROS TÉCNICOS DEL PRIMER CASO DE ESTUDIO.	VII
ANEXO III: RESULTADOS DEL PRIMER CASO DE ESTUDIO.....	XV
ANEXO IV: CARTOGRAFIA UTILIZADA EN EL SEGUNDO CASO DE ESTUDIO.....	XXIII
ANEXO V: PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SEGUNDO ANÁLISIS.	XXIX
ANEXO VI: RESULTADOS DEL SEGUNDO CASO DE ESTUDIO.....	XXXVII

AGRADECIMIENTOS.

Quisiera dar las gracias a todo el equipo del CIEMAT que tanto me ha ayudado durante estos meses: Ana Martín, Luis Arribas y Vicente Roque. Especialmente agradecer por su ayuda y apoyo a los compañeros que han compartido esta etapa conmigo, a Dorian Francisco Gómez, losu Duo, Jorge Rodríguez y a Patricia Montecino.

También quisiera agradecer, por los conocimientos que me han aportado durante el Máster, a todos los profesores del mismo y especialmente a mis tutores durante el Trabajo de Fin de Master: Don Francisco Javier Domínguez Bravo por parte del CIEMAT, y a Don Juan Carlos García Palomares por la Universidad Complutense de Madrid.

RESUMEN.

El presente trabajo está enfocado a la mejora y aplicación de la metodología desarrollada por el CIEMAT, IntiGIS. El proyecto IntiGIS permite calcular, utilizando herramientas de los Sistemas de Información Geográfica, la viabilidad de distintas tecnologías de electrificación para su posterior implantación en áreas rurales sin electrificar. Esta metodología, sucesora del proyecto europeo SOLARGIS, se ha plasmado en un software de libre acceso que hace accesible su uso para a todo el que pudiera estar interesado en aplicarla.

Vivimos en un mundo cada vez más desigual, a pesar de que la voluntad de la sociedad para combatir la desigualdad es cada vez mayor, y en donde el acceso a la electricidad es un factor de importancia capital en la lucha contra esa desigualdad. Además, las actuaciones llevadas a cabo para mejorar las condiciones de vida de las comunidades rurales deben ser sostenibles. Por este motivo IntiGIS permite analizar tecnologías renovables y convencionales, ya que a pesar de la alta inversión inicial, la rentabilidad de los sistemas renovables suele ser mayor a largo plazo.

Por un lado, parte del trabajo desarrollado durante este proyecto se ha centrado en la actualización del software de IntiGIS, el cual originalmente se desarrolló para operar con computadoras con una arquitectura de 32 bits, en vías de desaparecer a favor de la arquitectura de 64 bits, y con ArcGIS 9, versión ya obsoleta. Por estos motivos, y en aras de una mayor operatividad en el contexto actual, se procedió a actualizar la primera versión de IntiGIS. Esta actualización, aún en fase de pruebas, permitirá operar IntiGIS con ArcGIS 10 y utilizar computadoras con una arquitectura de 64 bits, así mismo, y en vistas a promover la mayor difusión posible del software, se ha traducido enteramente al inglés, por último se ha añadido una nueva tecnología de electrificación, el sistema híbrido fotovoltaico-diésel.

Por otro lado, este trabajo se ha centrado en la aplicación de IntiGIS. Debido a que la nueva versión sigue en fase de desarrollo, se ha empleado la original para realizar los distintos análisis. La metodología se ha aplicado en el municipio de Guamá (Cuba). El estudio retoma los resultados de proyectos anteriores, y analiza nueva información. Se ha elaborado también nueva cartografía del caso de estudio para su posterior comprobación, así como se ha aplicado una nueva herramienta de validación, desarrollada sobre MathCAD. Además, se ha creado un geoportal en la plataforma ArcGIS Online para una mejor difusión de los resultados de IntiGIS.

ABSTRACT.

This project is focused to improvement and application of IntiGIS, this is a methodology developed by CIEMAT. The IntiGIS project, using GIS tools, allows to calculate the viability of some electrification technologies for its further application in rural areas without electrification. This methodology, successor of the European project SOLARGIS, has been applied in a free software accessible for everyone interested in the subject.

We live in an increasingly unequal world, even though the will of society to combat inequality is increasing, and where access to electricity is a key factor in the fight against inequality. In addition, actions to improve the living conditions of rural communities must be sustainable. For this reason, IntiGIS allows to analyze renewable and conventional technologies. In spite of the high initial investment, the profitability of the renewable systems is usually greater in the long term.

On the one hand, part of the work developed during this project has focused on updating IntiGIS software, which was originally developed to operate with computers with a 32-bit architecture, in the process of disappearing in favor of 64-bit architecture. And with ArcGIS 9, version already obsolete. For these reasons, and in the interest of greater operability in the current context, the first version of IntiGIS was updated. This upgrade, which is still in the test phase, will allow to operate IntiGIS with ArcGIS 10 and use computers with a 64-bit architecture, and in order to promote the widest possible dissemination of the software, has been translated entirely into English, finally Has added a new electrification technology, the hybrid photovoltaic-diesel system.

On the other hand, this work has focused on the application of IntiGIS. Because the new version is still under development, the original has been used to perform the analyzes. The methodology has been applied in the municipality of Guamá (Cuba). The study takes back the results of previous projects, and analyzes new information. New mapping of the case study has also been developed for subsequent verification, as well as a new validation tool developed on MathCAD. In addition, a geoportal has been created in the platform ArcGIS Online for a better diffusion of the results of IntiGIS.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 PRESENTACIÓN

El presente estudio corresponde al Trabajo de Fin de Master (TFM) del Master Universitario de Tecnologías de Información Geográfica de la Universidad Complutense de Madrid. Este proyecto se ha hecho conjuntamente con las prácticas realizadas en el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), y recoge el trabajo de investigación realizado durante dichas prácticas.

La agenda 2030 para el desarrollo sostenible, adoptada por los líderes mundiales de la ONU en septiembre del año 2015 en Nueva York, establece como primer objetivo proteger a las personas, de la forma: “*Estamos decididos a poner fin a la pobreza y el hambre en todas sus formas y dimensiones, y a velar por que todos los seres humanos puedan realizar su potencial con dignidad e igualdad y en un medio ambiente saludable*” [1], para lograr dicho objetivo, en el mismo documento se admite que es necesario un “*acceso universal a un suministro de energía asequible, fiable y sostenible*”. Esta afirmación establece la importancia del acceso universal a la energía como requisito para acabar con la desigualdad que actualmente existe en el planeta.

Según el Off-Grid Solar Market Report del 2016, elaborado por World Bank Group, aproximadamente el 15% de la población mundial (1.200 millones de personas) [2] siguen sin acceso a la electricidad. Además la publicación Global Tracking Framework 2015 fruto de la iniciativa Sustainable Energy for All [3], sostiene que en el periodo comprendido entre los años 2010 y 2012 descendió la población sin acceso a la electricidad en 100 millones de personas.

Este descenso en el número de personas sin acceso a la electricidad no ha sido proporcional en todo el planeta, sino que ha sido la India el país que más a ha avanzado en este aspecto, mientras que la electrificación en África sigue siendo demasiado lenta. Además, la mayoría de la población que ha logrado acceso a la electricidad en este periodo de tiempo vive en ámbitos urbanos [3].

Así mismo, es importante mencionar que en los países en vías de desarrollo, un porcentaje importante de la población vive en el ámbito rural, especialmente si se compara con las cifras de los países desarrollados donde el acceso a la electricidad es universal.

Es en este escenario en el que la electrificación rural cobra importancia como forma de llevar la electricidad a la población mundial de una forma homogénea, requisito indispensable para reducir la desigualdad existente hoy en día en el mundo, debido al impacto que tiene la electricidad en las condiciones de vida de las personas. La disparidad existente entre las zonas urbanas y las rurales es a causa del aislamiento que frecuentemente sufren las comunidades rurales, especialmente en países en vías de desarrollo, donde las infraestructuras de comunicación suelen ser muy deficientes.

Además del aislamiento de estas comunidades, también se suelen caracterizar por un patrón de poblamiento disperso, lo que complica y encarece aún más el acceso a un sistema de electrificación centralizado. Por este motivo el acceso a la energía mediante fuentes renovables se convierte en una opción a tener en cuenta para la electrificación de las zonas rurales.



Imagen 1.1: Centro formativo integral para comunidades indígenas en la Comunidad de las Conchas (Guatemala), electrificado por la ONG Energía Sin Fronteras¹.

También es importante definir qué se entiende por electrificación rural, pues no debe confundirse con electrificación agrícola. El concepto de electrificación rural es integrador, abarca tanto las actividades domésticas como las actividades agrarias y no agrarias. Estas últimas (las actividades no agrarias) van tomando importancia a medida que la economía de la zona se desarrolla, por lo que sería un error dejarlas al margen aunque su representación en un principio, fuera escasa.

Por este motivo se ha planteado la necesidad de desarrollar herramientas que permitan el análisis de distintas tecnologías existentes para establecer cuál de ellas es la más viable desde un punto de vista económico y técnico. Debido a la influencia que tiene el territorio sobre las comunidades rurales en materia de accesibilidad, patrones de poblamiento, etc., se hace evidente la potencialidad de los Sistemas de Información Geográfica (SIG) como herramienta que permita realizar dicho análisis.

Un Sistema de Información Geográfica es definido por la *National Center for Geographical Information and Analysis* (NCGIA) como: “*Un sistema de hardware, software y procedimientos diseñados para facilitar la obtención, gestión, manipulación, análisis, modelado y salida de datos espacialmente referenciados, para resolver problemas complejos de planificación y gestión*” (1990)².

Uno de los proyectos pioneros en este aspecto fue SOLARGIS (descrito en el apartado 1.2), el cual llevó, finalmente, al desarrollo del programa IntiGIS por parte del CIEMAT. IntiGIS es una herramienta cuyo soporte es ArcGIS, diseñada para asesorar que tecnología de electrificación es más apropiada para cada asentamiento rural sin acceso a la electricidad en el área a analizar.

¹ Fuente: <http://pinlite.eu/es/crowdfunding/22-energia.html>

² Para más información sobre los SIG, consulte la sección 2.1.

La electrificación rural está caracterizada por:

- Densidad de carga baja: Debido a la dispersión poblacional que caracteriza a las áreas rurales, el número de conexiones por kilómetro es bajo. Así mismo las demandas energéticas de la población rural suelen ser menores que las demandas generadas en el ámbito urbano, ya que las rentas en el medio rural acostumbran a ser más bajas que las del medio urbano.
- Altos costes de conexión y por kWh: Debido a la dispersión y aislamiento anteriormente mencionados, los costes de instalación, mantenimiento y operación suelen ser notablemente elevados [6].

Por estos motivos la electrificación rural no parece ser una opción económicamente rentable que pueda atraer a las empresas del sector, por ello, y como requisito fundamental para lograr el primer objetivo marcado por la ONU, recae en las empresas dependientes de las distintas administraciones públicas, y en menor medida en las Organizaciones No Gubernamentales (ONG's), subvenciones, etc., la financiación de estos proyectos.

Esta situación hace que, previsiblemente, los presupuestos para llevar a cabo las actuaciones de electrificación del medio rural, sean limitados. Por ello, los Sistemas de Información Geográfica aparecen como una opción para facilitar la toma de decisiones más económicas, temporal y monetariamente, que los estudios a pie de campo.

1.2 ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA.

Debido a la versatilidad que caracteriza a los SIG, estos pueden ser de gran utilidad en la toma de decisiones en un número casi ilimitado de aplicaciones, ya que, casi cualquier proyecto que se pueda llevar a cabo tiene algún factor que depende de las características del territorio donde se pretende realizar.

Por este motivo, las herramientas SIG han sido frecuentemente utilizadas en distintos trabajos aplicados a electrificación rural. En la tabla 1.1, creada por Irene Pinedo en su tesis doctoral (2007) [4], se pueden ver varios ejemplos de estos trabajos:

Trabajo	Área geográfica	Tecnologías consideradas	Criterio de selección	Demanda	Datos de partida	Plataforma
Ariza Lopez, F. J. et al.(1997)[19]	Córdoba	Sistemas fotovoltaicos autónomos y extensión de la red	LEC	Considera 6 valores de demanda diferentes. No parte de localización de viviendas real.	Red eléctrica Radiación	
Byre, J et al. (2007)[20]	Oeste de China	Fotovoltaica Eólica 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, M. et al. (1997)[21]	Córcega	Fotovoltaica ind. Híbrido FV-diesel Diesel Extensión de red	LEC	4 tipos de perfiles diarios de consumo Valor teórico	Red eléctrica Mapa topográfico Viviendas Radiación solar	
Kajjuka, E. (2007) [22]	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, R. y Gratton, M. (2001) [23]	Madagascar, Marruecos, Vietnam, Egipto.	Extensión de red comparada con varias opciones de generación distribuida	Minimiza costes de inversión y mantenimiento.		Localización de comunidades Contexto geográfico	
Luchmaya, A., et al. (2001)[24]	Sudáfrica	Extensión de la red eléctrica				Geomedia y VC++

Tabla 1.1: Aplicación de los SIG a la generación distribuida para la electrificación rural.

Es desde este punto de vista, que admite la utilidad de los SIG por su versatilidad, que en los años 90 del pasado siglo XX surge el proyecto SOLARGIS dentro del programa *Joule II*, financiado por la *Dirección General XII Europea para la Ciencia, la Investigación y el Desarrollo* y contando con la participación de numerosos organismos y centros de distintos países, como son el CIEMAT (España), el *Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadoras* (INESC, Portugal) o el Rutherford Appleton Laboratory (RAL, Reino Unido) entre otros. El proyecto SOLARGIS pretendía fomentar la utilización de las herramientas SIG en proyectos de electrificación rural mediante sistemas de electrificación descentralizados y renovables.

El programa original calculaba el kW/h de las distintas tecnologías contempladas en el proyecto para dar como resultado el LEC de cada tecnología en los distintos emplazamientos analizados, conociendo así, que tecnología es más competitiva para cada lugar. Según el documento elaborado por Solargis-Team (1996) [5], para el cálculo del LEC se utilizaban cuatro capas de información: Densidad de población rural, radiación global media, velocidad media anual del viento y la distancia a la red de Media Tensión.

Posteriormente en 1997, se estableció una colaboración entre el CIEMAT y la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) para el 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*”, siendo su objetivo determinar el grado de certidumbre de los resultados del proyecto SOLARGIS e incorporar las modificaciones que fueran necesarias [6].

Gracias a la metodología propuesta por SOLARGIS nació el proyecto IntiGIS, el cual según Carolina Auger Campos, Ana Cedillo Heine y Marcos Gil García (2008) [7], es un software que “*permitirá evaluar simultáneamente los datos de radiación solar, viento, demanda y población que caracterizan la zona en estudio. Los resultados obtenidos nos permitirán comparar diferentes tecnologías y concluir cuál es la más idónea para los diferentes casos a analizar*”. Como novedad, el proyecto IntiGIS, incluyó la posibilidad de realizar un análisis de sensibilidad.

Además de los proyectos que se realizaron a nivel europeo en el marco de SOLARGIS, es importante mencionar y tener en cuenta los distintos proyectos llevados a cabo para desarrollar IntiGIS. Como ya se mencionó anteriormente, la tesis doctoral de Julio Amador Guerra “*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 energía*” [6] puso los cimientos teóricos y técnicos al proyecto IntiGIS revisando los cálculos ya existentes de la metodología SOLARGIS, además de añadir aspectos nuevos como el análisis de sensibilidad entre otros. Pero fue Irene Pinedo la que hizo realidad el nacimiento de IntiGIS en su tesis doctoral [4]. Posteriormente se han realizado numerosos casos de estudio, que al igual que el presente trabajo, se han basado en la metodología IntiGIS. El primer caso de estudio fue realizado por Irene Pinedo, en la misma tesis doctoral en la que desarrollo IntiGIS, para el municipio de Guamá (Cuba), además Carolina Auger Campos, Ana Cedillo Heine y Marcos Gil García (2008) realizaron un caso de estudio con la metodología de IntiGIS para el municipio de Cobán, en Guatemala [7]. También cabe mencionar el caso de estudio de María Rodríguez (2012) también en Guamá, que además de aplicar la metodología, propuso incorporar la información obtenida en el análisis en un geoportal

para facilitar el libre acceso a dicha información [8]. Así mismo, Alba Page Arias, en su trabajo de fin de máster del año 2015, realizó un caso de estudio para un país entero, en este caso Ghana, además de comenzar el trabajo para la actualización de IntiGIS 1 a IntiGIS 2 [9]. También cabe mencionar los trabajos de fin de máster de Sara Espinoza (2013), en el que también se utilizó la metodología IntiGIS para el análisis de la región Cuautla en México [10], el de Rommel Alejandro Martínez Sarmiento (2012) en la provincia de Carchi, en Ecuador [11], Adriaen Camacho Palomino (2015) en Voggo (Ghana) [12] y el de Sonia Catalina Roa (2013), que aunque no se utilizó el software IntiGIS, aplicó el uso de los SIG a la generación de electricidad mediante fuentes renovables [13].

En el presente trabajo, y siguiendo la línea del proyecto de Alba Page (2015), se continua el trabajo de actualización de IntiGIS. También se persigue la creación de un geoportal, similar al realizado por María Rodríguez (2012), pero en este caso publicado en la plataforma ArcGIS Online de manera que sea accesible para cualquier persona que posea la dirección al mismo. Para realizar dicho geoportal, y siguiendo el ejemplo de los numerosos casos de estudio mencionados anteriormente, se va a proceder a realizar un nuevo caso de estudio en el municipio cubano de Guamá. La principal novedad de este nuevo caso de estudio con respecto a los ya realizados anteriormente en esta área de estudio, será la información utilizada para realizar el análisis, la cual estará actualizada³.

1.3 ESTRUCTURA Y OBJETIVOS.

El presente trabajo se ha estructurado en dos partes principales, la primera parte corresponde al desarrollo y depuración de IntiGIS 2. La segunda parte del proyecto se centra en el análisis del municipio de Guamá con IntiGIS utilizando los datos y la cartografía ya existente de trabajos anteriores, y posteriormente realizar un nuevo análisis con datos y cartografía actualizada, por lo que en esta parte del proyecto cobrará una especial importancia la recogida y el tratamiento de la información.

IntiGIS calcula el Coste de Electrificación Equivalente (LEC en sus siglas en inglés) para cada una de las tecnologías que incluye el programa, y posteriormente compara los resultados obtenidos, para así, saber que tecnología es más competitiva en cada asentamiento sin electrificar del área de estudio.

Una de las líneas de actuación que aborda este documento es la actualización de IntiGIS, ya que está en la fase de desarrollo su segunda versión (IntiGIS v2.0). Esta segunda versión tiene como objetivo lograr ciertas mejoras frente a su predecesora:

1. Compatibilidad con la versión de ArcGIS 10.x, ya que la versión primera de IntiGIS era compatible con ArcGIS 9.x, versión ya obsoleta.
2. Migración de una arquitectura de 32 bits a otra de 64 bits. Esto es debido a que la mayoría de procesadores actuales poseen una arquitectura de 64 bits.
3. Traducción al inglés del programa. IntiGIS v1.0 estaba íntegramente en español, por lo que si quiere una máxima difusión internacional es necesario traducirlo completamente al inglés.
4. Inclusión de sistemas híbridos fotovoltaico – diésel en el proceso de análisis del LEC de cada tecnología.
5. Nuevo procedimiento para la introducción de la demanda energética.

³ En el apartado x.x de Depuración de los Datos del 2010, corrección de errores y creación de los nuevos datos de estudio se aporta más información a este respecto.

En cuanto a esta fase del proyecto se cuenta con la colaboración de la *Universidad Kwame Nkrumah de Ciencia y Tecnología de Ghana* (KNUST) para los aspectos más técnicos del desarrollo del software. En el CIEMAT se comprueba el correcto funcionamiento de la nueva versión, reportando a los técnicos informáticos del KNUST cualquier error que se detecte para su depuración. Junto al CIEMAT, también colabora el *Ecogas Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency* (ECREEE)⁴, organización dependiente de la Comunidad Económica de Estados de África Occidental (ECOWAS). La comunicación entre el CIEMAT, el ECREEE y el KNUST se producen principalmente mediante *Skype* y una red social de ámbito profesional⁵.

La otra línea de actuación pretende comparar la nueva versión de IntiGIS con la antigua. Esto se realizará utilizando los resultados obtenidos para el municipio de Guamá (Cuba) en el año 2010 y comparando los resultados aportados por los dos softwares. De esta manera se podrá comprobar el correcto funcionamiento de IntiGIS 2.

Para lograr esto, primero se han tenido que solucionar los errores de desarrollo del software (esta sería la primera fase del proyecto), posteriormente se han obtenido los datos actualizados necesarios para ejecutar el modelo. Esto ha sido posible gracias a la colaboración con las Organizaciones No Gubernamentales CUBASOLAR y SoDePaz, además de varios expertos que han ayudado en la obtención de los nuevos datos.

Con estos nuevos datos se pretende hacer un análisis comparativo con los datos originales con el fin de validar el modelo IntiGIS.

⁴ Con sede en Cabo Verde.

⁵ www.slack.com

2. INTIGIS

2.1 LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA.

En el apartado 1.1 se definió de forma genérica que se entendía por Sistema de Información Geográfica, pero además de la definición, un SIG se caracteriza por otros aspectos. Como ya se dijo, un SIG permite analizar el territorio, y para ello cuenta con varias herramientas, las cuales se pueden agrupar en distintas funciones.

- a) Funciones de captura: La función de captura abarca los distintos procedimientos que permiten la introducción de información en el SIG. Esta información puede ser de diversa naturaleza: mapas impresos y posteriormente digitalizados, coordenadas, datos GPS, datos digitalizados, etc.
- b) Funciones de almacenamiento de datos: Esta información que se ha introducido mediante las funciones de captura de datos, puede ser almacenada en dos formatos distintos:
 - Formato vectorial: El formato vectorial permite realizar una representación discreta de la realidad, es decir, permite representar las formas de un determinado fenómeno geográfico mediante puntos, líneas y polígonos. Posteriormente, a estos puntos, líneas o polígonos se le asigna la información correspondiente a cada uno de ellos, resultando una tabla de atributos que recoge toda la información de cada entidad representada.

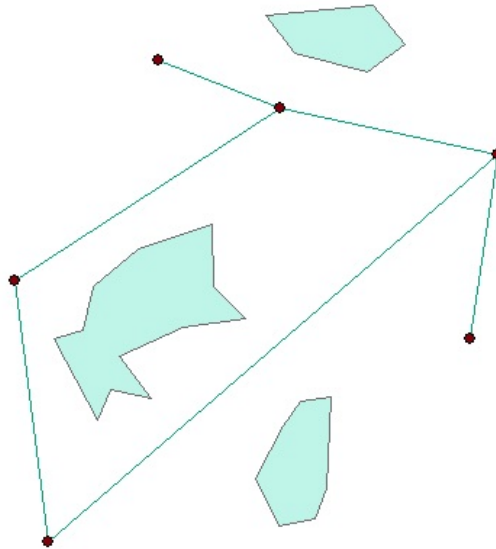


Imagen 2.1: Ejemplo de representación en formato vectorial. Elaboración propia.

- Formato raster: Este formato modeliza la realidad mediante una malla de celdas cuadradas o píxeles. A cada píxel se le da un valor numérico que representa la intensidad del fenómeno a representar en dicho píxel. El formato raster es especialmente útil cuando se pretende representar en el plano variables continuas como la temperatura.

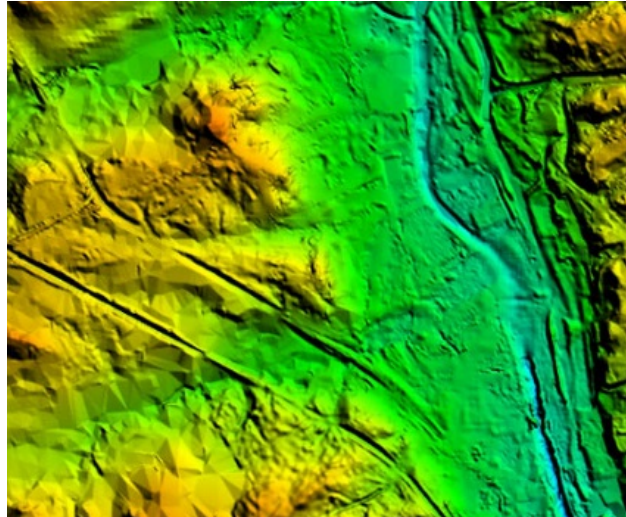


Imagen 2.2: Ejemplo de representación en formato ráster, modelo digital del terreno.
Fuente: www.ign.es

- c) Funciones de consulta: Estas herramientas permiten consultar la información almacenada en el SIG. Se puede realizar de dos formas distintas, por un lado escogiendo una localización geográfica de la que queremos saber la información almacenada para ese punto. Y por otro lado, escogiendo un atributo del que queremos saber en qué lugares se da ese atributo.
- d) Funciones de análisis: Estas funciones permiten trabajar con la información almacenada en el SIG y sacar nuevas capas de salida con nueva información que permita dar respuesta a un problema o cuestión planteada. De una forma genérica las funciones de análisis se pueden dividir en funciones de superposición, de red y de proximidad.
- e) Funciones de representación: Permiten obtener un resultado final más visual y de fácil interpretación de la cartografía generada con los SIG. Los mapas se pueden integrar con informes, gráficas, realzarlos en tres dimensiones, colorearlos con una gama de colores que facilite su interpretación, etc.
- f) Funciones de salida: Estas funciones sirven para publicar el trabajo realizado o para exportar los ficheros a formatos que permitan una mayor difusión del mismo. Varios ejemplos de formatos de salida de los datos SIG serían los mapas impresos en papel, documentos *.xml*, imágenes *.jpg* o su publicación en algún soporte online como puede ser ArcGIS OnLine.

Una de las principales ventajas de los SIG es su vocación integradora de distintas tecnologías de captación y análisis de información, ya que permite trabajar con datos procedentes de teledetección, fotogrametría, bases de datos, diseño asistido por ordenador, entre otros. Es esta versatilidad la que permite que estas herramientas se puedan usar en numerosos campos de aplicación.

2.2 INTRODUCCIÓN A INTIGIS

IntiGIS es un software libre desarrollado íntegramente por el CIEMAT, que ha contado con la colaboración del ECREEE y del KNUST en el desarrollo de la segunda versión de IntiGIS, que como ya se dijo en el apartado de objetivos, es uno de los propósitos del presente proyecto.

Según el manual de usuario de la herramienta (2011) [14], IntiGIS es “*una aplicación de SIG de libre distribución desarrollado sobre ArcGIS para dar respuesta a problemas de electrificación rural y generación descentralizada de electricidad con energías renovables y dirigido, fundamentalmente, a países en vías de desarrollo*”. Su principal objetivo es el cálculo del LEC para fuentes de energía convencionales y renovables, comparar los distintos LEC y devolver un mapa con la tecnología con el LEC más reducido para cada caso estudiado. Adicionalmente, permite realizar un estudio de sensibilidad de los resultados aportados por el programa.

Por ello, los tres grandes propósitos del programa, según el manual de autoayuda es calcular la demanda energética, evaluar las tecnologías seleccionadas y comparar los resultados de la evaluación para seleccionar la tecnología más competitiva [14]. Las tecnologías admitidas por IntiGIS son seis en su primera versión:

- Sistema fotovoltaico individual.
- Sistema eólico individual.
- Grupo diésel individual.
- Grupo diésel central.
- Sistema híbrido eólico-diésel central.
- Conexión a la red eléctrica ya existente.

Los sistemas generadores de energía centrales son los diseñados para cubrir las necesidades eléctricas de un conjunto de edificios mediante una red de baja tensión que distribuye la energía generada por dichos sistemas entre las distintas edificaciones. Los sistemas individuales o domésticos, como su propio nombre indica, son los diseñados para satisfacer las necesidades de un único edificio.

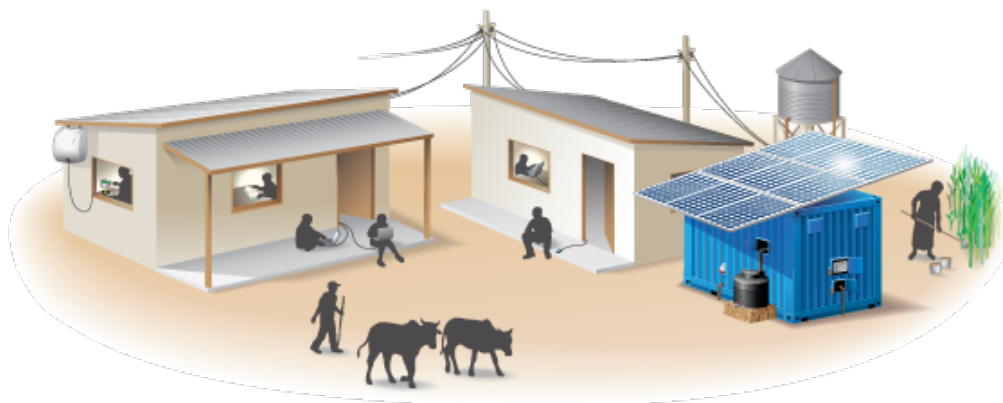


Imagen 2.3: Representación gráfica de un sistema de electrificación central, en este caso, un sistema fotovoltaico. Fuente: <http://www.wattnier.com/>

Como ya se mencionó anteriormente, para la segunda versión de IntiGIS se pretende incorporar al análisis los sistemas híbridos fotovoltaico-diésel centrales.

En el cálculo del LEC la moneda utilizada por IntiGIS es el euro, la unidad de volumen el litro (para contemplar gastos en combustible) y la unidad de tiempo el segundo (se hace la equivalencia 1 hora = 3600 segundos). Para el cálculo del LEC, se calculan los distintos LEC para cada tecnología contemplada, para ello se suman los costes, que dependerán de la tecnología⁶.

LEC_{gr} LEC del sistema de conexión a red

$$LEC_{gr} := C_{HV} + C_{CT} + C_{LVg} + C_{CNg} + C_{kWh}$$

Imagen 2.4: Fórmula para el cálculo del LEC del sistema de conexión a red⁷

También cabe mencionar que el programa trabaja con una longitud máxima de la línea de baja tensión para la conexión con la red eléctrica ya existente de 800 metros, es decir, todos los casos de estudio que estén situados a menos de 800 metros de la línea de media tensión ya existente se les va a asignar automáticamente como opción más rentable la conexión a la red.

El análisis de sensibilidad que permite realizar el programa se puede dividir en 3 partes, la primera parte permite conocer cómo afectan los parámetros en el cálculo del LEC en cada asentamiento estudiado, y cómo influyen en el LEC dichos parámetros si se varían en un rango determinado. La segunda fase del estudio de sensibilidad, es el estudio de sensibilidad espacial, este estudio permite conocer como le afecta a una tecnología la variación de un parámetro teniendo en cuenta las particularidades territoriales de cada asentamiento estudiado. Este análisis de sensibilidad permite, por un lado, comprobar que las predicciones se ajustan a lo esperado y son correspondientes con los datos observados, es decir, validar el modelo, y por otro lado, conocer que parámetros tienen más efecto sobre los resultados [15].

2.3 INTERFAZ Y UTILIZACIÓN DE INTIGIS

La interfaz de IntiGIS es bastante intuitiva y sigue un patrón de visualización de las herramientas y los mapas parecido al de ArcGIS, con una pantalla principal donde se puede ver la cartografía generada y otra auxiliar en el margen izquierdo de la pantalla donde se visualizan las capas y su simbología. En la parte superior están los menús y los botones de acción.

⁶ Por ejemplo, la tecnología diésel contempla gastos en combustible, gasto no contemplado en la fotovoltaica individual.

⁷ Los gastos contemplados en este caso son: C_{HV}= Gastos de la línea de media tensión. C_{CT}= Gastos del centro de transformación. C_{LV}= Gastos de la línea de baja tensión. C_{CN}= Gastos derivados de la conexión a la red.

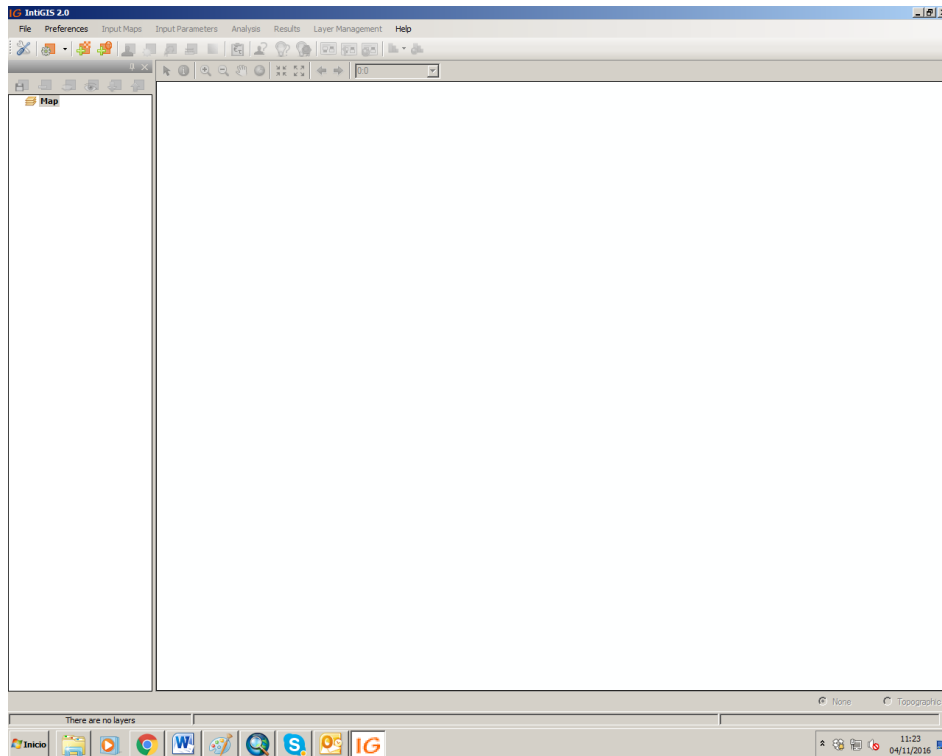


Imagen 2.5: Interfaz general de IntiGIS. Se puede observar su similitud con la interfaz de ArcGIS. Fuente: IntiGIS

El primer paso a la hora de usar IntiGIS es rellenar la ventana de “preferencias”, que se divide en tres apartados, proyecto, tecnologías y demanda.

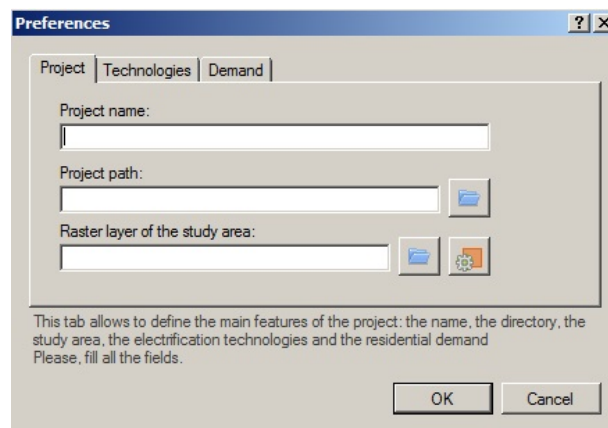


Imagen 2.6: Cuadro de preferencias. Fuente: IntiGIS

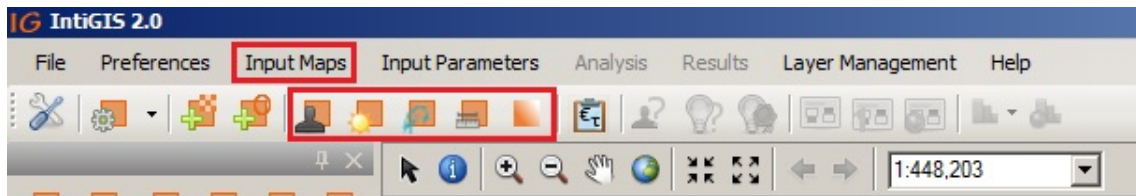
En la pestaña de proyecto se ha de definir el nombre del proyecto, la carpeta en la que se quiere que se guarden los archivos generados y el raster del área de estudio. También existe la opción de convertir un shapefile⁸ del área de estudio en un raster. En la pestaña de tecnologías se pide que el usuario indique que tecnologías⁹ se van a tener en cuenta en el proyecto. Por último, en el apartado de la demanda, se tiene que introducir la demanda residencial de energía, expresada como Wh/día. También existe la posibilidad

⁸ Archivo en formato vectorial. Más información en la página *

⁹ Las tecnologías a elegir son las indicadas en la página *

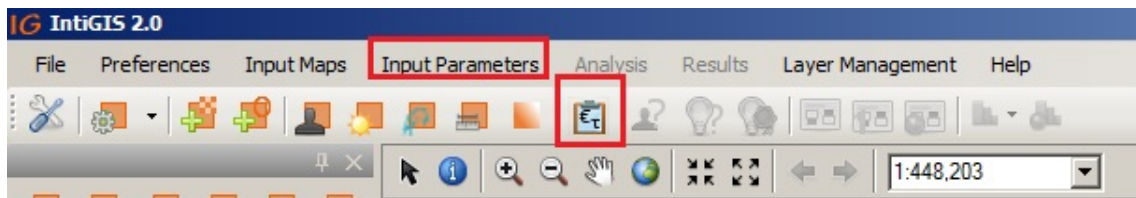
de calcular la demanda mediante una opción que permite establecer los electrodomésticos básicos que debería disponer cada casa como mínimo.

El siguiente paso es cargar la cartografía raster referente a la densidad de demanda, recurso solar, eólico, distancia a las líneas de baja tensión y distancia a la línea de media tensión. Esto se puede hacer desde el menú desplegable “*Input maps*” o desde la barra de herramientas:



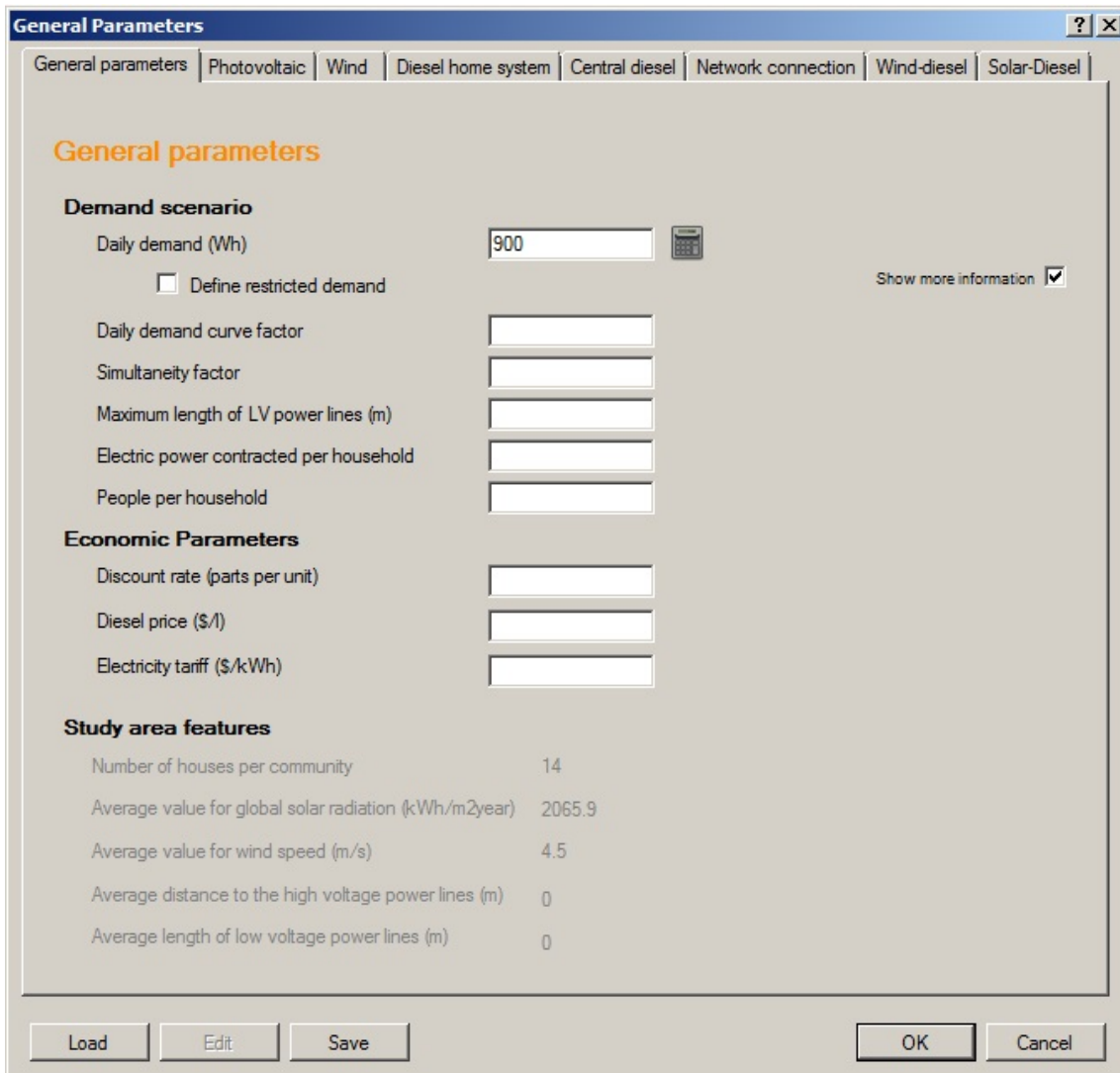
El primer icono empezando por la izquierda, es el de la densidad de la demanda, es decir, los distintos asentamientos sin electrificar del área de estudio y el número de casas que posee cada núcleo. El siguiente icono, es el que permite introducir la cartografía del recurso solar, expresado en kWh/m² por año. El siguiente icono hace referencia al recurso eólico, expresado por la velocidad media anual del viento. El siguiente sirve para introducir la cartografía referente a la distancia de los núcleos a la línea de baja tensión, se expresa en metros. El último botón permite introducir el mapa de distancia a la red de media tensión, igualmente, se expresa en metros.

Una vez introducida la cartografía, el programa requiere que se introduzcan los parámetros generales y los técnicos referentes a cada tecnología, esto se puede realizar desde “*Input parameters*” o desde el botón específico para ello.



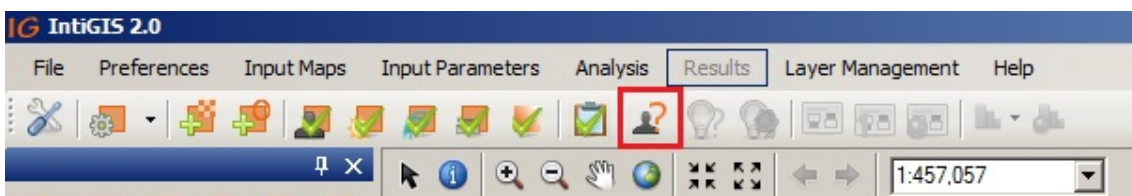
Una vez abierta la ventana se pueden introducir los parámetros, esta ventana se divide en diferentes apartados, uno referente a los parámetros generales, como son la tasa de descuento, la tarifa eléctrica, la demanda diaria, entre otros. Las restantes pestañas sirven para introducir los parámetros técnicos de cada tecnología en particular¹⁰.

¹⁰ Aunque todavía no esté implementada, la tecnología híbrida solar-diésel ya se muestra en la interfaz de IntiGIS 2.



Existen dos formas de introducir los valores de los parámetros requeridos, una es manualmente, y la otra es cargando (desde el botón de “Load”) un fichero de formato .xml que rellena automáticamente todos los campos requeridos¹¹.

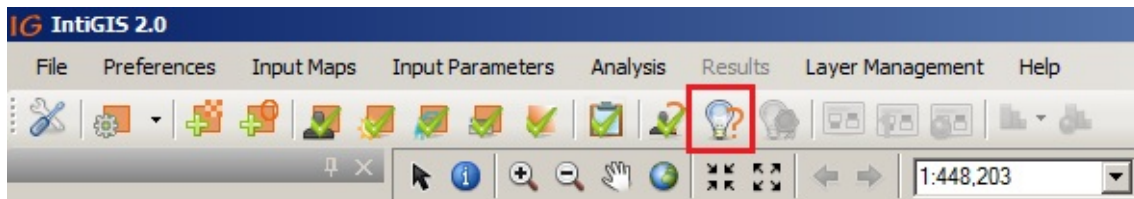
El siguiente paso es calcular la demanda mediante el botón “Demand Calculator” o desde el menú desplegable “Analysis” y seleccionando “Demand Calculation”.



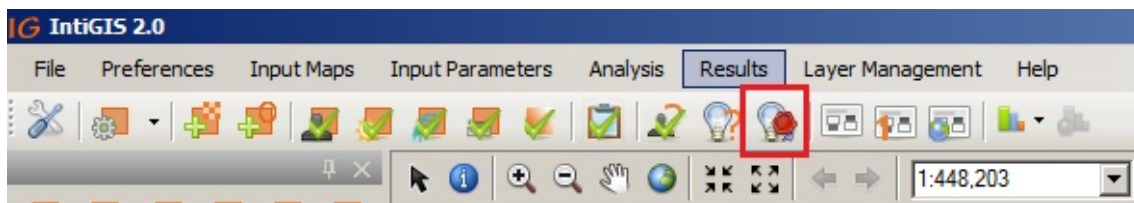
Esta herramienta calcula a partir de la demanda diaria especificada en el proyecto y del raster de densidad de la demanda, los rásteres de demanda residencial diaria y anual. Estas capas generadas por esta herramienta se pueden añadir directamente al proyecto, pero además, también se pueden añadir mediante el menú “Layer Management” y dentro del mismo, “Demand maps”.

¹¹ Para más información acerca de los campos a rellenar, se puede consultar el manual de autoayuda [14] en la bibliografía.

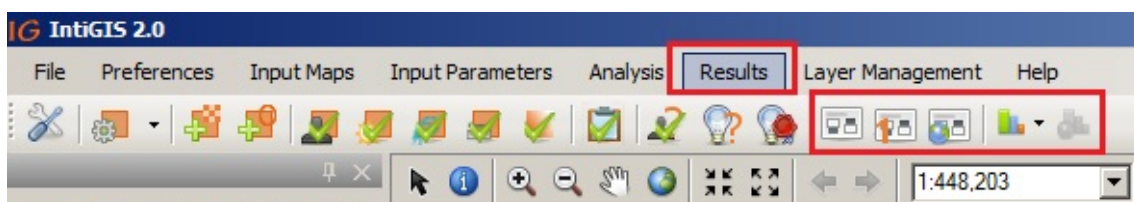
El siguiente botón (también se puede realizar desde el menú de “*Analysis*” y en “*Technology evaluation*”) es para evaluar cada tecnología obteniendo un mapa por cada tecnología en el que se muestra, para cada asentamiento sin electrificar, el valor del LEC en ese asentamiento para cada una de las tecnologías.



Una vez hecho esto, el siguiente paso es comparar los LEC de cada tecnología en cada asentamiento, para así, obtener un mapa con la tecnología con el LEC más bajo en cada asentamiento sin electrificar. Para hacer este cálculo se ha de accionar el siguiente botón o en el menú desplegable “*Analysis*”, y ahí, en “*Compare technologies*”.



El último paso sería gestionar los resultados, realizando análisis de sensibilidad, sacando gráficas con los resultados obtenidos e informes en formato PDF. Para realizar todo esto está el menú desplegable “*Results*”, donde se pueden encontrar todas las opciones necesarias para la presentación de los datos obtenidos. Para realizar los análisis de sensibilidad hay que ir al menú “*Analysis*”, y en este menú, elegir entre las distintas opciones existentes, también se puede acceder mediante los botones de acceso rápido en la barra de herramientas.



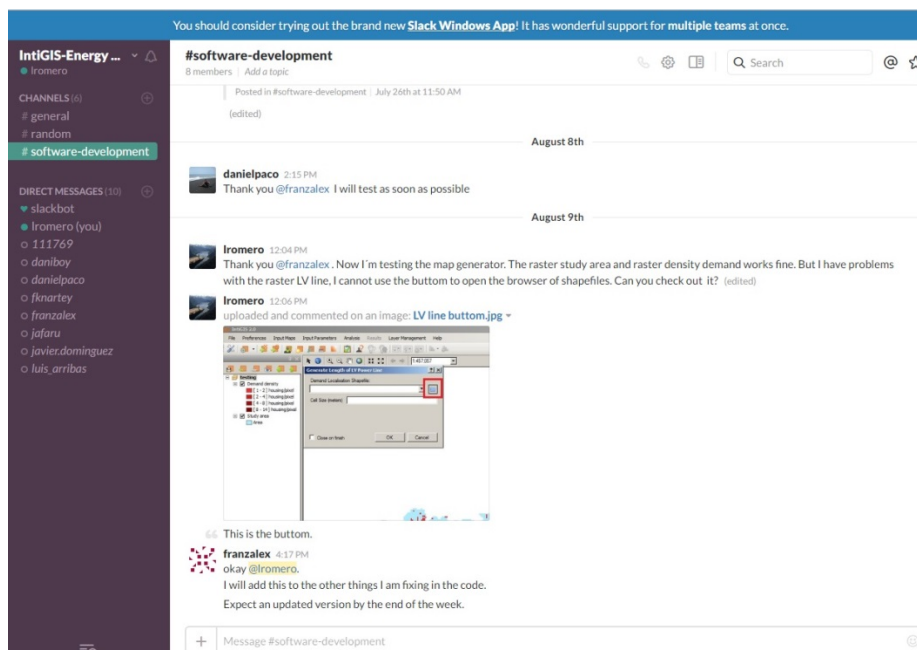
2.4 ACTUALIZACIÓN DE INTIGIS 1 A INTIGIS 2. DEPURACIÓN DEL NUEVO SOFTWARE.

Como ya se indicó en los objetivos¹², el primer objetivo del actual estudio es el desarrollo de un nuevo software de IntiGIS, este es IntiGIS 2.0, en el mismo apartado también se explicó los cambios introducidos así como los organismos y centros con los que se ha colaborado en el desarrollo de IntiGIS 2.0. En este apartado se pretende detallar el procedimiento seguido por el autor en el desarrollo y testeo de la nueva versión.

Al principio la única versión operativa era IntiGIS 1.0, pero esta solo funcionaba en ordenadores que tuvieran instalado ArcGIS 9.3, versión ya obsoleta de ArcGIS. Por lo que se procedió a instalar el ArcGIS 10 y el IntiGIS 2.0 con vistas a empezar los testeos del nuevo programa.

¹² Véase apartado 1.3

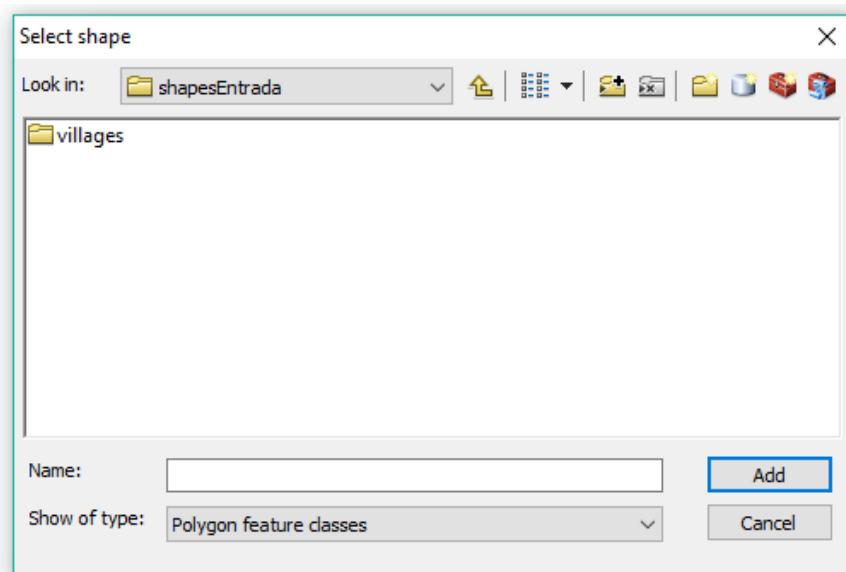
Como ya se indicó, las comunicaciones entre los distintos centros y organismos se realizaban mediante una red social de ámbito profesional¹³, por lo que una vez registrado en dicha plataforma se procedió a descargar las nuevas versiones subidas por los técnicos informáticos del KNUST para empezar los testeos. La plataforma online *Slack* tiene formato de foro de discusión privado para los miembros del grupo de trabajo (“*IntiGIS-Energy Access Maps Development*” en este caso), en donde se pueden intercambiar archivos de todo tipo entre los distintos miembros del grupo. Existe uno general por defecto y se pueden crear los que se necesite, en el caso del presente proyecto se creó un foro llamado “*software-development*”, siendo en este foro donde se han ido reportando los errores detectados, subido las versiones nuevas del programa y en general, donde se ha mantenido una discusión fluida con el resto del equipo internacional que participa en el proyecto. Así mismo también se puede mantener conversaciones privadas con otros miembros registrados en el grupo, con las mismas opciones que en el foro de discusión (intercambio de archivos, etc.).



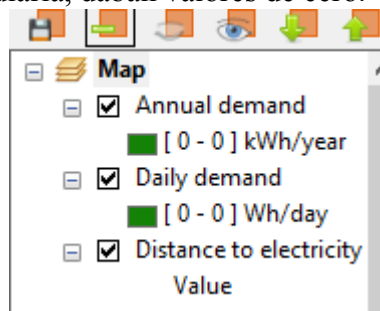
Las primeras pruebas realizadas tanto en el CIEMAT como por especialistas del ECREEE, dieron como resultado la detección de varios errores, que se pasarán a describir a continuación, por un lado, los errores detectados por el ECREEE:

- A la hora de convertir la capa de polígonos del área de estudio en archivos raster, los ficheros *shapefile* no se mostraban en la ventana de selección de archivos, por lo que era imposible realizar este paso.

¹³ www.slack.com



- Fallo en el cálculo de la demanda. El error detectado por el ECREEE fue ligeramente distinto al error detectado por el CIEMAT, en este caso podían calcular la demanda, pero los resultados carecían de sentido, ya que tanto la demanda anual como la diaria, daban valores de cero.



- A la hora de salvar el proyecto aparecía un mensaje de error.

En el caso del CIEMAT los errores detectados, aunque ligeramente distintos, se daban en los mismos pasos:

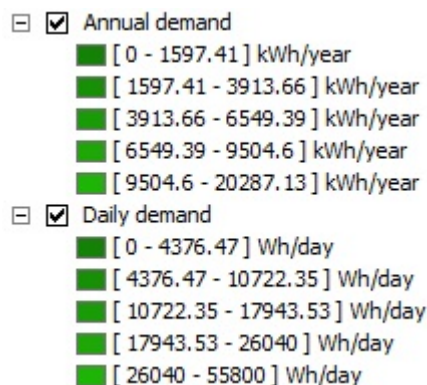
- A la hora de convertir el *shapefile* del área de estudio a raster. En el caso del CIEMAT, los archivos vectoriales no siempre aparecían (no se pudo identificar ningún patrón de aparición, por lo que se supuso que era algo aleatorio), y cuando los archivos vectoriales aparecían, a la hora de crearlos, el sistema detectaba el raster en la carpeta de destino (por supuesto, se comprobó previamente que estaba vacía), avisaba de que el raster ya existía por lo que era imposible crearlo, y por lo tanto, imposibilitaba su visualización. A pesar de estos mensajes de error, si se accedía a la carpeta de destino, se podía comprobar que, efectivamente, el raster se había creado correctamente, pero para poder visualizarlo en IntiGIS 2.0, era necesario reiniciar el programa y abrir directamente el fichero raster del área de estudio.
- Así mismo, al igual que ocurría con el testeo del ECREEE, también había problemas a la hora de calcular la demanda. En el caso del CIEMAT, cuando se iniciaba la calculadora de demandas, al poco rato de iniciarse el proceso, saltaba un mensaje de error y la operación se detenía.

Debido a estos errores no se pudo continuar con el testeo de IntiGIS 2.0, por lo que hasta ese momento se ignoraba si las funciones de cálculo del LEC, comparación de tecnologías, análisis de sensibilidad, etc. funcionaban correctamente. Por ello se reportó debidamente los errores detectados mediante un informe conjunto entre el ECREEE y el CIEMAT. Dicho informe se hizo de forma conjunta mediante una reunión vía internet y posteriormente enviado a los técnicos de la KNUST.

Tras recibir la contestación de los técnicos, se procedió a seguir su recomendación, que era cambiar el idioma del sistema operativo. Se recomendó este procedimiento debido a que a ellos IntiGIS les funcionaba bien, por lo que se propuso cambiar el idioma de Windows con el fin de comprobar si efectivamente, ese era el error. Esta operación sólo se pudo llevar a cabo en el ECREEE ya que en el CIEMAT fue imposible debido al funcionamiento informático interno del centro. El testeo llevado a cabo por el ECREEE utilizando el sistema operativo en idioma inglés fue positivo, IntiGIS funcionaba si se cambiaba el idioma del sistema operativo a inglés.

Aun así, se detectó un nuevo error en el cálculo del LEC para cada tecnología, el LEC del sistema diésel individual daba un resultado de cero, y por lo tanto, era escogida como la tecnología más viable para cualquier proyecto de electrificación rural.

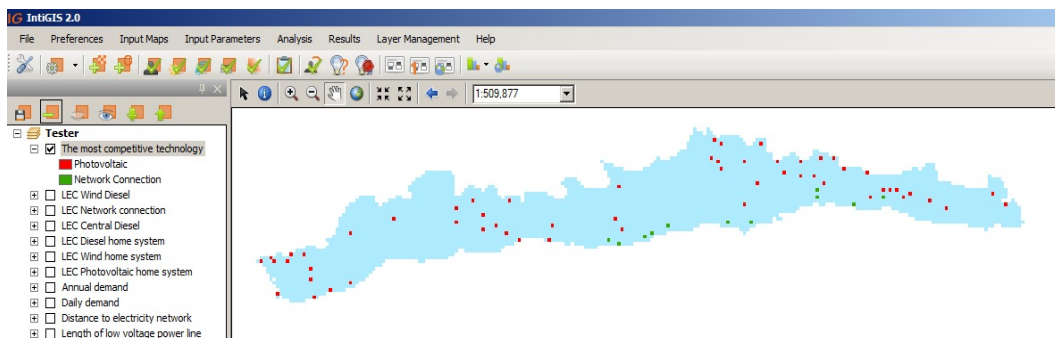
Finalmente, tras numerosos testeos se logró realizar un análisis completo. Obteniéndose resultados coherentes con lo esperado de demandas diarias y anuales, como se muestra a continuación:



Una vez con esta información se procedió a realizar el testeo del comando para el cálculo del LEC, el cual también funcionó satisfactoriamente:

- ☐ **Tester**
 - ☐ LEC Wind Diesel
 - ☐ [79.35 - 79.35] cts€/kWh
 - ☐ [79.35 - 82.08] cts€/kWh
 - ☐ [82.08 - 82.62] cts€/kWh
 - ☐ [82.62 - 82.64] cts€/kWh
 - ☐ LEC Network connection
 - ☐ [24.41 - 90.72] cts€/kWh
 - ☐ [90.72 - 153.55] cts€/kWh
 - ☐ [153.55 - 244.3] cts€/kWh
 - ☐ [244.3 - 467.68] cts€/kWh
 - ☐ [467.68 - 914.45] cts€/kWh
 - ☐ LEC Central Diesel
 - ☐ [100.54 - 100.54] cts€/kWh
 - ☐ [100.54 - 104.35] cts€/kWh
 - ☐ [104.35 - 104.99] cts€/kWh
 - ☐ LEC Diesel home system
 - ☐ [0 - 0] cts€/kWh
 - ☐ [0 - 224.2] cts€/kWh
 - ☐ LEC Wind home system
 - ☐ [0 - 0] cts€/kWh
 - ☐ [0 - 34.58] cts€/kWh
 - ☐ LEC Photovoltaic home system
 - ☐ [0 - 0] cts€/kWh
 - ☐ [0 - 24.28] cts€/kWh
 - ☐ [24.28 - 24.7] cts€/kWh
 - ☐ [24.7 - 25.21] cts€/kWh
 - ☐ [25.21 - 26.14] cts€/kWh

Así mismo la comparación de los LEC para elegir la más competitiva en cada caso de estudio también funcionaba:



También los resultados PDF de cada tecnología con los parámetros técnicos y con los resultados del LEC se generan de forma correcta. A pesar de estos avances, se comprobó que todavía persistían algunos errores con el software:

- El PDF generado con el informe final del caso de estudio se generaba con errores, de forma que resultaba ilegible.
- No se podía generar los rasters de distancia a la línea de baja tensión y media tensión.
- De vez en cuando, aparecían errores “aleatorios” a lo largo del proceso de análisis.

Pero el principal problema que surgió durante este proceso fue que, a pesar de que IntiGIS 2 realizara las operaciones y mostrara resultados cartográficos, al comparar estos resultados con los obtenidos mediante IntiGIS 1 con la misma información, estos resultados eran radicalmente distintos, lo cual como es evidente no tiene sentido ya que las fórmulas empleadas para los cálculos técnicos en la primera y en la segunda versión son exactamente los mismos. El error fue reportado a los informáticos del KNUST.

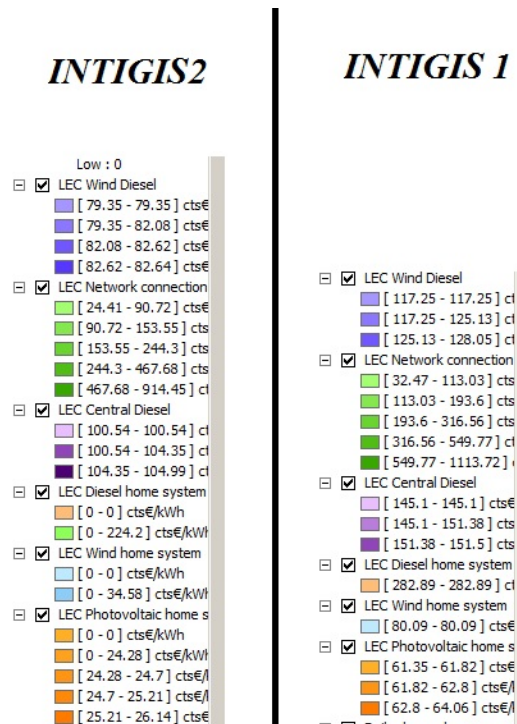


Imagen 2.7: Imagen que permite comparar los resultados de ambas versiones. Elaboración propia.

También se procedió a comparar los resultados con los valores que se muestran en el MathCAD, el cual se sabe que sus valores son correctos gracias a que se puede visualizar y controlar las fórmulas empleadas en el cálculo (a diferencia de IntiGIS), coincidiendo estos con los resultados de IntiGIS 1, lo que demostraba que IntiGIS 1 funciona correctamente, además hay que tener en cuenta que un resultado del LEC de 0€/kWh no es posible y se tiene que tratar de un error. Los resultados en ambos análisis coincidían perfectamente hasta el momento de calcular el LEC para cada tecnología, por lo que el problema se debe de encontrar en la parte de código que calcula estos valores para IntiGIS 2.

3. CASO DE ESTUDIO: COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE INTIGIS ENTRE 2010 Y 2016 EN EL MUNICIPIO DE GUAMA (CUBA).

3.1 SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN CUBA.

Cuba es un país insular situado en el Mar Caribe a unos 150 kilómetros al sur de la costa de Florida (Estados Unidos), la capital de Cuba es La Habana. El territorio nacional cubano consta de una extensión de unos 109.886 km², de los cuales 3.126 km² corresponden a islas menores y cayos. La isla mayor tiene una forma alargada y estrecha, ya que la longitud este-oeste es de unos 1.200 km, mientras que la anchura máxima es de unos 191 km (desde la Punta Tararacos hasta la Playa Camarón Grande). El clima cubano es de carácter tropical estacionalmente húmedo, siendo su temperatura anual media de 25.5°C y la precipitación media anual es de 1.320 mm. Al estar la isla en la ruta de los vientos alisios, esta se ve afectada comúnmente por los huracanes que estacionalmente azotan la zona [8].

Fue tras la revolución cubana de 1959 liderada por Fidel Castro y que derrocó a Fulgencio Batista, que se impuso un bloqueo económico a la isla por parte de Estados Unidos. A pesar de dicho bloqueo, la economía nacional cubana, y en especial a lo referente en materia energética, se mantuvo a flote gracias al apoyo de la Unión Soviética. Con la caída de la Unión Soviética, el flujo de petróleo se interrumpió y Cuba entró en lo que se conoce como era de los apagones. No fue hasta la llegada del chavismo a Venezuela en el año 1999, que la situación energética en Cuba mejoró gracias a los importantes recursos petrolíferos con los que cuenta el país sudamericano.

En el ámbito energético, se pueden destacar varios tratados firmados en este aspecto. El primero a destacar es el acuerdo firmado entre México y Venezuela en 1980 para el suministro de petróleo a países del Caribe. En el año 2000 se firmó el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas y el Plan Puebla de Panamá¹⁴ entre otros. Además de estos acuerdos, existen dos organizaciones que establecen el marco energético en la región: el ALCA¹⁵ y la ALBA¹⁶.

El ALCA nace por iniciativa de Estados Unidos, por lo que esta organización excluye a Cuba debido al embargo americano, por otro lado, la ALBA nace como contrapartida del ALCA incluyendo a Cuba entre sus miembros, además de Venezuela, Ecuador, Bolivia o Nicaragua entre otros países. Según el acuerdo firmado en el marco de la ALBA, Cuba se compromete a enviar a Venezuela servicios e infraestructura médica, y este recibe a cambio 53.000 barriles de petróleo diarios [16].

En lo que a Cuba se refiere, tras la revolución y el embargo de Estados Unidos en 1962, Cuba contaba con el apoyo de la Unión Soviética, que le proporcionaba estabilidad energética gracias al petróleo que se enviaba a la isla, además, fue durante este periodo cuando se modernizó la infraestructura de producción energética basada en el petróleo, llegando a dar cobertura al 95% de la población cubana [17]. Tras la desaparición de la Unión Soviética, Cuba se queda sin su principal aliado y proveedor de recursos energéticos, por lo que comenzó una época de desabastecimiento en la que los apagones eran frecuentes. Debido a esta situación, se desarrolló el “Plan de Ahorro de Energía en

¹⁴ Plan destinado a facilitar la ejecución de proyectos destinados a la extracción de recursos naturales en Mesoamérica y a su exportación.

¹⁵ Área de Libre Comercio para las Américas.

¹⁶ Alternativa Bolivariana para las Américas.

Cuba”¹⁷. Fue gracias a este plan y a la participación de empresas mixtas (con capital canadiense, principalmente) [18] que se logró mejorar algo la situación preexistente.

Fue en el año 2005 cuando se empiezan a platar las primeras ideas de lo que se llamaría La Revolución Energética, este programa, se empezó a llevar a cabo estando Raúl Castro en el poder, y pretende modificar todo el sistema energético cubano primando el ahorro energético y el uso racional de la energía [16].

Según Fidel Castro en el año 2006, las principales medidas adoptadas para la transformación energética, serían:

- Adquisición e instalación de equipos electrógenos más eficientes, ubicados en distintos puntos del país.
- Promoción del programa para incrementar el uso del gas acompañante del petróleo nacional para la generación de electricidad mediante ciclo combinado.
- Rehabilitación total de las redes de distribución eléctrica anticuadas.
- Priorización de los recursos mínimos necesarios para las plantas de generación eléctrica, asegurando así, su disponibilidad.
- Programa de desarrollo e investigación enfocado en las energías renovables.¹⁸

Además, cabe destacar el potencial petrolífero de Cuba, cifrado en 20.000 millones de barriles de petróleo por el gobierno cubano y en 5.000 barriles de petróleo por Estados Unidos, según Dilla Alfonso (2006) [19]. Además el ForesightCuba, en su artículo “Minerales” (2014), se afirma que Cuba ha emitido licencias para explorar 27 de los 57 bloques marcados dentro su Zona Económica Exclusiva¹⁹ por un valor de 1000 millones de dólares americanos a petroleras como Repsol, Petronas, etc. También es importante citar la producción de gas natural que va unida a la extracción del petróleo, este gas podría permitir rebajar la dependencia de Cuba del petróleo [20].

Además cabe mencionar, una noticia del 4 de agosto del 2016, en la que se afirma que una firma australiana habría descubierto un yacimiento con unas reservas potenciales de 8200 millones de barriles de petróleo [21] en el bloque 9, situado en tierra al este de La Habana.

Aun así, a pesar de todo lo mencionado hasta ahora, el verdadero potencial energético de Cuba reside en la producción de bioetanol mediante la fermentación de ciertos vegetales como la caña de azúcar, la remolacha o el trigo. La producción de bioetanol es vista por los países desarrollados como una solución parcial a los problemas medioambientales generados por la emisión de CO₂, mientras que por los países en vías de desarrollo como una opción de estímulo del desarrollo rural más barata que la basada en combustibles fósiles, según Velázquez León (2016), el bioetanol empieza a ser rentable a partir de que el precio del barril de petróleo supera los 35 dólares, por ejemplo a día 30 de mayo del 2016, el precio del barril de Brent se sitúa a 48.95 dólares, habiendo bajado de los 40 dólares durante un breve periodo de tiempo a finales del 2015 y a principios del 2016 durante los dos últimos años²⁰.

¹⁷ PAEC.

¹⁸ Discurso pronunciado el 17 de enero del 2006 en Pinar del Río.

¹⁹ ZEE

²⁰ Información proporcionada por la página web oficial del mercado de valores NASDAQ. Se puede consultar en el siguiente enlace: <http://www.nasdaq.com/markets/crude-oil-brent.aspx?timeframe=7d>

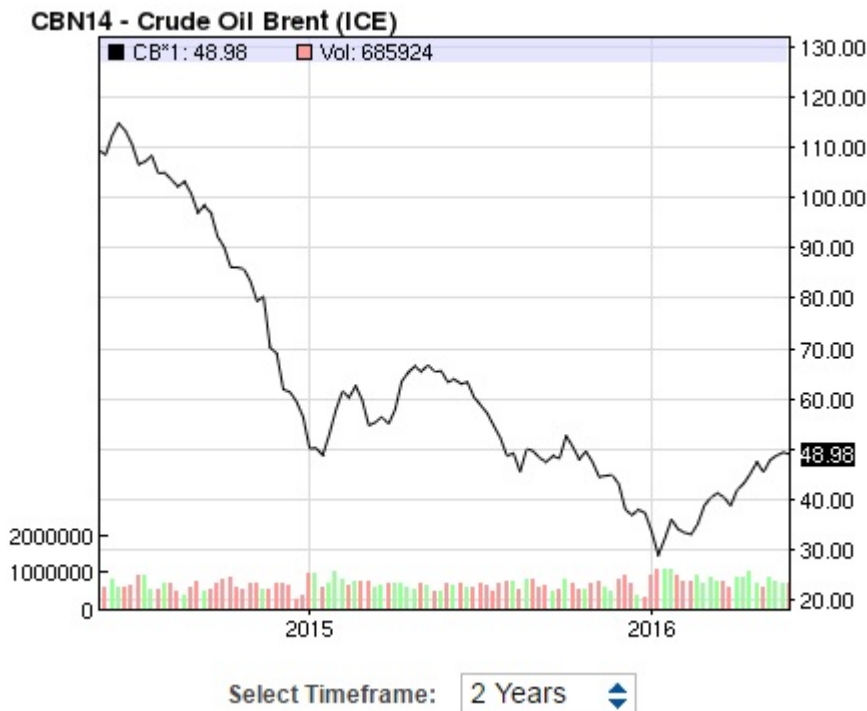


Imagen 3.1: Evolución del barril de Brent durante los dos últimos años. Fuente: <http://www.nasdaq.com>

Es evidente, ante estos datos, la rentabilidad asociada al uso de bioetanol, especialmente para países con problemas de liquidez. Especialmente positivo sería el impacto en Cuba, ya que fue el mayor exportador de caña de azúcar a nivel mundial antes de la caída del bloque soviético en los años 90, viéndose reducida actualmente la producción de caña de azúcar a un 10% de lo que producía entonces. Por este motivo, Cuba podría revitalizar el sector azucarero y convertirse en el tercer exportador de bioetanol (sólo superado por Brasil y Estados Unidos) [22], además ya existe un plan para que el bioetanol produzca el 14% de la electricidad del país para el año 2030 [16], todo esto en el marco de la Revolución Energética.

Actualmente, la situación energética en Cuba se caracteriza por una alta dependencia de los combustibles fósiles, comprometiendo la integridad energética del país y constituyendo uno de los principales focos de contaminación, alto coste de la energía debido a la baja eficiencia en la producción, distribución y consumo energético y falta de actualización de conocimientos por parte del personal que trabaja en el sector energético, así como insuficiente aprovechamiento del personal universitario [23].

También cabe destacar el bajo porcentaje de utilización de las fuentes renovables de energía en el conjunto energético cubano. Como se puede ver en el gráfico 3.1, apenas llega a un 4.3% para el año 2013.

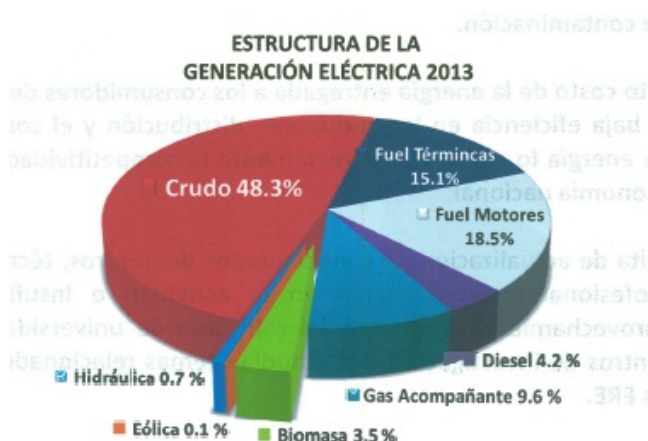


Gráfico 3.1: Estructura de la generación eléctrica de Cuba para el año 2013. Fuente: Cubadebate.

Según el documento elaborado por el Ministerio de Energía y Minas cubano, en el marco del PNUD²¹ y de la “Política para el desarrollo perspectivo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía” [23], el objetivo estratégico de dicha política es “el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía para lograr de forma progresiva un cambio en la matriz energética del país; reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles, los costos energéticos y la contaminación ambiental”. Para lograr este objetivo, se han desarrollado unos planes para el desarrollo de pequeñas centrales hidráulicas, fomento de la producción de biogás con la construcción 9200 plantas de biogás [23] o el programa de electrificación rural con fuentes renovables de energía.

Debido a la temática del presente proyecto, interesa especialmente comentar el programa de electrificación rural con fuentes renovables de energía. Los objetivos principales de dicho programa son el incremento del nivel de vida de la población rural, disminución del éxodo de la población rural a la ciudad e incrementar la producción de alimentos. El alcance del programa asciende a 21194 viviendas, lo que puede traducirse a unos 80000 habitantes aproximadamente, según el Ministerio de Energía y Minas [23]. Para lograr los objetivos anteriormente mencionados se han establecido una serie de prioridades. La primera prioridad es la investigación e innovación tecnológica en fuentes renovables de energía, para ello participan en el proyecto 7 universidades y 9 centros de investigación. La segunda prioridad es la capacitación del personal trabajador del sector implementando centros de enseñanza especializados. Finalmente, la última prioridad del plan, es la divulgación de los beneficios de las fuentes renovables de energía entre la población, mediante la publicación de libros o la creación de documentos audiovisuales explicativos.

La meta para el año 2030 es alcanzar los porcentajes de producción energética mediante fuentes renovables de energía que se muestra en el siguiente gráfico:

²¹ Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo

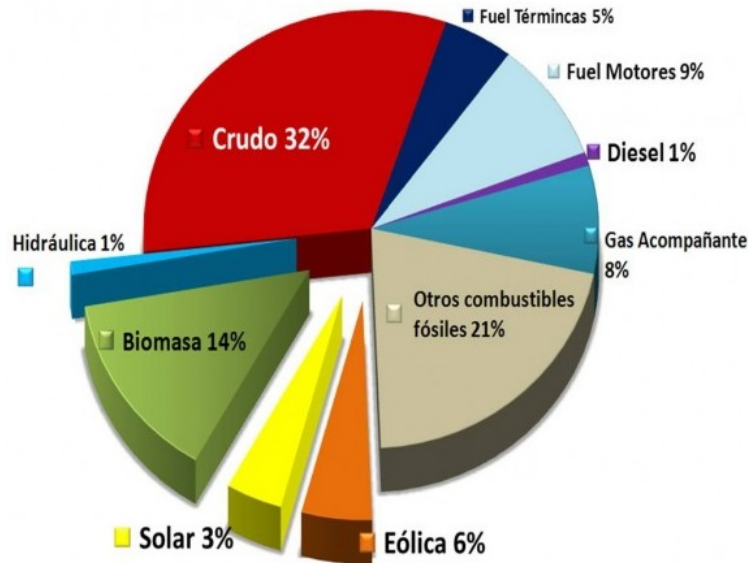


Gráfico 3.2: Estimación de uso de renovables en Cuba para el año 2030. Fuente: Cubadebate²²

También es interesante mencionar lo expuesto por Rodríguez Gámez (2012) [8], que habla de las características físicas de la isla en relación con la producción de energía mediante fuentes renovables. Por su situación geográfica, entre el Ecuador y el Trópico de Cáncer, el país recibe una importante cantidad de radiación solar durante todo el año, además, debido a la forma de la isla, alargada y estrecha, los ríos son, en general, cortos (siendo el más largo el Río Cauto de 343 km de longitud).

3.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO. GUAMA (CUBA).

Guamá es un municipio cubano situado en la parte suroriental de la isla. Este municipio pertenece a la provincia de Santiago de Cuba, la segunda provincia más poblada del país, estando situado en la parte más suroccidental de dicha provincia. La provincia de Santiago de Cuba está integrada por 9 municipios y su clima muy variable, oscilando las precipitaciones entre 700 mm anuales en la parte suroriental y 3.000 mm en las cumbres de Sierra Maestra [8].

Guamá limita al este y al noreste con la provincia a la que pertenece, Santiago de Cuba, al norte y al oeste con la provincia de Granma y al sur con el mar Caribe. El municipio tiene un importante desarrollo longitudinal, abarcando 175 kilómetros de este a oeste, y apenas 18 kilómetros de norte a sur [4]. Guamá se asienta principalmente entre la costa y la cara sur de Sierra Maestra, por lo que en general, a excepción de la zona costera, su territorio es muy escarpado, siendo su mayor altura Pico Turquino, con 1974 metros sobre el nivel del mar, siendo también, la mayor altura del país. Debido a estas características, su notable longitud, la cercanía de la serranía al mar y un clima especialmente seco por encontrarse el municipio en la cara sur de Sierra Maestra, Guamá tiene numerosos ríos de corto recorrido y escaso caudal (estacionales), como curiosidad comentar que Guamá es el municipio cubano con mayor número de cursos fluviales (y puentes) [8].

Paralela a la costa de Guamá y a unos cuantos kilómetros mar adentro se encuentra la fosa oriental, donde se ubica una falla transformante que separa las placas de

²² Fuente: <http://www.cubadebate.cu/especiales/2014/08/14/cuba-apuesta-por-una-energia-mas-limpia-diversa-y-eficiente/#.V7LaZ1uLSig>

Norteamérica y el Caribe. La presencia de dicha falla es causa de los numerosos terremotos que periódicamente se producen en la zona.

La configuración topográfica del municipio se puede dividir en dos áreas principales, laderas con orientación sur al norte del municipio y planicies paralelas a la costa al sur. Por este motivo, la mayoría de la población (35.949 habitantes en 2004) se concentra en las llanuras del sur, principalmente al este del municipio. La capital, Chirivico, se encuentra situada en la costa en el centro del municipio y es la ciudad más poblada, seguida de Uvero, situada también en la zona costera un poco más al oeste. La organización administrativa del municipio de Guamá está configurada por 10 Consejos Populares, a saber: Caletón Blanco, Aserradero, Playa Larga, El Francés, Madrugón, Chirivico, Uvero, Ocuja, La Plata y Bahía Larga.



Imagen 3.2: Consejos populares del municipio de Guamá. De izquierda a derecha son La Magdalena, La Plata, Ocuja, Uvero, Bahía Larga, Chirivico, Madrugón, El Francés, Aserradero y Caletón Blanco. Fuente: Rodríguez Gámez (2012) [8].

Debido a la configuración topográfica anteriormente mencionada, que tanto las vías de comunicación, como la red eléctrica se han construido en paralelo a la costa (dirección este-oeste) para dar servicio a las áreas más pobladas. Esta situación ha propiciado que numerosas comunidades rurales del interior no tengan acceso al suministro eléctrico y que las vías de comunicación para acceder a las mismas sean o muy precarias o inexistentes.



Imagen 3.3: Recorrido de los cursos fluviales, carreteras y tendido eléctrico. Fuente: Pinedo (2007) [2].

Además de su aislamiento por la topografía y las vías de comunicación, estas comunidades del interior presentan un doble reto para su electrificación, por un lado son comunidades pequeñas con escasa población, y por otro lado, son asentamientos muy dispersos en el territorio.

Las características físicas del municipio de Guamá están directamente ligadas a la electrificación de su territorio, especialmente en lo referido al aprovechamiento de sus recursos naturales para la generación de electricidad. Debido a lo disperso de su población, su accidentada orografía y su clima seco y soleado, parece que a priori, la opción más viable para electrificar gran parte de las comunidades rurales de Guamá sería el fotovoltaico individual. Aun así, el 23% de la población de Guamá está electrificada con fuentes renovables de energía, siendo el sistema hidroeléctrico el que más peso tiene, a pesar del clima que caracteriza este territorio.

Según la publicación de la ONG Cubasolar (organización que trabaja en el área de estudio) “La Energización Rural en Cuba”²³, que dice: “Las opciones para la energización rural remota y de zonas montañosas y difícil acceso, se deben seleccionar tomando en consideración las fuentes locales de energía renovable disponibles, la calidad y cantidad de la demanda de portadores energéticos necesarios para satisfacerlas, el impacto político, social, económico, ambiental y el desarrollo a corto mediano y largo plazo, en comparación con soluciones convencionales reales equivalentes y desde luego, tomando en cuenta los recursos financieros y materiales disponibles en el tiempo” [24], es desde esta perspectiva, que el proyecto IntiGIS, debido a sus características metodológicas, puede resultar una herramienta de gran utilidad a la hora de realizar cualquier proyecto de electrificación de las áreas rurales de este municipio.

²³ Se recomienda una lectura cuidadosa del artículo debido al sesgo político presente en el mismo, aun así, debido a la experiencia de la organización en electrificación rural en zonas montañosas de Cuba, se pueden sacar algunas conclusiones interesantes.

3.3 VALIDACIÓN CON MATHCAD

MathCad es un programa de cálculo, similar al programa Microsoft Excel pero en el que se puede visualizar las ecuaciones usadas, asignar variables y actualizar el valor de las variables de tal forma que los resultados de las operaciones se modifican instantáneamente, es decir, es un programa “vivo”.

MathCad se ha utilizado para definir los cálculos necesarios para realizar los distintos análisis de IntiGIS. A continuación, en la imagen 3.4, tomada de MathCad con ejemplos de las ecuaciones que utiliza IntiGIS.

Sistema diesel individual

Factor de capacidad del sistema diesel individual $FC_{id} := \frac{D_{ar}}{P_{id} \cdot 8760 \cdot h}$
 $FC_{id} = 0.01$

Sistema diesel central

Demanda anual por pixel en kWh/año pixel $D_{agr} := N_h \cdot D_{ar}$ $D_{agr} = 4.93 \times 10^3 \cdot \text{kWh}$
 Potencia diesel central kW $P_{cd} := f_{cd} \cdot N_h \cdot P_h$ $P_{cd} = 38.12 \times 10^3 \text{ W}$
 Factor de capacidad del sistema diesel central $FC_{cd} := \frac{D_{agr}}{P_{cd} \cdot 8760 \cdot h}$ $FC_{cd} = 0.01$

Imagen 3.4: Muestra de algunas de las ecuaciones de IntiGIS en MathCAD. Fuente: MathCAD.

Por este motivo, y como forma de verificar los resultados de IntiGIS, se ha utilizado MathCad para comparar los resultados obtenidos en un programa y en otro. Debido a que en MathCad, al contrario que en IntiGIS, se pueden visualizar todas las ecuaciones utilizadas para el cálculo del LEC, es más sencillo verificar el correcto funcionamiento teórico del programa.

Primero se han comparado los resultados del caso de Guamá para el año 2010 obtenidos previamente mediante IntiGIS 1.0. Introduciendo los datos con los que trabajó IntiGIS en MathCad se verificó, que efectivamente, los resultados del LEC coincidían a excepción de la conexión a la red.

Otra discrepancia detectada fue el valor dado a los gastos de inversión de los sistemas eólicos centrales (el sistema eólico-diésel), ese valor es de 0 euros/kW, mientras que para el sistema eólico individual, el valor asignado a la inversión en el aerogenerador es de 6000 €/kW, y el de operación y mantenimiento de 120€/kW. Esto quiere decir que para la instalación, operación y mantenimiento de un mismo producto, en un caso cuesta 6000€/kW y 120€/kW, y en otro 0€/kW, es decir, en el sistema eólico-diésel el aerogenerador estaría saliendo a coste cero durante toda su vida útil, dato poco realista. Esta discrepancia, a su vez, estaría teniendo otra consecuencia, estaría falseando los datos de IntiGIS de tal manera que el LEC del sistema híbrido eólico-diésel sería notablemente más bajo, haciendo que dicha tecnología parezca más competitiva. Es importante mencionar que en MathCad, en el apartado de introducción de los valores

por el usuario, en el sistema eólico-diésel, no da la opción de introducir el valor del coste de operación y mantenimiento, variable, que posteriormente en el cálculo del LEC se calcula multiplicando 0.02 por la inversión en el aerogenerador, que al ser cero, los costes de operación y mantenimiento también es cero. En la imagen inferior se muestra el error detectado:

Sistema eólico-diésel	
Parámetros generales	
Altura de medida de la velocidad del viento turbinas medianas	$H_{mapm} := 15m$
Parámetros de los subsistemas	
Generador diésel	
Coefficiente de diseño	$f_{Dwd} := 0.77$
Consumo diésel (l/kWh)	$CO_{fcd} = 0.38 \cdot \frac{Li}{kW \cdot h}$
Inversión diésel central (€/kW)	Depende de la potencia del generador
Tiempo de vida del sistema de generación completo (años)	$n_{wd} := 20$
Mini-aerogenerador	
Eficiencia	$\eta_{wtm} := 0.75$
Altura del rotor (m)	$H_{wtm} := 20m$
Inversión (€/kW)	$I_{Wwd} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{kW}$
Sistema eólico individual	
Parámetros generales	
Altura de medida de la velocidad del viento	$H_{map} := 15m$
Parámetros de los subsistemas	
Mini-aerogenerador	
Eficiencia = rendimiento global anual del sistema eólico autónomo	$\eta_{wtp} := 0.75$
Altura del rotor (m) = altura del buje del pequeño aerogenerador	$H_{wtp} := 15m$
Inversión (€/kW)	$I_w := 6000 \frac{\text{€}}{kW}$
O y M (€/kW)	$OM_w := 120 \frac{\text{€}}{kW}$
Tiempo de vida (años)	$n_w := 20$

Imagen 3.5: Muestra de los errores detectados en MathCAD. Fuente: MathCAD. Cabe mencionar que el precio de inversión del aerogenerador del sistema eólico-diésel sería superior al del sistema eólico individual, esto es debido a que el sistema eólico-diésel está pensado para dar servicio a una comunidad, mientras que el eólico individual sólo a una vivienda, es decir, el aerogenerador del sistema eólico-diésel tiene que ser más potente, y por lo tanto, más caro.

Tras detectar este posible error en los parámetros técnicos se procedió a confirmar el error consultando a ingenieros que colaboran en el proyecto²⁴, además de confirmar el

²⁴ Estos son, D. Julio Amador Guerra de la Universidad Politécnica de Madrid y Don Luis Arribas, del CIEMAT.

error anteriormente mencionado, también se detectaron otros aspectos a depurar, estos son:

- Numerosos costes de operación y mantenimiento con valor 0, posteriormente se comprobó que el dato era correcto, ya que por cada sistema sólo se daba un coste de operación y mantenimiento conjunto para todo el sistema, puesto que el programa permite dar varios costes de operación y mantenimiento a cada subconjunto del sistema (baterías, líneas de baja tensión, etc.).
- Los costes relacionados con las líneas de baja y media tensión.
- Una tasa de descuento²⁵ demasiado baja (un 4%), incluso para un país como Cuba, cuya economía está planificada.
- La inversión de los paneles solares (4000€/kWp) se hace demasiado alta, sobre todo teniendo en cuenta que la inversión en los inversores y baterías, van aparte.

Los parámetros e información recabada para realizar el nuevo análisis también se llevaron a MathCAD, con el fin de validar los resultados que daba IntiGIS y los mostrados por la hoja de cálculo, coincidiendo estos perfectamente. Se pueden consultar los resultados de los dos casos de estudio en los anexos III y VI.

3.4 DEPURACIÓN DE LOS DATOS ANTIGUOS, CORRECCIÓN DE ERRORES Y CREACIÓN DE LOS NUEVOS DATOS DE ESTUDIO

Este punto ha sido, quizás, el más laborioso del proyecto, especialmente en lo referido a los nuevos datos para el segundo análisis del caso de Guamá. Hay que tener en cuenta que los ámbitos de aplicación de IntiGIS son zonas rurales de países en vías de desarrollo, donde por lo general la información existente sobre esos sitios suele ser muy pobre, y la recogida de nueva información, muy complicada. En el caso de Guamá esta problemática es aún mayor, debido a que la política de seguridad y defensa es uno de los principales ejes de actuación del gobierno cubano, por lo que en numerosos casos el acceso a la información puede estar restringido por motivos de seguridad nacional.

El primer caso de estudio se realizó con la primera versión de IntiGIS, para ello se utilizaron las capas e información originales del caso de Guamá. Una vez realizado el análisis con IntiGIS se procedió a crear un visor en ArcGIS Online para presentar los

²⁵ La tasa de descuento se define como el interés sobre una base anual deducido de antemano por un banco u otro prestamista [25].

resultados, del cual se hablará más adelante.

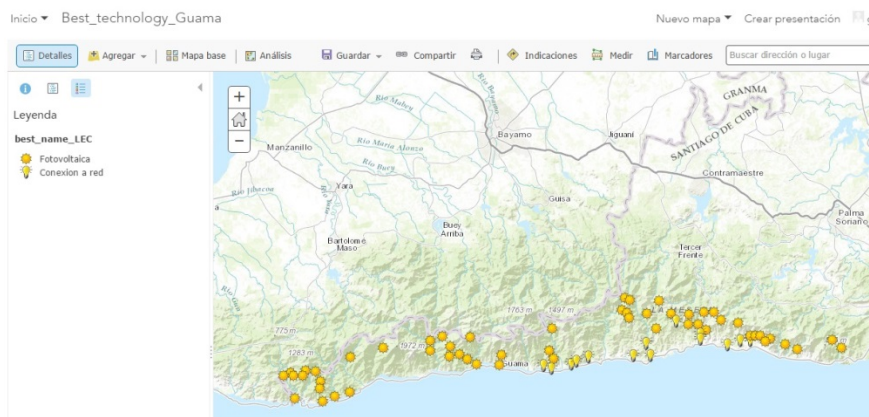


Imagen 3.5: Imagen con los resultados del primer análisis en el visor de ArcGIS Online.

Los datos utilizados durante el primer análisis son datos que ya estaban creados de antemano en proyectos anteriores. En cambio los nuevos datos se han tenido que tratar para su posterior utilización durante el análisis. De estos datos, podemos diferenciar entre información cartográfica y parámetros técnicos.

Información cartográfica: Esta información corresponde a los mapas requeridos para generar los mapas bases necesarios para realizar el análisis con IntiGIS. Estos datos fueron suministrados por una fuente localizada en territorio cubano, por lo que hubo que desplazarse a dicho país para conseguir estos mapas, ya que, debido al tamaño del archivo y la naturaleza de los mismos, no era posible enviar la información mediante correo electrónico u otros medios. Hay que destacar que la información suministrada inicialmente era muy basta, correspondía a todo el territorio cubano y abarcaba gran variedad de temáticas (suministro eléctrico, vías de comunicación, reservas naturales, hidrografía, etc.), además también hay que mencionar que los archivos estaban en formato .tab, por lo que se tuvo que utilizar MapInfo para convertirlos a formato shapefile (.shp). Una vez se tuvo la información en formato shapefile, se procedió a escoger la información que interesaba para el proyecto (red de carreteras, asentamientos, construcciones, etc.) en el área de estudio, en este caso el municipio de Guamá, para ello se utilizó la herramienta *clip* con el polígono correspondiente al municipio de Guamá.

Finalmente, con la información original depurada, quedaron las dos capas necesarias para comenzar el análisis con IntiGIS, estas capas son:

- Capa de construcciones: En esta capa se muestran los distintos edificios existentes en Guamá, hubo que transformar la capa original, compuesta por polígonos, a una capa de puntos que es con la que trabaja IntiGIS.



Imagen 3.6: Muestra de la capa de construcciones. Para una mejor visualización diríjase al Anexo X. Elaboración propia.

- Capa de la línea de media tensión SEN: Esta capa se creó a partir de la capa de carreteras (ya que la capa que representa la línea eléctrica, estaba incompleta), ya que la línea SEN va paralela a la carretera que cruza el municipio de este a oeste. Gracias a la información suministrada por Javier Domínguez Bravo en su viaje a la isla, también se sabe que recientemente se ha ampliado la longitud de la línea en 4 kilómetros aproximadamente desde la localidad de Uvero, con toda esta información se pudo realizar una capa con la línea eléctrica de media tensión de Guamá.

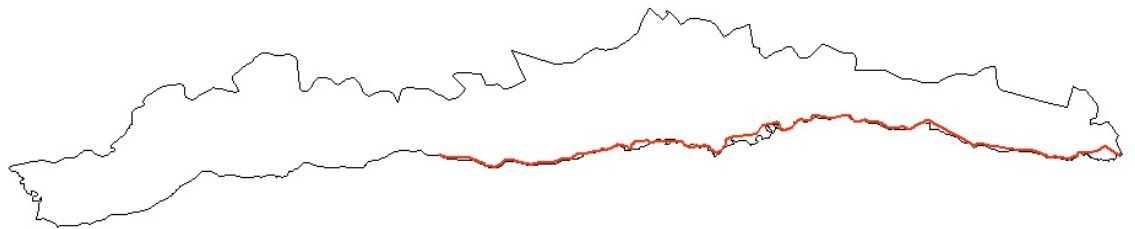


Imagen 3.7: Muestra de la capa de la línea de media tensión SEN. Para una mejor visualización, diríjase al Anexo X. Elaboración propia.

Se decidió utilizar la capa de edificaciones en lugar de la capa de asentamientos para el cálculo de la demanda, debido a que esta capa representa mejor la realidad geográfica del municipio que la capa de asentamientos debido a la dispersión poblacional que existe en el municipio. Como se puede ver en las imágenes que se muestran a continuación, la capa de demanda generada desde la capa de asentamientos no refleja una dispersión de la población por el territorio, a diferencia de la capa de construcciones:

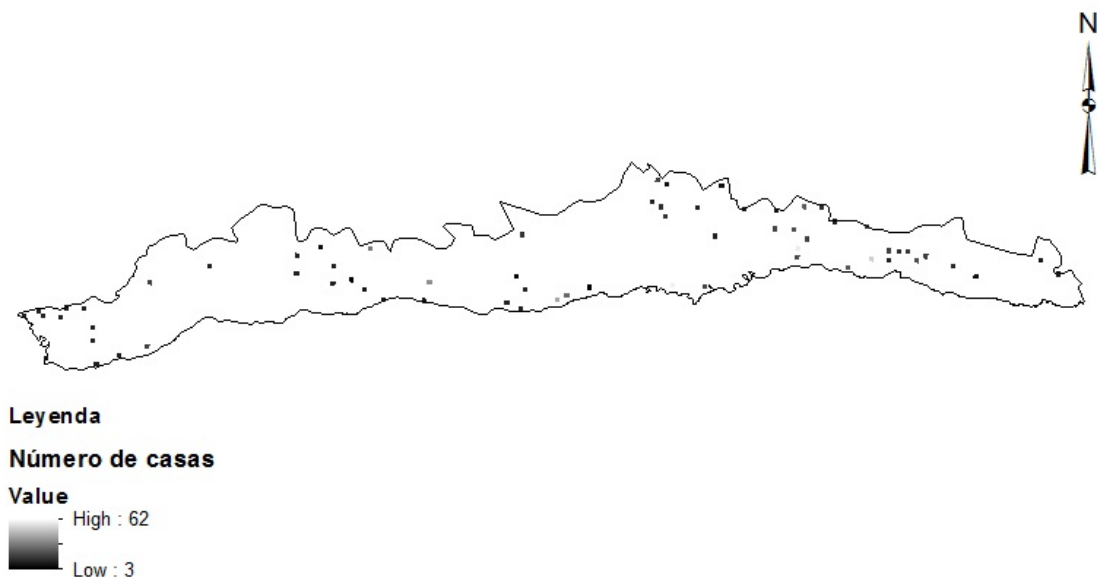


Imagen 3.8: Mapa de localización de la demanda generado con IntiGIS desde la capa de asentamientos. Elaboración propia.

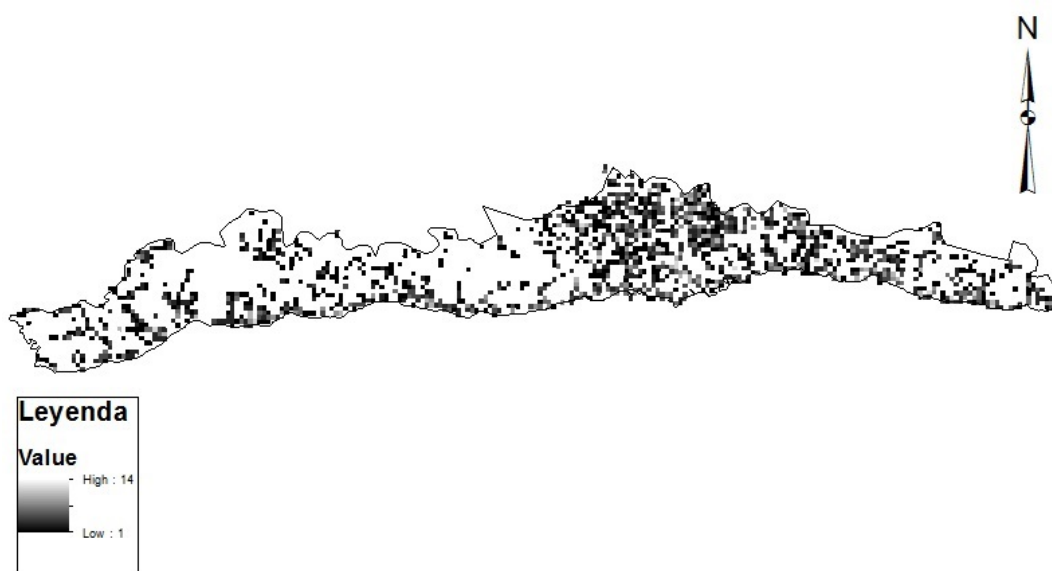


Imagen 3.9: Mapa de localización de la demanda generado con IntiGIS desde la capa de edificios. Elaboración propia.

Se comprueba que en la imagen 3.9 se muestra un territorio con una alta dispersión de la población y una baja densidad demográfica, ya que el píxel (con una resolución de 500 metros) más poblado tiene un registro de 14 casas. Gracias al conocimiento que se tiene del territorio a analizar, se sabe que esto se aproxima más a la realidad de Guamá. Aun así, cabe mencionar que a pesar de tener una información más precisa, esta no se ajusta completamente a la realidad, ya que los polígonos representados en la capa de construcciones no coinciden en todos los casos con las casas e infraestructuras presentes

en la realidad, como se puede ver en la siguiente imagen, la cual es una imagen de satélite con la capa de construcciones superpuesta.



Imagen 3.10: Imagen de satélite con la capa de infraestructuras superpuesta. Elaboración propia.

Con los datos cartográficos preparados, la capa de infraestructuras, la de longitud de la línea eléctrica, de radiación solar y de viento, se procedió a generar con IntiGIS la cartografía necesaria para comenzar el análisis, esta cartografía, que se puede consultar en el anexo IV, es la siguiente:

- Mapa de densidad de la demanda: ráster generado a partir de la capa de construcciones, el cual fue mostrado anteriormente como ejemplo en la imagen x.x. Este mapa recoge el número de viviendas por píxel.
- Mapa de línea de baja tensión: Este mapa es necesario si se evalúan sistemas centrales y se genera a partir de la capa de construcciones. Este ráster muestra la longitud media de la línea de baja tensión necesaria para conectar cada casa a un transformador que se supone ubicado en el centro del píxel.
- Mapa de distancia a la red eléctrica: Mapa obligatorio en el caso que se evalúe la conexión a la red eléctrica, se genera a partir del mapa de la línea de media tensión. Muestra la distancia que hay desde cada punto del área de estudio hasta la red eléctrica de media tensión.

Además de toda esta cartografía también hay que añadir al análisis, en el caso que se vaya a estudiar las tecnologías de electrificación con componente solar o eólico, los mapas de radiación solar y de velocidad del viento. En el caso del mapa de radiación solar se utilizará el mapa empleado en el primer análisis ya que es perfectamente válido (véase Anexo I), pero en cambio, el mapa de recurso eólico presenta problemas. El principal problema es el hecho de que el mencionado mapa es completamente plano es decir, presenta un solo valor (4.5 m/s), para todo el ámbito del área de estudio. Como puede verse a continuación en la imagen 3.11.

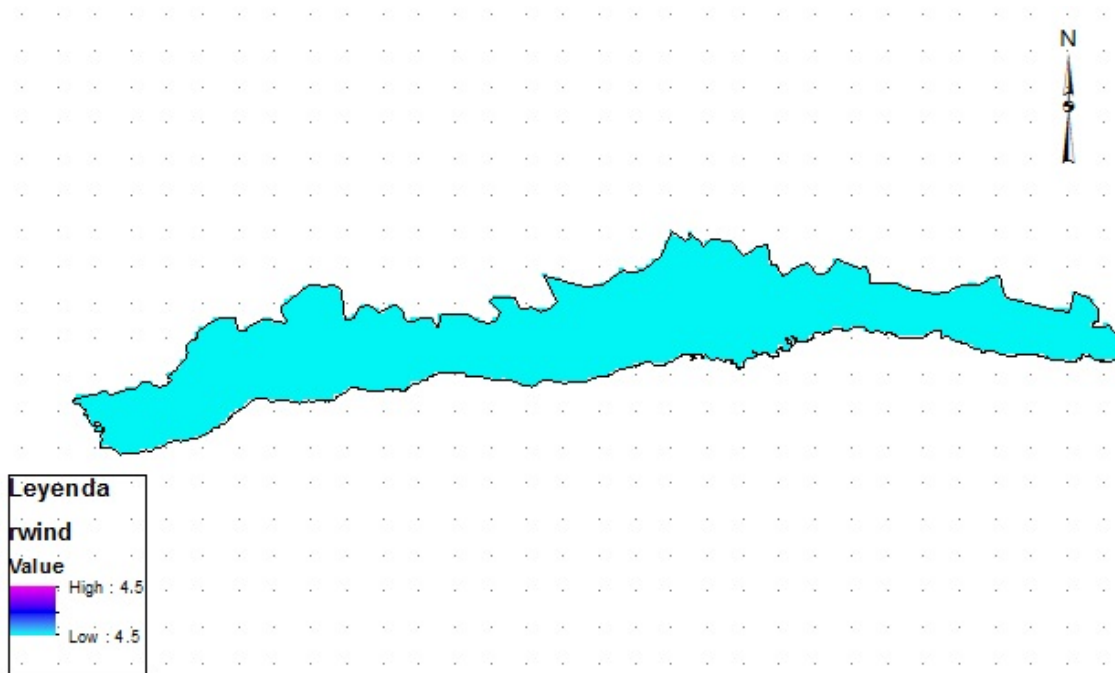


Imagen 3.11: Muestra del mapa de recurso eólico, el único valor representado es 4.5 m/s. Elaboración propia.

Este dato es poco realista si se tiene en cuenta lo mencionado en la descripción del área de estudio: es un territorio bastante extenso y montañoso que comprende las máximas altitudes del país, esto induce a pensar que la velocidad del viento no va a ser constante en todo su territorio. Esta situación es debida a la resolución de los datos, siendo esta muy baja, píxeles de 1 grado por 1 grado, que en estas latitudes equivale aproximadamente a 104 kilómetros de este a oeste y a 110 kilómetros de norte a sur. Por este motivo esta capa puede ser válida para comprobar que el análisis del recurso eólico funciona, pero no para realizar un análisis representativo de la realidad territorial del municipio de Guamá. Para ello se procedió a descargar e instalar un programa llamado Meteonorm, el cual es una base de datos meteorológicos mundial dirigida al desarrollo de fuentes renovables de energía, pero los valores de velocidad del viento que aporta este programa son igualmente demasiado bajos para el conjunto de la región, 3.7 m/s como velocidad máxima en su zona más alta mientras que en las zonas costeras el valor descendía a 3.3 m/s. Por esto, se decidió utilizar la información de velocidad del viento suministrada por la página web de la NASA²⁶. Estos datos dan una velocidad del viento superior a la que se utilizó en el primer análisis, de 5.27 m/s medida a 10 metros sobre la superficie. A pesar de que también se trata de un mapa plano, tras analizar los distintos datos (los del primer análisis, los de Meteonorm y los de la NASA) con el doctor Luis Arribas, se llegó a la conclusión de que la información de la NASA sería la más adecuada para dar representatividad al recurso eólico. Además se justificó el empleo de un mapa plano por la compensación en el potencial eólico mediante la relación existente entre la altura, la velocidad del viento y la densidad del aire. Al

²⁶ <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi>

aumentar la altura aumenta la velocidad del viento, debido principalmente a que el rozamiento con la superficie terrestre es menor, pero por otro lado, al aumentar la altitud disminuye la densidad del aire, por tanto disminuye también el potencial eólico.

Una vez que se tienen los mapas necesarios para comenzar el análisis, se puede dar por completado el proceso de obtención de la información cartográfica.

Información técnica: Esta información es la correspondiente a todos los parámetros técnicos que se van a utilizar, junto con la información cartográfica, en los cálculos necesarios para conocer la demanda residencial de electricidad anual y diaria y el LEC de cada tecnología. Los datos utilizados en el primer análisis se comprobaron que estaban desactualizados y eran poco realistas en el contexto actual, por lo que se procedió a realizar una profunda revisión de los datos técnicos. Esta revisión se pudo realizar gracias a la ayuda y criterio del ingeniero Don Luis Arribas y la colaboración del profesor e ingeniero Don Julio Amador Guerra, además de la información proporcionada por otros colaboradores en Cuba gracias a la mediación de Sodepaz (Solidaridad para el Desarrollo y la Paz), los cuales facilitaron la información de los costes de los generadores diésel de proyectos ya realizados con anterioridad en la zona.

Los cambios realizados fueron principalmente de carácter económico, como por ejemplo, el precio de los módulos fotovoltaicos, de los aerogeneradores, el coste de inversión en las baterías, la tarifa eléctrica en Cuba, precio del combustible, etc. Esta información, ya actualizada, se puede consultar con más detalle en el Anexo V. Una vez obtenida la información técnica se procedió a crear un nuevo archivo *.xml* actualizado para su posterior uso en el análisis con IntiGIS.

<i>Parámetros</i>	<i>Original</i>	<i>Nuevo</i>
GENERALES		
Económicos		
Tasa de descuento	0.04	0.1
Precio del diésel (€/L)	0.015	0.6
Tarifa eléctrica (€/kWh)	0.007	0.2
Baterías (para todos los subsistemas)		
Inversión (€/kWh)	80	200
Inversores (para todos los subsistemas)		
Tiempo de vida	6	15
SISTEMA FOTOVOLTAICO INDIVIDUAL		
Paneles		
Inversión (€/kW)	4000	1800
Operación y mantenimiento (€/kW)	100	15
SISTEMA EÓLICO INDIVIDUAL		
Parámetros generales		
Altura de medida de la velocidad del viento	15	10
Mini-aerogenerador		
Inversión (€/kW)	6000	3500
Operación y mantenimiento (€/kW)	120	30

SISTEMA DIÉSEL INDIVIDUAL		
Generador diésel		
Inversión (€/kW)	380	400
SISTEMA DIÉSEL CENTRAL		
Generador diésel		
Inversión (€/kW)	114	400
CONEXIÓN A RED		
Línea de media tensión		
Inversión (€/km)	12000	21500
SISTEMA EÓLICO-DIÉSEL		
Parámetros generales		
Altura de medida de la velocidad del viento	15	10
Mini aero-generador		
Inversión (€/kW)	0	2000

Tabla 3.1: Tabla que muestra sintéticamente todos los cambios introducidos en los parámetros técnicos para el segundo caso de estudio. Elaboración propia.

3. 5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PRIMER CASO DE ESTUDIO Y DEL SEGUNDO CASO DE ESTUDIO CON LOS NUEVOS DATOS.

En el primer análisis realizado con IntiGIS 1 se puede ver una clara prevalencia del sistema fotovoltaico individual en gran parte de los casos de estudio contemplados. Únicamente se observa un resultado diferente, conexión a la red ya existente, en los casos que están situados a menos de 800 metros de la línea de media tensión. Esto es así, debido a que el programa por defecto asigna automáticamente la conexión a red como opción más rentable a los asentamientos emplazados a menos de 800 metros de la línea de media tensión.

Una vez obtenidos los nuevos datos, se procedió a realizar un nuevo análisis con estos datos, siendo los resultados muy similares a los del primer análisis, pero con algunas diferencias. En este segundo análisis, como ya se explicó en el tema anterior los resultados reflejan de forma más realista la realidad territorial de Guamá, y también se puede apreciar un aumento de las zonas que estarían conectadas a la red en este segundo análisis, por supuesto esto es una consecuencia lógica de haber expandido la red eléctrica. A parte de estas sutiles diferencias, los sistemas de electrificación más adecuados, según este análisis, siguen siendo el fotovoltaico para casi todo el territorio de Guamá y la conexión a red en el caso de las zonas a menos de 800 metros de distancia de la línea de media tensión (véase el mapa de resultados del Anexo VI).

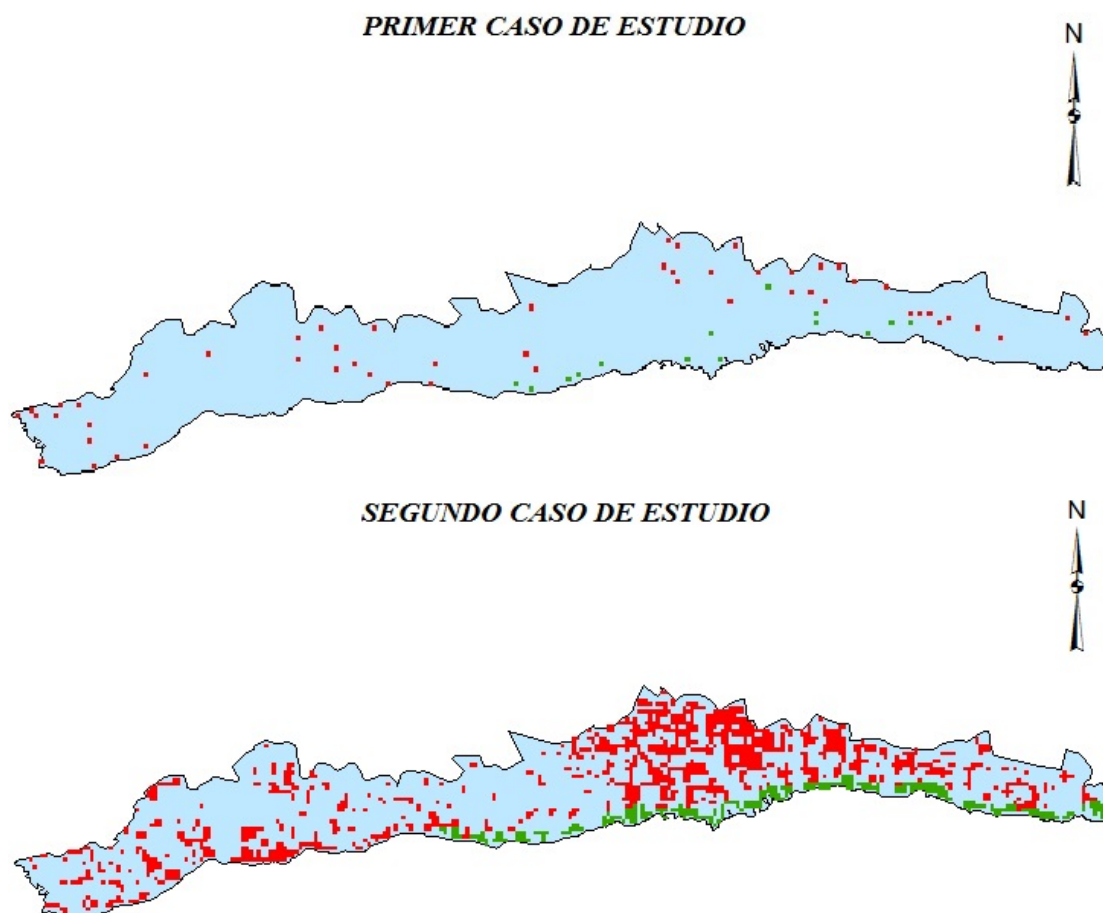


Imagen 3.12: Ejemplo de los dos mapas resultantes de cada análisis para facilitar la comparación entre ambos. Elaboración propia.

Así mismo también es importante hacer un estudio comparativo de los LEC para cada subsistema, para ello se tomarán como referencia los resultados en las comunidades tipo. Las comunidades tipo muestran los resultados medios del análisis, es decir, el LEC de un determinado subsistema en una comunidad tipo será la media de todos los LEC obtenidos durante el análisis de ese subsistema.

<i>Subsistema</i>	<i>Primer caso de estudio</i>	<i>Segundo caso de estudio</i>
SIST. FOTOVOLTAICO INDIVIDUAL	62.4 cts €/kWh	93.6 cts €/kWh
SISTEMA EÓLICO INDIVIDUAL	80.1 cts €/kWh	100.1 cts €/kWh
SISTEMA DIÉSEL INDIVIDUAL	282.9 cts €/kWh	369.7 cts €/kWh
SISTEMA DIÉSEL CENTRAL	145.1 cts €/kWh	231.8 cts €/kWh
CONEXIÓN A RED	303.9 cts €/kWh	3079 cts €/kWh
SISTEMA EÓLICO-DIÉSEL	117.2 cts €/kWh	227.3 cts €/kWh

Tabla 3.2: Los distintos LEC en la comunidad tipo de cada subsistema. Se muestran los obtenidos en el primer caso de estudio y en el segundo. Elaboración propia.

En la tabla 3.2 lo primero que llama la atención es la notable subida que se ha dado en los LEC del segundo caso de estudio con respecto a los LEC del primer caso de estudio. Esto puede deberse a distintos factores según el subsistema. En el caso de los subsistemas individuales eólico y fotovoltaico la subida es notablemente más moderada que en el resto de subsistemas (centrales y conexión a red), esta ligera subida podría explicarse por el cambio que se realizó en el parámetro de inversión en las baterías (el

cual pasó de 80€/kW a 200 €/kW), además del aumento introducido en la tasa de descuento (que pasó de un 4% a un 10%). En el caso concreto del diésel doméstico, la subida en cambio, es mucho mayor. Esto es debido, además de lo mencionado para los subsistemas eólico y fotovoltaico domésticos, del aumento del coste de inversión en el generador diésel y especialmente, en el aumento del precio del combustible (que ha pasado de 0.015 €/L a 0.6 €/L).

También es llamativa la subida en los sistemas de electrificación centrales, que además de usar ambos subsistemas generadores diésel, dependen de la dispersión de la demanda. Esta dependencia de la dispersión de la demanda tiene como consecuencia que la distancia de línea de baja tensión construida sea mayor que en el primer caso de estudio, donde la demanda está más localizada. Por lo que, además de todo lo comentado anteriormente, a estos subsistemas hay que añadirle un aumento en los costes de construcción de la línea de baja tensión.

Por último, la subida más fuerte se ha dado en el caso de conexión a red. En este caso no se puede aplicar la lógica empleada en los otros subsistemas, sólo se aplicaría la subida en la tasa de descuento como factor común con los otros subsistemas. En este caso la subida se explica por el aumento de la tarifa eléctrica (de 0.007 €/kWh a 0.2€/kWh) y por la notable subida en los costes de construcción de la línea de media tensión, siendo en el primer caso de estudio de 12000 €/km y pasando en el segundo caso de estudio a 21500 €/km. No hay que olvidar que los datos obtenidos en el segundo análisis son, en principio más realistas, ya que, como se explicó en el tema anterior, se ha realizado una revisión de los parámetros económicos obteniendo datos sobre el terreno y mediante la opinión de expertos.

Gracias a los nuevos datos utilizados en la capa del recurso eólico se puede apreciar que, a pesar de aumento general de los LEC de todos los subsistemas, la diferencia entre el LEC del subsistema eólico doméstico y el del fotovoltaico individual (el más competitivo) se reduce notablemente, pasando esa diferencia de unos 18 céntimos de euro por kilovatio hora a poco menos de 7 céntimos de euro por kilovatio hora.

Para ilustrar de manera más gráfica lo comentado hasta ahora, se ha elaborado el gráfico 3.3, donde se puede observar los distintos LEC de cada subsistema con los gastos desglosados que genera cada uno de ellos.

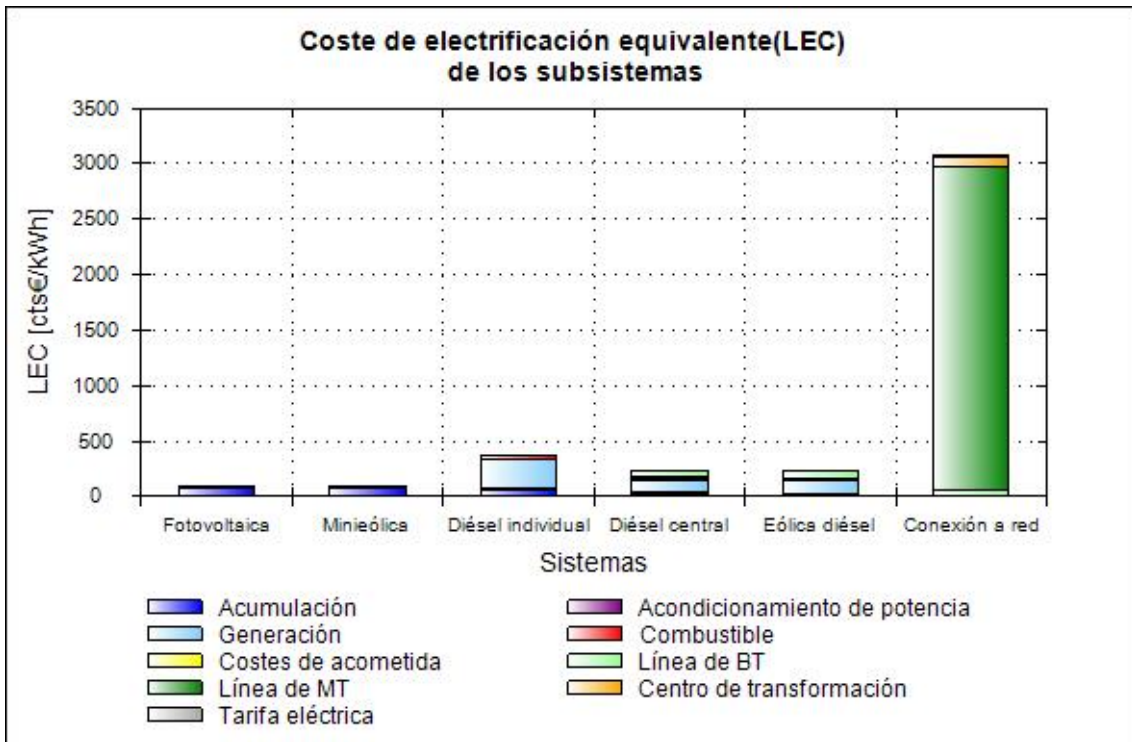


Gráfico 3.3: LEC de cada subsistema, desglosados en los distintos costes. Fuente: IntiGIS.

El gráfico anterior es útil para comparar la diferencia entre los LEC, pero apenas se pueden apreciar los distintos gastos que componen cada LEC, para ello se ha elaborado la gráfica 3.4, que muestra los valores en porcentaje de los distintos costes de cada subsistema.

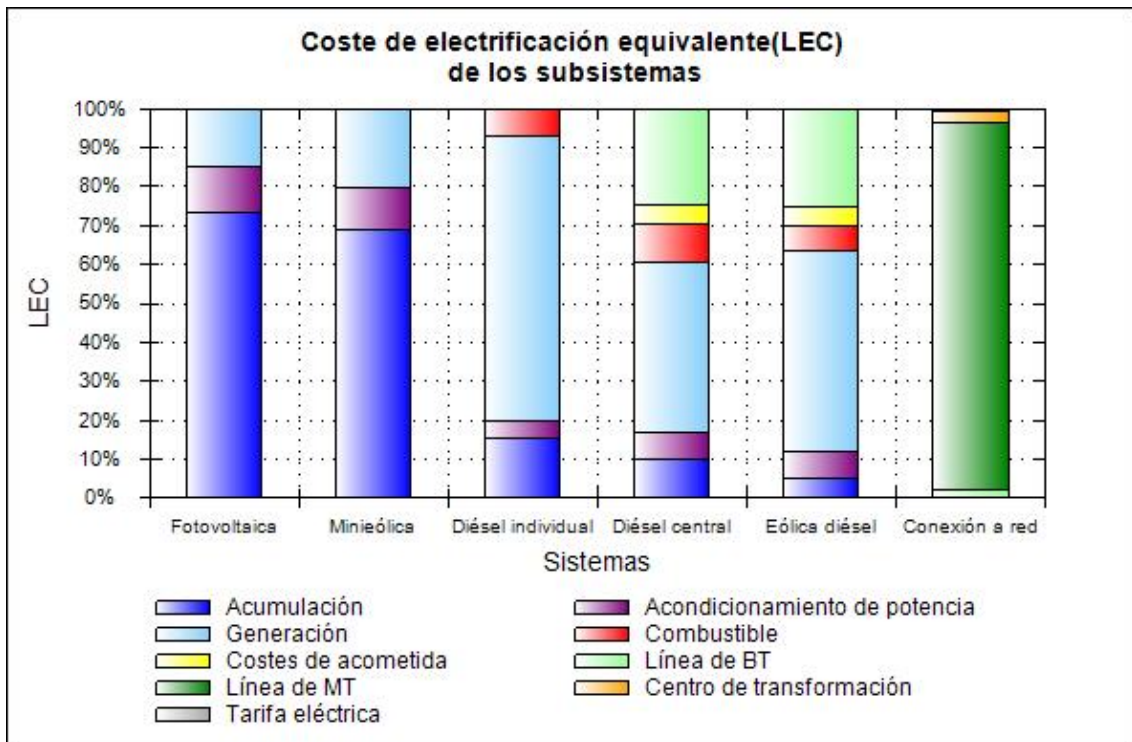


Gráfico 3.4: Porcentaje de los distintos costes de cada subsistema sobre el total del LEC. Fuente: IntiGIS.

Este último gráfico demuestra lo dicho anteriormente acerca del aumento de los LEC en las diferentes tecnologías, los gastos en acumulación (es decir, las baterías) suponen casi el 70% del gasto en las opciones domésticas renovables, mientras que en las opciones en las que existe un generador electrógeno (diésel) cobra especial relevancia la generación de la electricidad, esto es algo lógico si se tiene en cuenta el consumo de combustible del generador diésel. En los sistemas centrales se ve que el peso en el LEC de la línea de baja tensión es muy parecido al coste de generación, lo que también explica la subida anteriormente mencionada. Por último, y es el caso más gráfico que ilustra la enorme subida en los precios de la conexión a red, es muy llamativo el peso que tiene en el coste total la acometida de la línea de media tensión, por lo que al variar de forma tan sustanciosa el precio por kilómetro construido de línea de media tensión, explica perfectamente la enorme diferencia entre el primer caso de estudio y el segundo.

Además de los motivos anteriormente expuestos es muy notable la influencia que tiene sobre los valores económicos la tasa de descuento, en la tabla 3.3 se pueden comparar los distintos LEC obtenidos según la tasa de descuento esté al 4% o al 10%. Se puede observar, que en el caso del sistema eólico individual, el LEC baja por debajo incluso del LEC obtenido en el primer caso de estudio (80.1 cts €/kWh).

<i>Tecnología</i>	<i>LEC (Tasa de descuento 4%)</i>	<i>LEC (Tasa de descuento 10%)</i>
SIST. FOTOVOLTAICO INDIVIDUAL	74.6 cts €/kWh	93.6 cts €/kWh
SISTEMA EÓLICO INDIVIDUAL	79.3 cts €/kWh	100.1 cts €/kWh
SISTEMA DIÉSEL INDIVIDUAL	326.5 cts €/kWh	369.7 cts €/kWh
SISTEMA DIÉSEL CENTRAL	186 cts €/kWh	231.8 cts €/kWh
CONEXIÓN A RED	174.9 cts €/kWh	3079 cts €/kWh
SISTEMA EÓLICO-DIÉSEL	215.8 cts €/kWh	227.3 cts €/kWh

Tabla 3.3: Comparación de los LEC obtenidos en el segundo caso de estudio según una tasa de descuento al 4% y otra al 10%. Fuente: Elaboración propia y MathCAD.

Los resultados del segundo caso de estudio, además, muestran algunas inconsistencias. Por un lado los resultados en el LEC de las tecnologías centrales que utilizan diésel, se disparan, como se muestra en la figura 3.13.

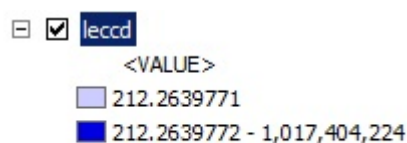


Imagen 3.13: Valores otorgados al LEC del diésel central en el segundo caso de estudio. Elaboración propia.

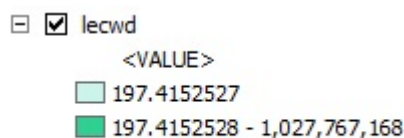


Imagen 3.14: Valores otorgados al LEC del sistema eólico-diésel en el segundo caso de estudio. Elaboración propia.

En la figuras 3.13 y 3.14 se pueden observar dos valores, el primero de 212.26 céntimos por kW para el primer caso, el cual sería el válido para el análisis, y por otro, una cifra

disparatada de unos mil millones de céntimos de euro por kW en ambos casos. Estas inconsistencias son debidas muy probablemente a problemas con el funcionamiento interno del programa.

ArcGIS Online es una plataforma en línea desarrollada por ESRI, destinada a que los usuarios de ArcGIS puedan publicar y difundir la información cartográfica con la que trabajan en el software de ESRI. El principal formato admitido por ArcGIS Online, y por lo tanto usado por la mayoría de usuarios, es el formato vectorial de ArcGIS (.shp), para ello hay que crear un archivo .zip que contenga distintos archivos requeridos de la capa vectorial a publicar en la plataforma.

Por este motivo, la información publicada en el geoportal creado para el presente proyecto, está toda ella en formato vectorial. Se han incluido las capas de radiación solar, tendido eléctrico, resultados del análisis, capa de recurso eólico, etc. para el análisis con la nueva información. Así mismo, también se ha creado otro geoportal con los resultados del primer análisis. Se han creado dos geoportales distintos para cada análisis para que su visualización y comprensión sea más sencilla.

Para visualizar los geoportales, por favor, introduzca en su navegador las siguientes direcciones:

- Geoportal con la información cartográfica del primer análisis:
<http://arcg.is/2ffqk4K>
- Geoportal con la información cartográfica del segundo análisis:
<http://arcg.is/2ffrzAY>

A continuación, se muestran algunas imágenes de muestra de la cartografía publicada en los geoportales.

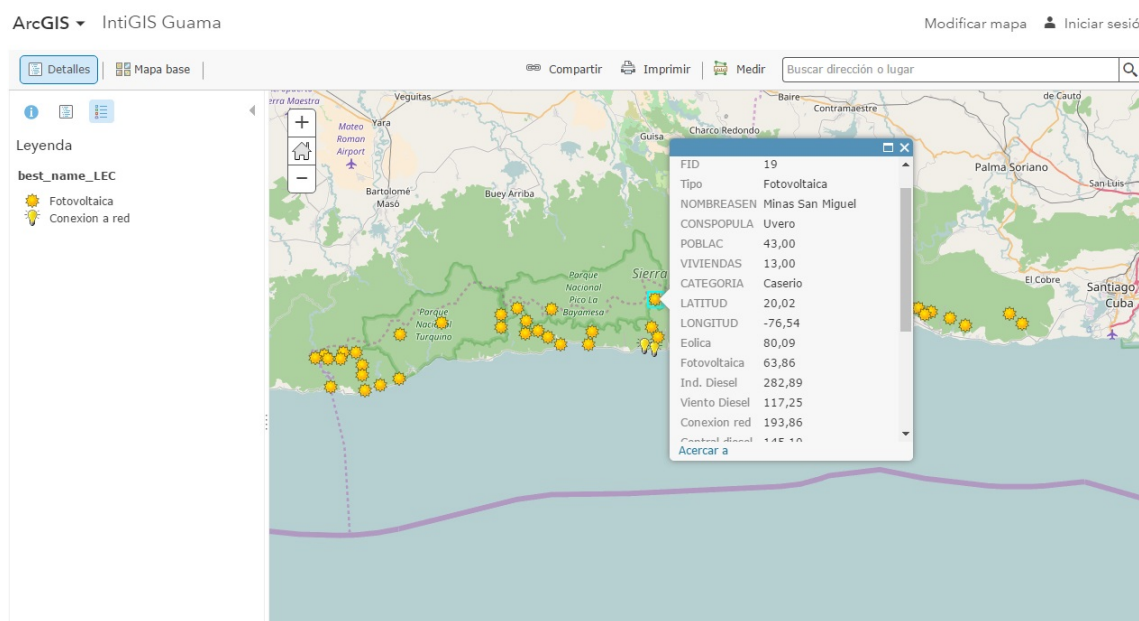


Imagen 3.15: Geoportal creado en ArcGIS Online para el primer caso de estudio. Fuente: ArcGIS Online <http://arcg.is/2ffqk4K>

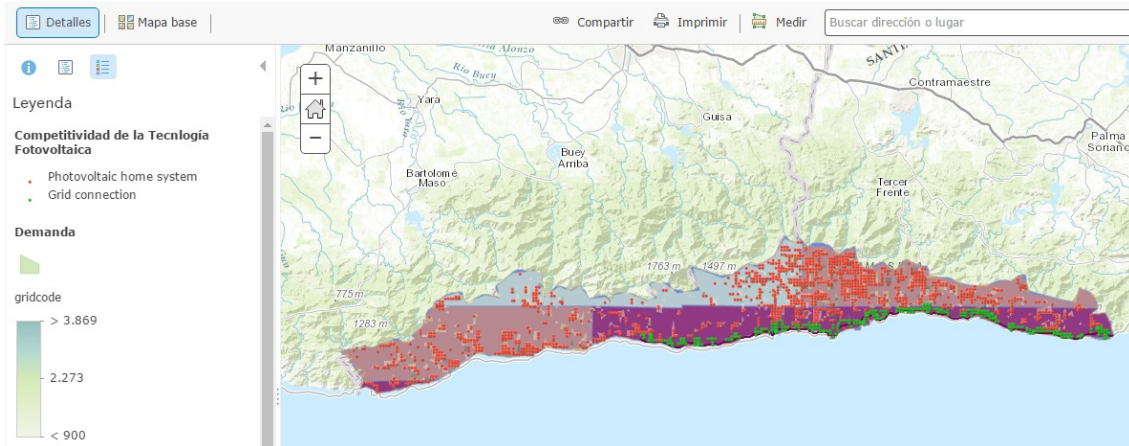


Imagen 3.16: Geoportail creado en ArcGIS Online para el segundo caso de estudio. Fuente: ArcGIS Online <http://arcg.is/2ffrzAY>

4. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE ACTUACIÓN.

Como se explicó en el apartado de objetivos el presente Trabajo de Fin de Máster se ha dividido en dos partes, la primera enfocada al desarrollo de la nueva versión de IntiGIS y la segunda parte del proyecto a realizar dos casos de estudio con el modelo IntiGIS, un caso de estudio con la información ya existente de otros análisis también desarrollados en Guamá y el otro, con información actualizada y revisada.

En cuanto al proceso de actualización de IntiGIS, es importante tener en cuenta que al comenzar este trabajo, el proyecto ya estaba en marcha desde el año 2015, por lo que debido a la complejidad del mismo y del limitado tiempo para realizar este documento, no se ha podido finalizar definitivamente. Los principales avances que se han logrado en este trabajo han sido en líneas generales dos:

- Lograr una mayor operatividad con IntiGIS 2 gracias a los testeos realizados durante este proyecto, ya que en un principio ningún módulo de cálculo se encontraba operativo y gracias al trabajo realizado conjuntamente en el CIEMAT, el ECREEE y el KNUST, ahora resulta posible realizar un análisis completo de un caso de estudio.

- Gracias a la posibilidad de realizar un caso de estudio en su totalidad, se pudieron detectar diversas inconsistencias en los datos, que denotan algún tipo de problema en el código fuente al procesar la información.

A este respecto es importante para el proyecto contar con un investigador, que se pueda dedicar a tiempo completo al desarrollo del software desde el código fuente de IntiGIS.

4.1 INCLUSIÓN EN EL ANÁLISIS DE UN MODELO DIGITAL DEL TERRENO

Por otro lado y como forma de mejorar IntiGIS a futuro, de acuerdo con Alba Page (2015) se propone incluir un Modelo Digital del Terreno (MDT) como capa de entrada para calcular la conexión a red [21], ya que actualmente no se tiene en cuenta los distintos accidentes orográficos que pudieran disparar los costes de construcción del tendido de media tensión o incluso hacerlo inviable. Pero además de la necesidad de un MDT para el cálculo del LEC de la conexión a la red, también puede ser útil para evaluar otras tecnologías.

Para las tecnologías con componente eólico resulta necesario incorporar un MDT, ya que el viento es un recurso cuyo comportamiento depende enormemente del relieve del territorio. Como se ha podido comprobar en el presente trabajo, los lugares donde se prevé aplicar IntiGIS son áreas rurales en países en vías de desarrollo donde el acceso a la información suele ser muy limitado, por lo que no sería raro tener que tomar la información del recurso eólico de bases de datos globales que no tienen en cuenta las posibles peculiaridades de la zona. Incluyendo el modelo digital del terreno se podría evitar que saliera la eólica como tecnología más adecuada para una zona donde existe un accidente orográfico que hace de pantalla contra el viento. También es interesante aplicar los MDT a la tecnología fotovoltaica ya que en zonas montañosas, las sombras proyectadas por el relieve podrían hacer menos interesante la opción fotovoltaica.

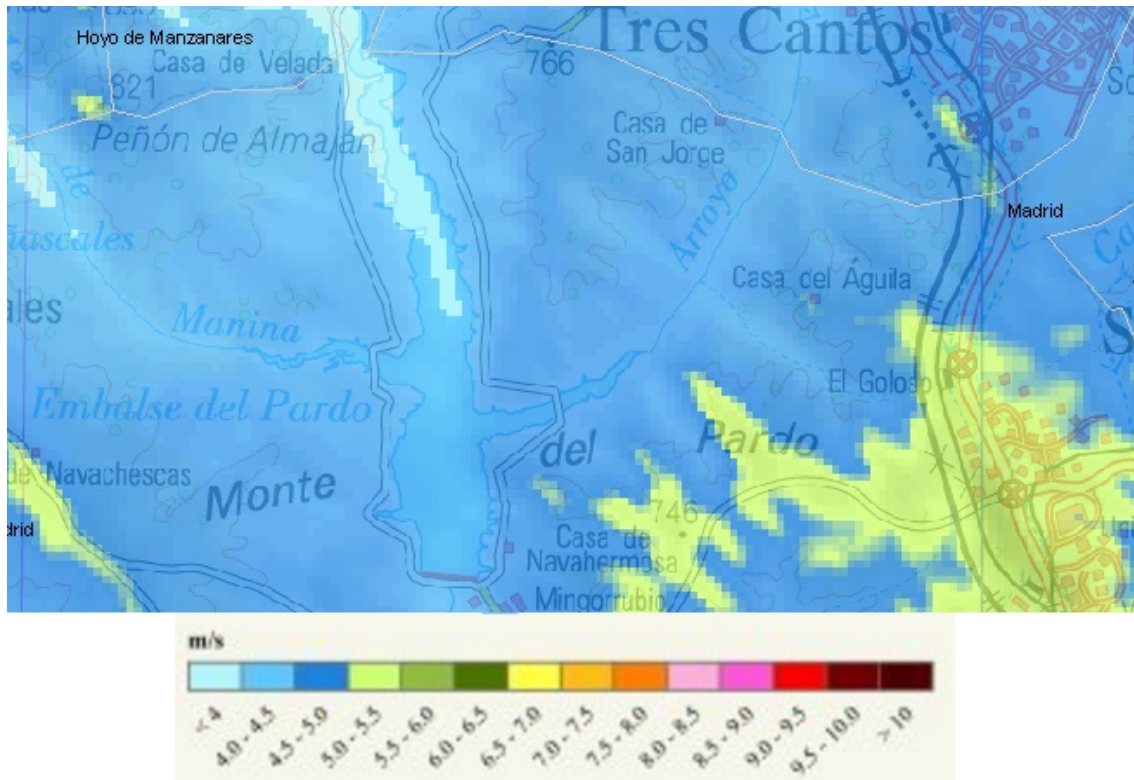


Imagen 4.1: Mapa de vientos del monte del Pardo que muestra la influencia de características locales (valles fluviales, el embalse...) sobre la velocidad del viento. Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

4.2 MAPA DE CARRETERAS Y CAMINOS PARA MEJORAR LA CARACTERIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DIÉSEL.

Otra innovación interesante sería la inclusión de un mapa de carreteras, que de forma análoga al mapa del tendido eléctrico calculase la distancia del asentamiento a la carretera más cercana. Esto es importante en lo referente a las tecnologías con componente diésel, ya que el combustible hay que transportarlo, y dependiendo de lo inaccesible del lugar, el transporte podría llegar a convertirse en el mayor gasto sobre el LEC. A partir de esa distancia y de un nuevo parámetro económico (coste por kilómetro de construcción de un camino) calcular el coste para la construcción de un camino en el que pueda circular un vehículo con el diésel para el generador.

4.3 INCORPORAR LA TECNOLOGÍA HÍBRIDA FOTOVOLTAICA-DIÉSEL AL ANÁLISIS.

Esta tecnología ya está incorporada en los cálculos técnicos presentes en MathCAD, pero aun quedaría pendiente su inclusión en el código fuente de IntiGIS v2.0. La inclusión de estas plantas de generación centralizada de energía fotovoltaica permitiría abaratar costes en comunidades relativamente grandes, en las que la instalación de un panel solar doméstico por vivienda superaría al coste de establecer un pequeño campo de placas solares, apoyadas por un generador diésel en caso de fallo en la generación solar, para toda la comunidad.

En el caso de estudio del presente trabajo, la población de Guamá está muy dispersa por el territorio, por lo que, probablemente no sea la mejor zona para la instalación de estos módulos, pero como recoge Alba Page en su Trabajo de Fin de Máster (2015), en zonas

rurales desfavorecidas más densamente pobladas de África o Asia [9] sería una opción bastante interesante.

4.4 DESARROLLAR UNA VERSIÓN ADAPTADA A UN SOFTWARE SIG LIBRE.

Como se ha mencionado en varias ocasiones, uno de los objetivos del proyecto IntiGIS es lograr su máxima difusión. Para lograr este objetivo, es importante que la accesibilidad al software sea la mayor posible. Probablemente, uno de los mayores obstáculos que pudiera tener un usuario para trabajar con IntiGIS, sea el requisito del software de tener instalado ArcGIS, el cual, a pesar de ser la aplicación SIG más utilizada a nivel mundial, es un software de pago.

Si además se tiene en cuenta los ámbitos de aplicación de IntiGIS, zonas rurales desfavorecidas, nada puede asegurar que el usuario interesado en aplicar IntiGIS tenga acceso a ArcGIS, principalmente debido al alto coste del software, ya que según páginas especializadas en temática SIG²⁷ (ESRI no hace públicas sus tarifas), una licencia de uso único del producto ArcGIS for desktop cuesta unos 5000 euros.

Por estos motivos, además de desarrollar IntiGIS en base a ArcGIS, se podría desarrollar una versión alternativa de IntiGIS que funcione en base a un software SIG libre. Para ello existen numerosas alternativas: gvSIG, Quantum GIS, GRASS GIS, Kosmo entre otros.



Imagen 4.2: Varios ejemplos de plataformas SIG de libre acceso. Elaboración propia.

²⁷ <http://www.nosolosig.com/articulos/286-cuanto-cuestan-los-productos-arcgis-de-esri>

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Organización de Naciones Unidas (2015) *Resolución aprobada por la asamblea general el 25 de septiembre del 2015. Transformar nuestro mundo: La agenda 2030 para el desarrollo sostenible*. Nueva York: Resolución 70.1, ONU.
- [2] World Bank Group (2016) Off-Grid Solar Market Report. www.lightingglobal.org, [online] Disponible en: <https://www.lightingglobal.org/launch-of-off-grid-solar-market-trends-report-2016/>
- [3] Sustainable Energy for All (2015) Global Tracking Framework, Energy Access. <http://trackingenergy4all.worldbank.org/>, [online] Disponible en: <http://trackingenergy4all.worldbank.org/energy-access>
- [4] Pinedo, I. (2007) *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*, Madrid: Tesis doctoral, CIEMAT.
- [5] Solargis-Team (1996) “*Solargis Handbook. Guidelines for the elaboration of regional integration plans for decentralized electricity production with renewable energies*”. Bruselas: Comisión Europea.
- [6] Amador, J. (2000) *Análisis de los parámetros técnicos en la aplicación de los sistemas de información geográfica a la integración regional de las energías renovables en la producción descentralizada de electricidad*, Madrid: Tesis doctoral, E.T.S.I. Universidad Politécnica de Madrid.
- [7] Auger Campos, C., Cedillo Heine, A., y Gil García, M. (2008). *Electrificación rural en el municipio de Cobán, Departamento de Alta Verapaz (Guatemala) según el modelo IntiGIS*. Madrid: Informe técnico CIEMAT número 1160.
- [8] Rodríguez Gámez, María (2012) *La ordenación y la planificación de las fuentes renovables de energía en la isla de Cuba desde una perspectiva territorial. Estudio de caso en el municipio de Guamá a partir de un geoportal*. Madrid: Editorial CIEMAT.
- [9] Arias Page, Alba (2015) *IntiGIS 2.0: Objetivos y propuesta metodológica. Análisis de competitividad tecnológica en Ghana*. Madrid: Trabajo Final del Máster en Tecnologías de Información Geográfica, Universidad Complutense de Madrid.
- [10] Espinoza Sánchez, Sara (2013) *Análisis de alternativas con sistemas renovables para la electrificación rural en la región Cuautla, México*. Madrid: Trabajo Final del Máster en Tecnologías de Información Geográfica, Universidad Complutense de Madrid.
- [11] Martínez Sarmiento, Rommel Alejandro (2012) *Tecnologías de información geográfica para la electrificación rural con energías renovables*. Madrid: Trabajo fin de máster, Universidad Politécnica de Madrid.
- [12] Camacho Palomino, Adriaen (2015) *Caracterización de un sistema híbrido fotovoltaico-diésel para electrificación rural usando sistemas de información geográfica*. Madrid: Trabajo fin de máster, Universidad Politécnica de Madrid.
- [13] Roa Jiménez, Sonia Catalina (2013) *Determinación de zonas adecuadas para la extracción de biomasa residual forestal y ubicación óptima de centrales*

de biomasa mediante SIG en la provincia de San Luis, Argentina. Madrid: Trabajo Final del Máster en Tecnologías de Información Geográfica, Universidad Complutense de Madrid.

- [14] Grupo de Tecnologías de la Información Geográfica y Energías Renovables, (2011). *Tutorial Autoayuda. IntiGIS v1.0*. Madrid: CIEMAT
- [15] Epstein, David (s.f.) Análisis de sensibilidad: Métodos en la evaluación económica de las tecnologías sanitarias. www.york.ac.uk, [online] Disponible en: <http://www.york.ac.uk/che/pdf/teehtapdf/Analisis%20de%20sensibilidadParte117mar.pdf>
- [16] Velázquez León, Sonia (2016) *Perspectivas Energéticas en Cuba*, España: Documento Opinión, Instituto Español de Estudios Estratégicos, número 22/2016.
- [17] Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Dirección de productos forestales (1996) *Memoria: Reunión regional sobre generación de electricidad a partir de biomasa*. Santiago de Chile: Serie Forestal n° 7, Informe de países: Cuba.
- [18] Rodríguez, José Luis (2014) *Cuba y sus perspectivas energéticas: una revisión reciente*, Cuba: CubaDebate.
- [19] Dilla Alfonso, Haroldo (2006) *Hugo Chávez y Cuba: Subsidiando posiciones fatales*, México DF: Problemas del Desarrollo, número 146.
- [20] ForesightCuba (2014) Minerales. <http://foresightcuba.com/> [online] Disponible en: <http://foresightcuba.com/minerales/>
- [21] Parfitt, M., Gill, R. (2016) Cuba: Block (9) read through to MEO Australia and LENI Gas Cuba. alignresearch.co.uk, [online] Disponible en: <http://www.alignresearch.co.uk/oil/cuba-block-9-read-meo-australia-leni-gas-cuba/>
- [22] Anónimo (2008). Cuba podría convertirse en la próxima potencia mundial del etanol. *Perfil.com*, [online] p.1. Disponible en: <http://www.perfil.com/internacional/Cuba-podria-convertirse-en-la-proxima-potencia-mundial-del-etanol-20080221-0027.html> [Accessed 30 May 2016].
- [23] Ministerio de Energía y Minas (2013) *Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía*. Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.
- [24] Madruga, Emir *La Energización Rural en Cuba*. Cuba: Biblioteca Cubasolar.
- [25] Merriam-Webster (1961) *Webster's Third New International Dictionary of the english language unabridged*. G. & C. MERRIAM COMPANY.

6. RECURSOS INFORMÁTICOS

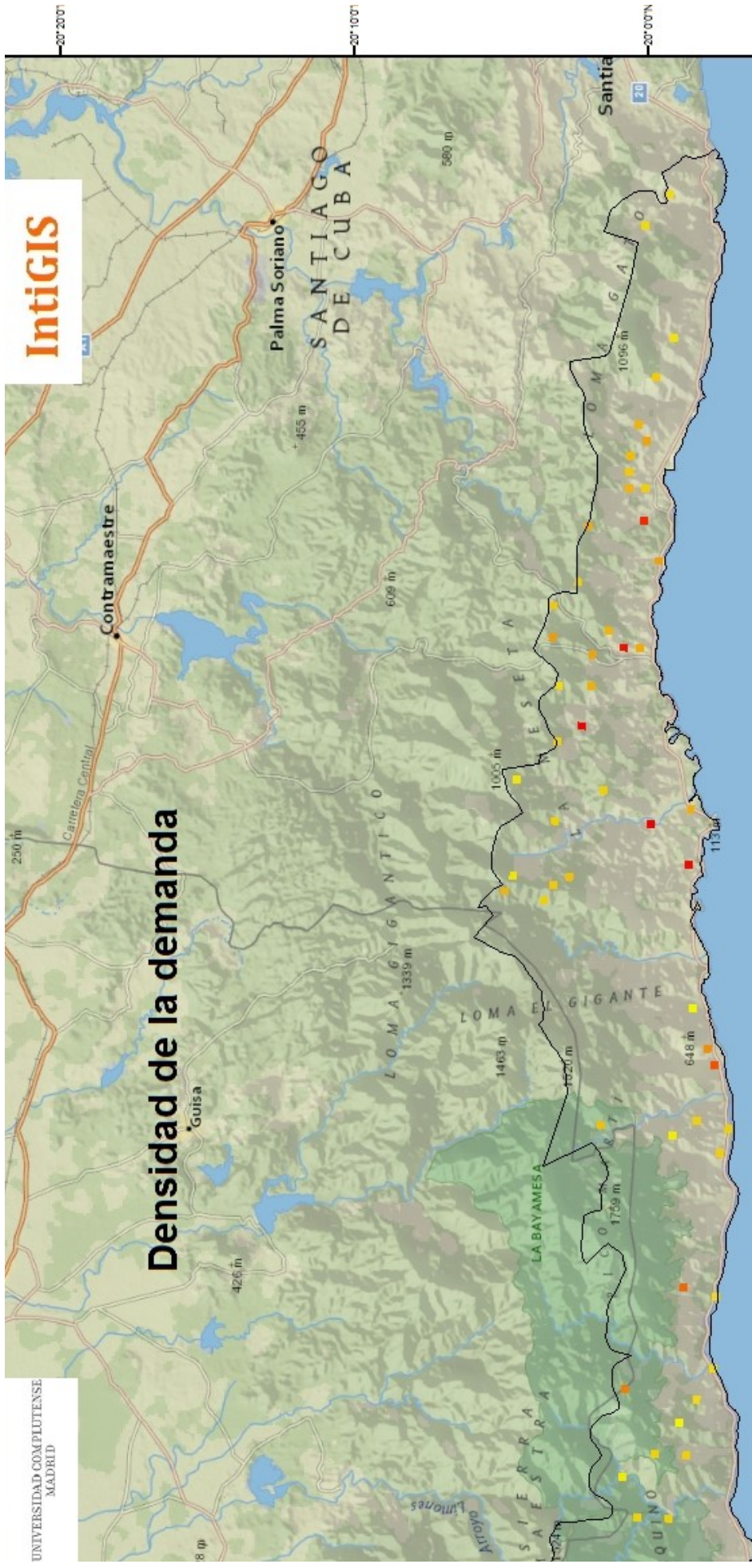
- Solidaridad para el Desarrollo y la Paz: <http://www.sodepaz.org/>
- National Aeronautics and Space Administration (NASA): <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi>
- Cubasolar: <http://www.cubasolar.cu/>

- Instituto Geográfico Nacional (IGN):
<http://www.ign.es/ign/main/index.do>
- Wattnier: <http://www.wattnier.com/>
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE):
<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>
- Energía sin Fronteras: <http://pinlite.eu/es/crowdfunding/22-energia.html>
- Nasdaq: <http://www.nasdaq.com>

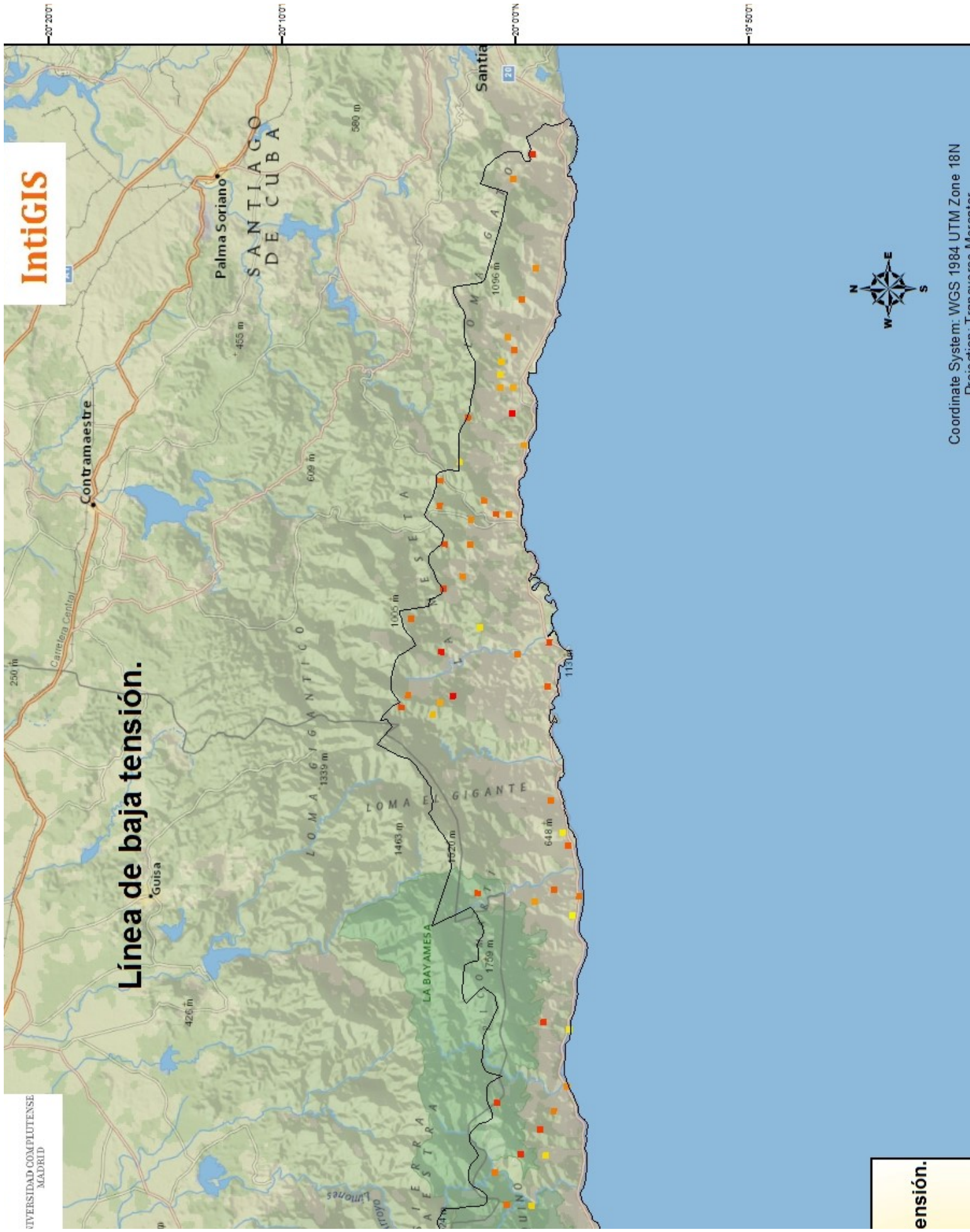
ANEXOS

ANEXO I: CARTOGRAFÍA UTILIZADA EN EL PRIMER CASO DE ESTUDIO.

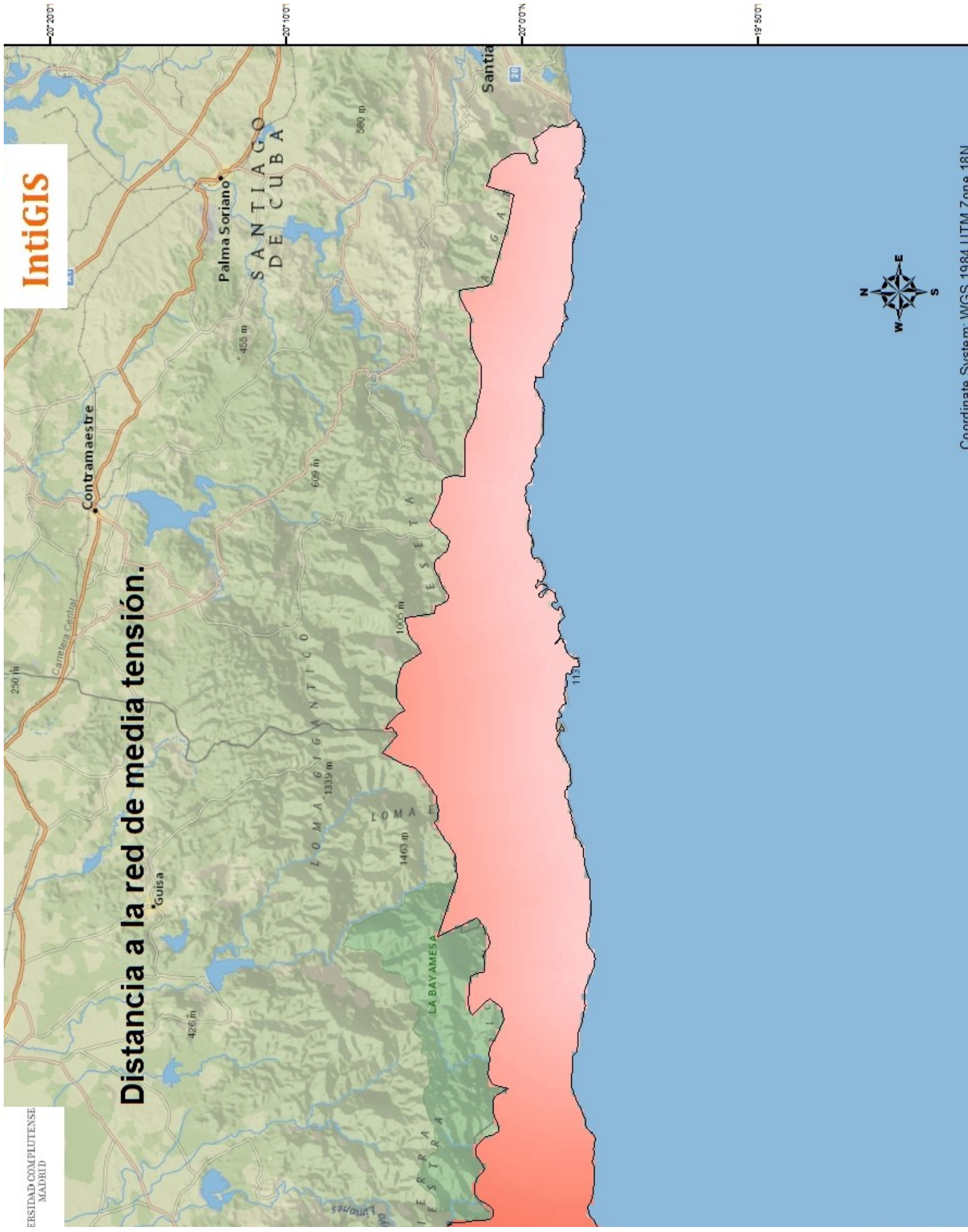
Densidad de la demanda



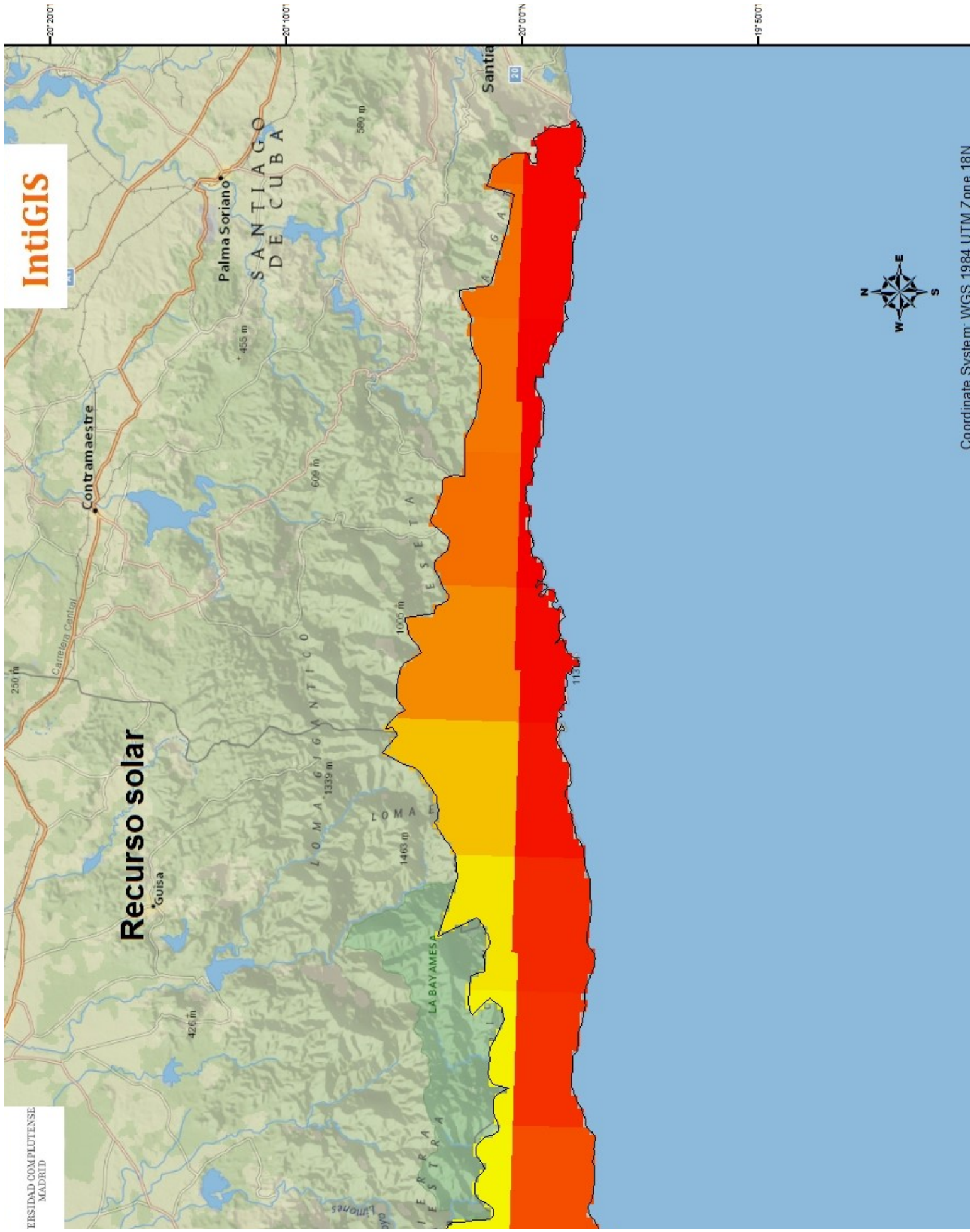
Línea de baja tensión.



Distancia a la red de media tensión.



Recurso solar



Velocidad del viento.



ANEXO II: PARÁMETROS TÉCNICOS DEL PRIMER CASO DE ESTUDIO.

DATOS QUE DEBE INTRODUCIR EL USUARIO

En color púrpura parámetros que son utilizados por INTIGIS pero no son utilizados por MATHCAD

Parámetros generales

Escenario de demanda

Demanda diaria (Wh)	$D_{dr} := 900W \cdot h$
Factor de forma de la curva de carga diaria (0/1)	$f_v := 0.4$
Factor de simultaneidad (0/1)	$F_s := 0.8$
Distancia máxima de línea de BT (m)	$L_{BT,max} := 800$
Potencia contratada por vivienda (W)	$P_h := 3300W$
Número de personas por vivienda	$N_p := 5$

Parámetros económicos

Tasa de descuento	$K_{pais} := 0.04$
Precio del diesel (€/l)	$\epsilon_d := 0.015 \cdot \frac{\text{€}}{Li}$
Tarifa eléctrica (€/kWh)	$C_{kWh} := 0.007 \cdot \frac{\text{€}}{kW \cdot h}$

Características del área de estudio

Número de viviendas por comunidad	$N_h := 15$
Valor medio de la radiación global (kWh/m2año ó horas equivalentes a 1000 W/m ²)	$G_k := 2065.9h$
Valor medio de la velocidad del viento a la altura medida	$v_{map} := 4.5$
Distancia media a la red de MT (m)	$L_{HV} := 12672.01m$
Longitud media de la línea de BT (m)	$L_{LV} := 204.44m$

Sistema fotovoltaico individual

Parámetros de los subsistemas

Paneles

Eficiencia = rendimiento global anual del sistema fotovoltaico autónomo, denominado habitualmente PR

$$\eta_{pv} := 0.75$$

Inversión (€/kWp)

$$I_{pv} := 4000 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kWp)

$$OM_{pv} := 100 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{pv} := 25$$

Todos los valores de la batería se consideran iguales para todos los sistemas, excepto los días de autonomía

Baterías

Autonomía (días)

$$d_{Spv} := 3$$

Rendimiento energético de la batería (0/1)

$$\eta_{Spv} := 0.9$$

Profundidad de descarga (0/1)

$$p_{Spv} := 0.7$$

Inversión (€/kWh)

$$I_{Spv} := 80 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$$

O y M (€/kWh)

$$OM_{Spv} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida en años

$$n_{Spv} := 5$$

Todos los valores del inversor individual (acondicionamiento de potencia) son iguales para todos los sistemas individuales: fotovoltaico individual, eólico individual y diesel individual

Inversor individual

Eficiencia = rendimiento medio anual del inversor

$$\eta_A := 0.85$$

$$\eta_{Apv} := \eta_A$$

Inversión (€/kW)

$$I_{Apv} := 250 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$OM_{Apv} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{Apv} := 6$$

Sistema eólico individual

Parámetros generales

Altura de medida de la velocidad del viento

$$H_{\text{map}} := 15\text{m}$$

Parámetros de los subsistemas

Mini-aerogenerador

Eficiencia = rendimiento global anual del sistema eólico autónomo

$$\eta_{\text{wtp}} := 0.75$$

Altura del rotor (m) = altura del buje del pequeño aerogenerador

$$H_{\text{wtp}} := 15\text{m}$$

Inversión (€/kW)

$$I_{\text{w}} := 6000 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$OM_{\text{w}} := 120 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{\text{w}} := 20$$

Baterías

Autonomía (días)

$$d_{\text{Sw}} := 3$$

Rendimiento energético de la batería (0/1)

$$\eta_{\text{Sw}} := 0.9$$

Profundidad de descarga (0/1)

$$p_{\text{Sw}} := 0.7$$

Inversión (€/kWh)

$$I_{\text{Sw}} := 80 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$$

O y M (€/kWh)

$$OM_{\text{Sw}} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida en años

$$n_{\text{Sw}} := 5$$

Inversor individual

Eficiencia = rendimiento medio anual del inversor

$$\eta_{\text{Aw}} := 0.85$$

Inversión (€/kW)

$$I_{\text{Aw}} := 250 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$OM_{\text{Aw}} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{\text{Aw}} := 6$$

Sistema diesel individual

Parámetros de los subsistemas

Generador

Potencia nominal (kW)

$$P_{id} := 3.15 \cdot \text{kW}$$

Consumo diesel (l/kWh)

$$CO_{fid} := 0.42 \cdot \frac{Li}{\text{kW} \cdot \text{h}}$$

I_{di} son los costes de inversión en €/kW.

$$I_{id} := 380 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

OM_{di} son los costes de operación y mantenimiento en €/kWh.

$$OM_{id} := 200 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{id} := 20$$

Baterías

Autonomía (días)

$$d_{Sid} := 2.5$$

Rendimiento energético de la batería (0/1)

$$\eta_{Sid} := 0.9$$

Profundidad de descarga (0/1)

$$p_{Sid} := 0.7$$

Inversión (€/kWh)

$$I_{Sid} := 80 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$$

O y M (€/kWh)

$$OM_{Sid} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida en años

$$n_{Sid} := 5$$

Inversor individual

Eficiencia = rendimiento medio anual del inversor

$$\eta_{Aid} := 0.85$$

Inversión (€/kW)

$$I_{Aid} := 250 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$OM_{Aid} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{Aid} := 6$$

Sistema diesel central

Parámetros de los subsistemas

Los valores del generador diesel central son iguales para todos los sistemas centrales: diesel central y sistemas híbridos: eólico-diesel y fotovoltaico-diesel

Generador diesel

Coeficiente de diseño	$f_{cd} := 0.77$
Consumo diesel (l/kWh)	$CO_{fcd} := 0.38 \cdot \frac{Li}{kW \cdot h}$
Inversión diesel central (€/kW)	$I_{cd} := 114 \cdot \frac{€}{kW}$
Costes de operación y mantenimiento (€/kW) No es entrada en INTIGIS	$OM_{cd} := 85.5 \cdot \frac{€}{kW}$
Tiempo de vida (años)	$\eta_{cd} := 20$

Baterías

Autonomía (días)	$d_{Scd} := 1$
Rendimiento energético de la batería (0/1)	$\eta_{Scd} := 0.9$
Profundidad de descarga (0/1)	$P_{Scd} := 0.7$
Inversión (€/kWh)	$I_{Scd} := 80 \cdot \frac{€}{kW \cdot h}$
O y M (€/kWh)	$OM_{Scd} := 0 \cdot \frac{€}{kW}$
Tiempo de vida en años	$\eta_{Scd} := 5$

Todos los valores del inversor central son iguales para todos los sistemas centrales: diesel central y sistemas híbridos: eólico-diesel y fotovoltaico-diesel

Inversor central

Eficiencia inversor central = rendimiento medio anual del inversor	$\eta_{ACcd} := \eta_{AC}$
Inversión (€/kW)	$I_{ACcd} := 250 \cdot \frac{€}{kW}$
O y M (€/kW)	$OM_{ACcd} := 0 \cdot \frac{€}{kW}$
Tiempo de vida (años)	$\eta_{ACcd} := 6$

Línea BT

Inversión (€/km)	$I_{LVcd} := 9000 \cdot \frac{€}{km}$	$OM_{LVcd} := 0 \cdot \frac{€}{km}$
OM (€/km)		
Tiempo de vida (años)		$\eta_{LVcd} := 30$

Conexión a red

Parámetros de los subsistemas

Tiempo de vida (años)

$$n_g := 30$$

Costes de acometida (€/kW)

$$I_g := 100 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Los costes de acometida se incluyen también en el cálculo del LEC de los sistemas centrales: diesel central y sistemas híbridos: eólico-diesel y fotovoltaico-diesel

Línea de media tensión

Inversión (€/km)

$$I_{HV} := 12000 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

OM (€/kWh)

$$OM_{HV} := 300 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

Centro de transformación

Inversión (€)

$$I_{CT} := 8000\text{€}$$

OM (€/kWh)

$$OM_{CT} := 0 \cdot \text{€}$$

Todos los valores de líneas BT se consideran iguales para todos los sistemas centrales, además de "conexión a red": diesel central y sistemas híbridos: eólico-diesel y fotovoltaico-diesel

Línea BT

Inversión (€/km)

$$I_{LVg} := 9000 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

OM (€/km)

$$OM_{LVg} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

Sistema eólico-diesel

Parámetros generales

Altura de medida de la velocidad del viento turbinas medianas

$$H_{\text{mapm}} := 15\text{m}$$

Parámetros de los subsistemas

Generador diesel

Coefficiente de diseño

$$f_{\text{Dwd}} := 0.77$$

Consumo diesel (l/kWh)

$$\text{CO}_{\text{fcd}} = 0.38 \cdot \frac{\text{Li}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$$

Inversión diesel central (€/kW)

Depende de la potencia del generador

Tiempo de vida del sistema de generación completo (años)

$$n_{\text{wd}} := 20$$

Mini-aerogenerador

Eficiencia

$$\eta_{\text{wtm}} := 0.75$$

Altura del rotor (m)

$$H_{\text{wtm}} := 20\text{m}$$

Inversión (€/kW)

$$I_{\text{Wwd}} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Baterías

Autonomía (días)

$$d_{\text{Swd}} := 0.5$$

Rendimiento energético de la batería (0/1)

$$\eta_{\text{Swd}} := 0.9$$

Profundidad de descarga (0/1)

$$P_{\text{Swd}} := 0.7$$

Inversión (€/kWh)

$$I_{\text{Swd}} := 80 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$$

O y M (€/kWh)

$$\text{OM}_{\text{Swd}} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida en años

$$n_{\text{Swd}} := 5$$

Inversor central

Eficiencia inversor central = rendimiento medio anual del inversor

$$\eta_{\text{ACwd}} := 0.9$$

Inversión (€/kW)

$$I_{\text{ACwd}} := 250 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$\text{OM}_{\text{ACwd}} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{\text{ACwd}} := 6$$

Línea BT

Inversión (€/km)

$$I_{\text{LVwd}} := 9000 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

OM (€/km)

$$n_{\text{LVwd}} := 30$$

Tiempo de vida (años)

$$\text{OM}_{\text{LVwd}} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

ANEXO III: RESULTADOS DEL PRIMER CASO DE ESTUDIO.

Tecnología diésel central:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama500_2010

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/m2 año
Velocidad media del viento:	4,5 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:	32,391 cts €/kWh
Resto del sistema:	74,246 cts €/kWh
Total:	145,098 cts €/kWh

Conexión a red:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama500_2010

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:	4,5 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:	32,391 cts €/kWh
Centro de transformación:	9,389 cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	0,7 cts €/kWh
Costes de acometida:	7,392 cts €/kWh
Total:	303,906 cts €/kWh

Tecnología diésel individual:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama500_2010	
<p>Parámetros generales</p> <p>Características de la comunidad tipo:</p> <p>Número de casas: 15 casas</p> <p>Población: 75 hab.</p> <p>Demanda diaria: 900 Wh/día</p> <p>Demanda anual: 328,5 kWh/año</p> <p>Radiación global en plano de panel: 2065,9 kWh/m² año</p> <p>Velocidad media del viento: 4,5 m/s</p> <p>Longitud de la línea de BT: 204,44 m</p> <p>Distancia a la red de MT: 12672,01 m</p> <p>Parámetros económicos</p> <p>Tasa de descuento: 4 %</p> <p>Precio del combustible: 0,015 €/litro</p>	<p>Parámetros técnicos y económicos</p> <p>Grupo diésel individual</p> <p>Potencia eléctrica nominal: 3,15 kW</p> <p>Inversión: 380 €/kW</p> <p>Gastos de O&M: 200 €/kW año</p> <p>Tiempo de vida: 20 años</p> <p>Consumo de combustible: 0,42 litros/kWhe</p> <p>Batería de acumulación de plomo-ácido</p> <p>Capacidad: 3,571 kWh</p> <p>Inversión: 80 €/kWh</p> <p>Gastos de O&M: 0 €/kWh año</p> <p>Tiempo de vida: 5 años</p> <p>Funcionamiento del sistema</p> <p>Energía anual producida: 4927,5 kWh/año</p> <p>Factor de capacidad: 0,012</p>
<p>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</p> <p>Acumulación: 19,537 cts €/kWh</p> <p>Acondicionamiento de potencia: 24,018 cts €/kWh</p> <p>Resto del sistema: 238,702 cts €/kWh</p> <p>Combustible: 0,63 cts €/kWh</p> <p>Total: 282,887 cts €/kWh</p>	

Tecnología fotovoltaica:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama500_2010

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:	4,5 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 diésel:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama500_2010

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:	4,5 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:	1,241 kW
Inversión:	0 €/kW
Gastos de O&M:	0 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Factor de carga:	0,114

Grupo diésel:

Potencia eléctrica nominal:	38,115 kW
Inversión:	114 €/kW
Gastos de O&M:	42,75 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,38 litros/kWh
Factor de carga:	0,012

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Turbina:	0 cts €/kWh
Grupo diésel:	50,413 cts €/kWh
Acumulación:	3,907 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	22,684 cts €/kWh
Línea BT:	32,391 cts €/kWh
Combustible:	0,466 cts €/kWh
Costes de acometida:	7,392 cts €/kWh
Total:	117,253 cts €/kWh

Tecnología eólica:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Guama500_2010

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:	4,5 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:	0,238 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

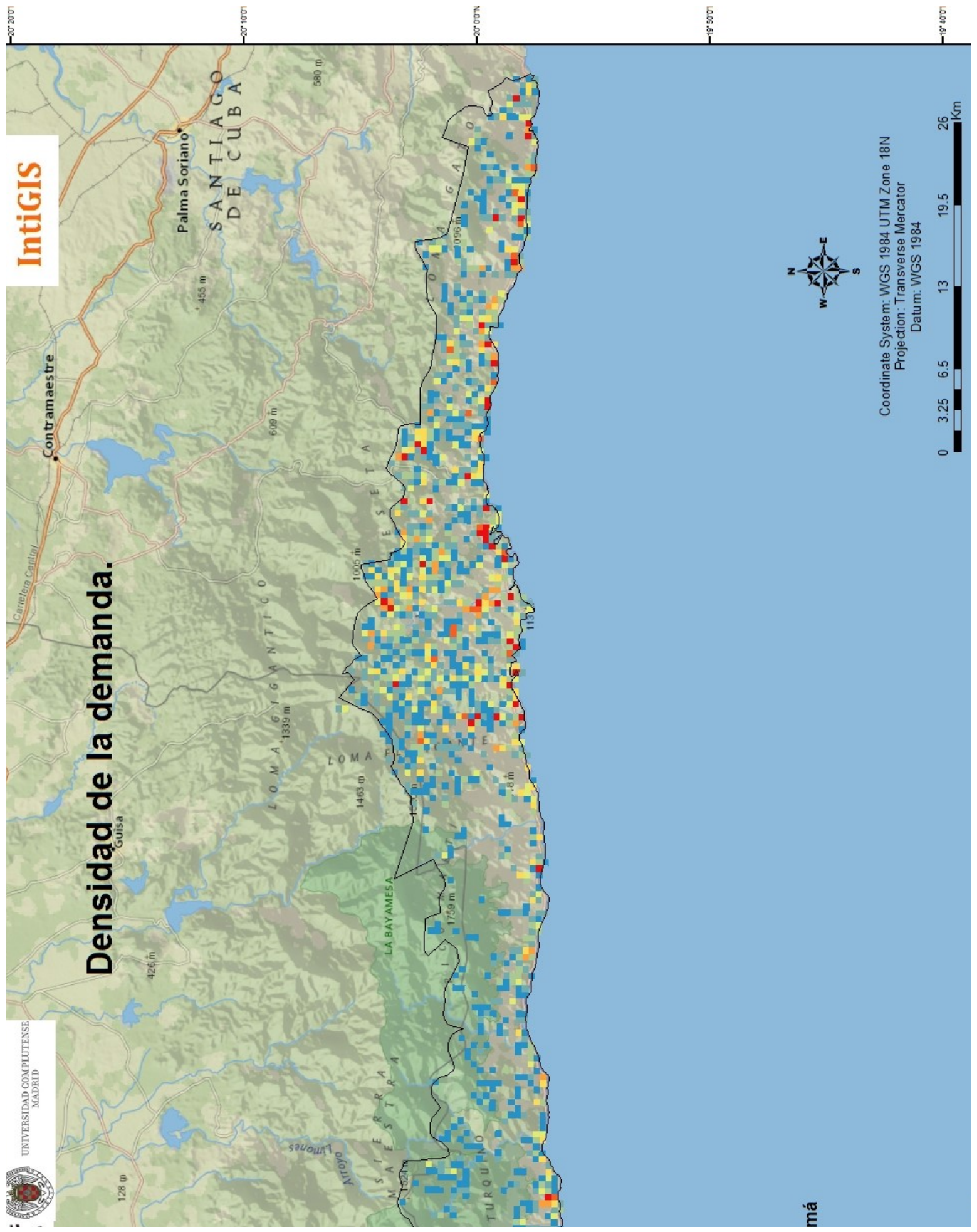
Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	4927,5 kWh/año
Velocidad viento de referencia:	4,5 m/s
Factor de capacidad:	0,158

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	23,444 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	16,012 cts €/kWh
Resto del sistema:	40,635 cts €/kWh
Total:	80,091 cts €/kWh

ANEXO IV: CARTOGRAFIA UTILIZADA EN EL SEGUNDO CASO DE ESTUDIO.



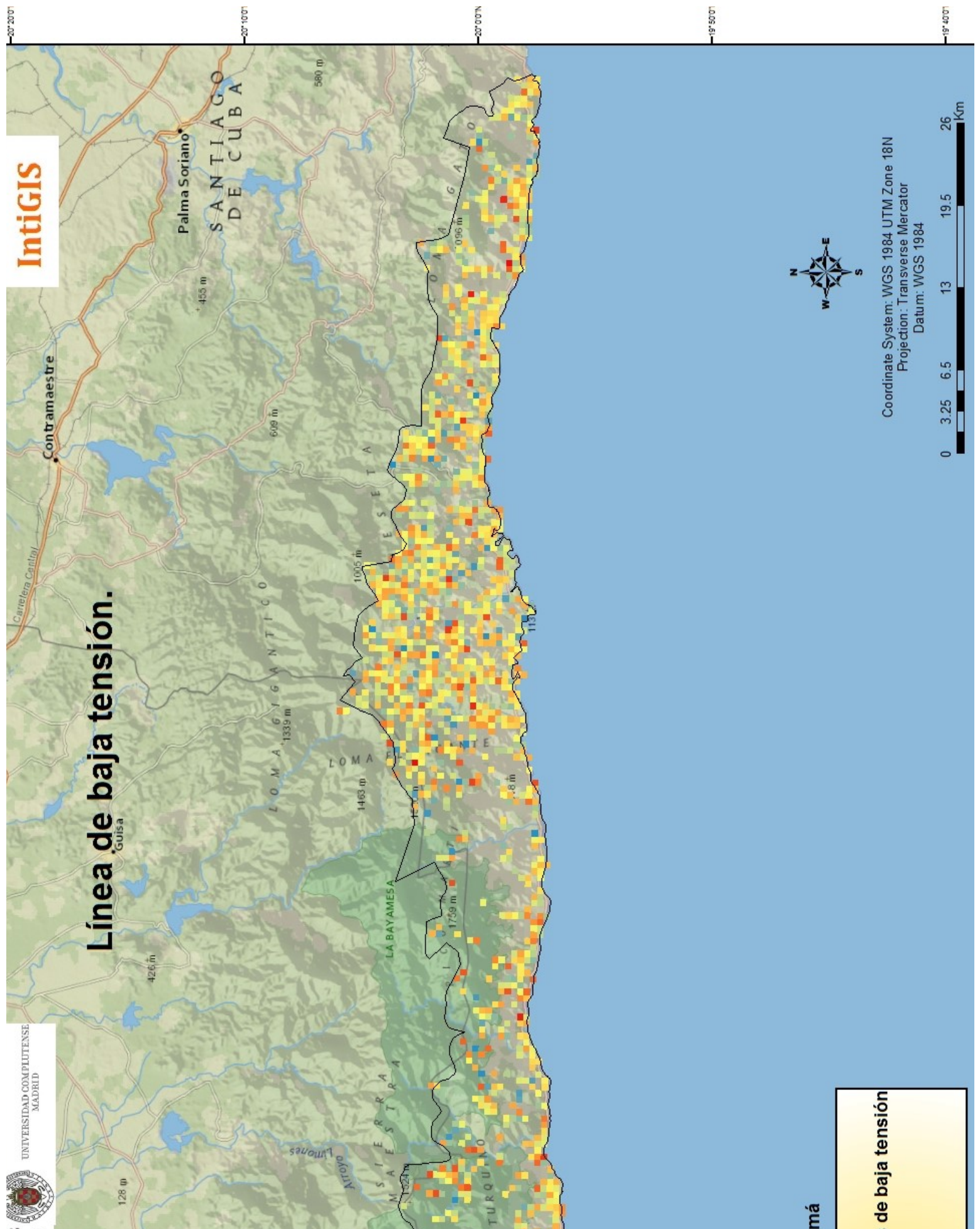
IntiGIS

Densidad de la demanda.

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE
MADRID

Coordinate System: WGS 1984 UTM Zone 18N
Projection: Transverse Mercator
Datum: WGS 1984





IntiGIS

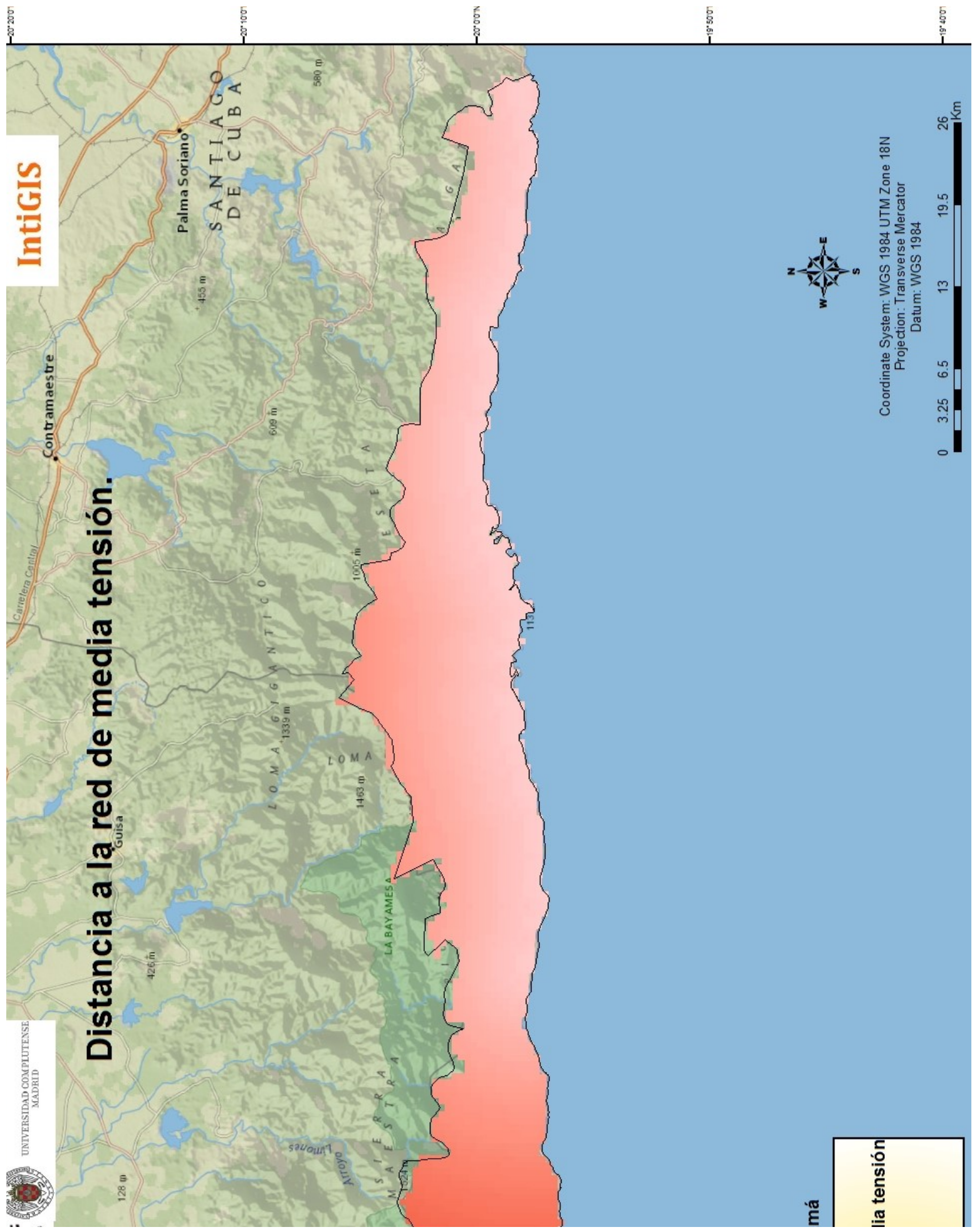
Línea de baja tensión.

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE
MADRID

Sierra de Guisa
Línea de baja tensión

Coordinate System: WGS 1984 UTM Zone 18N
Projection: Transverse Mercator
Datum: WGS 1984





IntiGIS

Distancia a la red de media tensión.

má

ia tensión

Coordinate System: WGS 1984 UTM Zone 18N
Projection: Transverse Mercator
Datum: WGS 1984





IntiGIS



UNIVERSIDAD COMPLUTENSE
MADRID

Velocidad del viento.

Coordinate System: WGS 1984 UTM Zone 18N
Projection: Transverse Mercator
Datum: WGS 1984

má

ANEXO V: PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SEGUNDO ANÁLISIS.

DATOS QUE DEBE INTRODUCIR EL USUARIO

En color púrpura parámetros que son utilizados por INTIGIS pero no son utilizados por MATHCAD

Parámetros generales

Escenario de demanda

Demanda diaria (Wh)	$D_{dr} := 900\text{W}\cdot\text{h}$
Factor de forma de la curva de carga diaria (0/1)	$f_v := 0.4$
Factor de simultaneidad (0/1)	$F_s := 0.8$
Distancia máxima de línea de BT (m)	$L_{BT,max} := 800$
Potencia contratada por vivienda (W)	$P_h := 3300\text{W}$
Número de personas por vivienda	$N_p := 5$

Parámetros económicos

Tasa de descuento	$K_{pais} := 0.1$
Precio del diesel (€/l)	$\epsilon_d := 0.6 \cdot \frac{\text{€}}{\text{Li}}$
Tarifa eléctrica (€/kWh)	$C_{kWh} := 0.2 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{h}}$

Características del área de estudio

Número de viviendas por comunidad	$N_h := 2$
Valor medio de la radiación global (kWh/m2año ó horas equivalentes a 1000 W/m ²)	$G_k := 2065.9\text{h}$
Valor medio de la velocidad del viento a la altura medida	$v_{map} := 5.27$
Distancia media a la red de MT (m)	$L_{HV} := 11094.8\text{m}$
Longitud media de la línea de BT (m)	$L_{LV} := 195.73\text{m}$

Sistema fotovoltaico individual

Parámetros de los subsistemas

Paneles

Eficiencia = rendimiento global anual del sistema fotovoltaico autónomo, denominado habitualmente PR

$$\eta_{pv} := 0.75$$

Inversión (€/kWp)

$$I_{pv} := 1800 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kWp)

$$OM_{pv} := 15 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{pv} := 25$$

Todos los valores de la batería se consideran iguales para todos los sistemas, excepto los días de autonomía

Baterías

Autonomía (días)

$$d_{Spv} := 3$$

Rendimiento energético de la batería (0/1)

$$\eta_{Spv} := 0.9$$

Profundidad de descarga (0/1)

$$p_{Spv} := 0.7$$

Inversión (€/kWh)

$$I_{Spv} := 200 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

O y M (€/kWh)

$$OM_{Spv} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Tiempo de vida en años

$$n_{Spv} := 5$$

Todos los valores del inversor individual (acondicionamiento de potencia) son iguales para todos los sistemas individuales: fotovoltaico individual, eólico individual y diesel individual

Inversor individual

$$\eta_A := 0.85$$

Eficiencia = rendimiento medio anual del inversor

$$\eta_{Apv} := \eta_A$$

Inversión (€/kW)

$$I_{Apv} := 250 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$OM_{Apv} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{Apv} := 15$$

Sistema eólico individual

Parámetros generales

Altura de medida de la velocidad del viento

$$H_{map} := 10\text{m}$$

Parámetros de los subsistemas

Mini-aerogenerador

Eficiencia = rendimiento global anual del sistema eólico autónomo

$$\eta_{wtp} := 0.75$$

Altura del rotor (m) = altura del buje del pequeño aerogenerador

$$H_{wtp} := 15\text{m}$$

Inversión (€/kW)

$$I_w := 3500 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$OM_w := 30 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_w := 20$$

Baterías

Autonomía (días)

$$d_{Sw} := 3$$

Rendimiento energético de la batería (0/1)

$$\eta_{Sw} := 0.9$$

Profundidad de descarga (0/1)

$$p_{Sw} := 0.7$$

Inversión (€/kWh)

$$I_{Sw} := 200 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

O y M (€/kWh)

$$OM_{Sw} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Tiempo de vida en años

$$n_{Sw} := 5$$

Inversor individual

Eficiencia = rendimiento medio anual del inversor

$$\eta_{Aw} := 0.85$$

Inversión (€/kW)

$$I_{Aw} := 250 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$OM_{Aw} := 0 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{Aw} := 15$$

Sistema diesel individual

Parámetros de los subsistemas

Generador

Potencia nominal (kW)

$$P_{id} := 3.15 \cdot \text{kW}$$

Consumo diesel (l/kWh)

$$CO_{fid} := 0.42 \cdot \frac{\text{Li}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$$

I_{di} son los costes de inversión en €/kW.

$$I_{id} := 400 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

OM_{dij} son los costes de operación y mantenimiento en €/kWh.

$$OM_{id} := 200 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{id} := 20$$

Baterías

Autonomía (días)

$$d_{Sid} := 2.5$$

Rendimiento energético de la batería (0/1)

$$\eta_{Sid} := 0.9$$

Profundidad de descarga (0/1)

$$p_{Sid} := 0.7$$

Inversión (€/kWh)

$$I_{Sid} := 200 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{h}}$$

O y M (€/kWh)

$$OM_{Sid} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida en años

$$n_{Sid} := 5$$

Inversor individual

Eficiencia = rendimiento medio anual del inversor

$$\eta_{Aid} := 0.85$$

Inversión (€/kW)

$$I_{Aid} := 250 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

O y M (€/kW)

$$OM_{Aid} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Tiempo de vida (años)

$$n_{Aid} := 15$$

Sistema diesel central

Parámetros de los subsistemas

Los valores del generador diesel central son iguales para todos los sistemas centrales: diesel central y sistemas híbridos: eólico-diesel y fotovoltaico-diesel

Generador diesel

Coefficiente de diseño	$f_{cd} := 0.77$
Consumo diesel (l/kWh)	$CO_{fcd} := 0.38 \cdot \frac{Li}{kW \cdot h}$
Atención: INTIGIS calcula los costes de inversión del generador central en función de la potencia y de los costes de inversión del generador diesel individual	
Inversión diesel central (€/kW)	$I_{cd} := 400 \cdot \frac{€}{kW}$
Costes de operación y mantenimiento (€/kW) No es entrada en INTIGIS	$OM_{cd} := 85.5 \cdot \frac{€}{kW}$
Tiempo de vida (años)	$n_{cd} := 20$

Baterías

Autonomía (días)	$d_{Scd} := 1$
Rendimiento energético de la batería (0/1)	$\eta_{Scd} := 0.9$
Profundidad de descarga (0/1)	$p_{Scd} := 0.7$
Inversión (€/kWh)	$I_{Scd} := 200 \cdot \frac{€}{kW \cdot h}$
O y M (€/kW)	$OM_{Scd} := 0 \cdot \frac{€}{kW}$
Tiempo de vida en años	$n_{Scd} := 5$

Todos los valores del inversor central son iguales para todos los sistemas centrales: diesel central y sistemas híbridos: eólico-diesel y fotovoltaico-diesel

Inversor central

Eficiencia inversor central = rendimiento medio anual del inversor	$\eta_{ACcd} := \eta_{AC}$
Inversión (€/kW)	$I_{ACcd} := 250 \cdot \frac{€}{kW}$
O y M (€/kW)	$OM_{ACcd} := 0 \cdot \frac{€}{kW}$
Tiempo de vida (años)	$n_{ACcd} := 15$

Línea BT

Inversión (€/km)	$I_{LVcd} := 9000 \cdot \frac{€}{km}$	
OM (€/km)		$OM_{LVcd} := 0 \cdot \frac{€}{km}$
Tiempo de vida (años)		$n_{LVcd} := 30$

Conexión a red

Parámetros de los subsistemas

Tiempo de vida (años)

$$n_g := 30$$

Costes de acometida (€/kW)

$$I_g := 100 \cdot \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Los costes de acometida se incluyen también en el cálculo del LEC de los sistemas centrales: diesel central y sistemas híbridos: eólico-diesel y fotovoltaico-diesel

Línea de media tensión

Inversión (€/km)

$$I_{HV} := 21500 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

OM (€/kWh)

$$OM_{HV} := 300 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

Centro de transformación

Inversión (€)

$$I_{CT} := 8000\text{€}$$

OM (€/kWh)

$$OM_{CT} := 0 \cdot \text{€}$$

Todos los valores de líneas BT se consideran iguales para todos los sistemas centrales, además de "conexión a red": diesel central y sistemas híbridos: eólico-diesel y fotovoltaico-diesel

Línea BT

Inversión (€/km)

$$I_{LVg} := 9000 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

OM (€/km)

$$OM_{LVg} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{\text{k} \cdot \text{m}}$$

Sistema eólico-diesel

Parámetros generales

Altura de medida de la velocidad del viento turbinas medianas $H_{mapm} := 10m$

Parámetros de los subsistemas

Generador diesel

Coefficiente de diseño $f_{Dwd} := 0.77$

Consumo diesel (l/kWh) $CO_{fcd} = 0.38 \cdot \frac{Li}{kW \cdot h}$

Inversión diesel central (€/kW)

Depende de la potencia del generador

Tiempo de vida del sistema de generación completo (años)

$n_{wd} := 20$

Mini-aerogenerador

Eficiencia $\eta_{wtm} := 0.75$

Altura del rotor (m) $H_{wtm} := 20m$

Inversión (€/kW) $I_{Wwd} := 2000 \cdot \frac{\text{€}}{kW}$

Baterías

Autonomía (días) $d_{Swd} := 0.5$

Rendimiento energético de la batería (0/1) $\eta_{Swd} := 0.9$

Profundidad de descarga (0/1) $P_{Swd} := 0.7$

Inversión (€/kWh) $I_{Swd} := 200 \cdot \frac{\text{€}}{kW \cdot h}$

O y M (€/kW) $OM_{Swd} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{kW}$

Tiempo de vida en años $n_{Swd} := 5$

Inversor central

Eficiencia inversor central = rendimiento medio anual del inversor $\eta_{ACwd} := 0.9$

Inversión (€/kW) $I_{ACwd} := 250 \cdot \frac{\text{€}}{kW}$

O y M (€/kW) $OM_{ACwd} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{kW}$

Tiempo de vida (años) $n_{ACwd} := 15$

Línea BT

Inversión (€/km) $I_{LVwd} := 9000 \cdot \frac{\text{€}}{k \cdot m}$

OM (€/km)

Tiempo de vida (años) $n_{LVwd} := 30$

$OM_{LVwd} := 0 \cdot \frac{\text{€}}{k \cdot m}$

ANEXO VI: RESULTADOS DEL SEGUNDO CASO DE ESTUDIO.

Tecnología diésel central:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: tester															
<p>Parámetros generales</p> <p>Características de la comunidad tipo:</p> <p>Número de casas: 3 casas</p> <p>Población: 15 hab.</p> <p>Demanda diaria: 900 Wh/día</p> <p>Demanda anual: 328,5 kWh/año</p> <p>Radiación global en plano de panel: 2065,9 kWh/m² año</p> <p>Velocidad media del viento: 5,27 m/s</p> <p>Longitud de la línea de BT: 195,73 m</p> <p>Distancia a la red de MT: 11094,8 m</p> <p>Parámetros económicos</p> <p>Tasa de descuento: 10 %</p> <p>Precio del combustible: 0,6 €/litro</p>	<p>Parámetros técnicos y económicos</p> <p>Funcionamiento del sistema</p> <p>Potencia por vivienda: 3,3 kW</p> <p>Factor de carga: 0,4</p> <p>Factor de simultaneidad: 0,8</p> <p>Energía anual producida: 985,5 kWh/año</p> <p>Grupo diésel central</p> <p>Potencia eléctrica nominal: 7,623 kW</p> <p>Inversión: 400 €/kW</p> <p>Gastos de O&M: 72,8 €/kW año</p> <p>Tiempo de vida: 20 años</p> <p>Consumo de combustible: 0,38 litros/kWhe</p> <p>Batería de acumulación de plomo-ácido</p> <p>Capacidad: 4,286 kWh</p> <p>Inversión: 200 €/kWh</p> <p>Gastos de O&M: 0 €/kWh año</p> <p>Tiempo de vida: 5 años</p>														
<p>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</p> <table> <tr> <td>Acumulación:</td> <td>22,944 cts €/kWh</td> </tr> <tr> <td>Acondicionamiento de potencia:</td> <td>15,634 cts €/kWh</td> </tr> <tr> <td>Costes de acometida:</td> <td>11,8 cts €/kWh</td> </tr> <tr> <td>Combustible:</td> <td>22,8 cts €/kWh</td> </tr> <tr> <td>Línea BT:</td> <td>56,885 cts €/kWh</td> </tr> <tr> <td>Resto del sistema:</td> <td>101,74 cts €/kWh</td> </tr> <tr> <td>Total:</td> <td>231,802 cts €/kWh</td> </tr> </table>		Acumulación:	22,944 cts €/kWh	Acondicionamiento de potencia:	15,634 cts €/kWh	Costes de acometida:	11,8 cts €/kWh	Combustible:	22,8 cts €/kWh	Línea BT:	56,885 cts €/kWh	Resto del sistema:	101,74 cts €/kWh	Total:	231,802 cts €/kWh
Acumulación:	22,944 cts €/kWh														
Acondicionamiento de potencia:	15,634 cts €/kWh														
Costes de acometida:	11,8 cts €/kWh														
Combustible:	22,8 cts €/kWh														
Línea BT:	56,885 cts €/kWh														
Resto del sistema:	101,74 cts €/kWh														
Total:	231,802 cts €/kWh														

Conexión a red:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: tester	
Parámetros generales	
Características de la comunidad tipo:	
Número de casas:	3 casas
Población:	15 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:	5,27 m/s
Longitud de la línea de BT:	195,73 m
Distancia a la red de MT:	11094,8 m
Parámetros económicos	
Tasa de descuento:	10 %
Precio del combustible:	0,6 €/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:	11094,8 km
Inversión:	21500 €/km
Gastos de O&M:	300 €/km año
Línea de baja tensión	
Longitud media por píxel:	195,73 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:	2905,367 cts €/kWh
Línea de baja tensión:	56,885 cts €/kWh
Centro de transformación:	86,112 cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	20 cts €/kWh
Costes de acometida:	11,8 cts €/kWh
Total:	3079,02 cts €/kWh

Tecnología diésel individual:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: tester	
<p>Parámetros generales</p> <p>Características de la comunidad tipo:</p> <p>Número de casas: 3 casas</p> <p>Población: 15 hab.</p> <p>Demanda diaria: 900 Wh/día</p> <p>Demanda anual: 328,5 kWh/año</p> <p>Radiación global en plano de panel: 2065,9 kWh/m² año</p> <p>Velocidad media del viento: 5,27 m/s</p> <p>Longitud de la línea de BT: 195,73 m</p> <p>Distancia a la red de MT: 11094,8 m</p> <p>Parámetros económicos</p> <p>Tasa de descuento: 10 %</p> <p>Precio del combustible: 0,6 €/litro</p>	<p>Parámetros técnicos y económicos</p> <p>Grupo diésel individual</p> <p>Potencia eléctrica nominal: 3,15 kW</p> <p>Inversión: 400 €/kW</p> <p>Gastos de O&M: 200 €/kW año</p> <p>Tiempo de vida: 20 años</p> <p>Consumo de combustible: 0,42 litros/kWhe</p> <p>Batería de acumulación de plomo-ácido</p> <p>Capacidad: 3,571 kWh</p> <p>Inversión: 200 €/kWh</p> <p>Gastos de O&M: 0 €/kWh año</p> <p>Tiempo de vida: 5 años</p> <p>Funcionamiento del sistema</p> <p>Energía anual producida: 985,5 kWh/año</p> <p>Factor de capacidad: 0,012</p>
<p>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</p> <p>Acumulación: 57,36 cts €/kWh</p> <p>Acondicionamiento de potencia: 16,553 cts €/kWh</p> <p>Resto del sistema: 270,623 cts €/kWh</p> <p>Combustible: 25,2 cts €/kWh</p> <p>Total: 369,737 cts €/kWh</p>	

Tecnología fotovoltaica:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: tester	
Parámetros generales	
Características de la comunidad tipo:	
Número de casas:	3 casas
Población:	15 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:	5,27 m/s
Longitud de la línea de BT:	195,73 m
Distancia a la red de MT:	11094,8 m
Parámetros económicos	
Tasa de descuento:	10 %
Parámetros técnicos y económicos	
Instalación fotovoltaica	
Potencia eléctrica nominal:	0,212 kWp
Inversión:	1800 €/kWp
Gastos de O&M:	15 €/kWp año
Tiempo de vida:	25 años
Eficiencia:	0,75
Batería de acumulación de plomo-ácido	
Capacidad:	4,286 kWh
Inversión:	200 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años
Funcionamiento del sistema	
Energía anual producida:	985,5 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:	68,832 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	11,036 cts €/kWh
Resto del sistema:	13,767 cts €/kWh
Total:	93,634 cts €/kWh

Tecnología eólica diésel:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: tester

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	3 casas
Población:	15 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:	5,27 m/s
Longitud de la línea de BT:	195,73 m
Distancia a la red de MT:	11094,8 m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10 %
Precio del combustible:	0,6 €/litro

Parámetros técnicos y económicos

Pequeña turbina eólica:

Potencia eléctrica nominal:	0,308 kW
Inversión:	0 €/kW
Gastos de O&M:	0 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Factor de carga:	0,186

Grupo diésel:

Potencia eléctrica nominal:	7,623 kW
Inversión:	400 €/kW
Gastos de O&M:	36,4 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,38 litros/kWh
Factor de carga:	0,009

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Turbina:	0 cts €/kWh
Grupo diésel:	117,254 cts €/kWh
Acumulación:	11,472 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	15,634 cts €/kWh
Línea BT:	56,885 cts €/kWh
Combustible:	14,308 cts €/kWh
Costes de acometida:	11,8 cts €/kWh
Total:	227,353 cts €/kWh

Tecnología eólica:
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: tester	
Parámetros generales	
Características de la comunidad tipo:	
Número de casas:	3 casas
Población:	15 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:	5,27 m/s
Longitud de la línea de BT:	195,73 m
Distancia a la red de MT:	11094,8 m
Parámetros económicos	
Tasa de descuento:	10 %
Parámetros técnicos y económicos	
Pequeña turbina eólica:	
Potencia eléctrica nominal:	0,15 kW
Inversión:	3500 €/kW
Gastos de O&M:	30 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Eficiencia:	0,75
Batería de acumulación de plomo-ácido	
Capacidad:	4,286 kWh
Inversión:	200 €/kWh
Gastos de O&M:	0 €/kWh año
Tiempo de vida:	5 años
Funcionamiento del sistema	
Energía anual producida:	985,5 kWh/año
Velocidad viento de referencia:	5,27 m/s
Factor de capacidad:	0,249
Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia	
Acumulación:	68,832 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	11,036 cts €/kWh
Resto del sistema:	20,207 cts €/kWh
Total:	100,074 cts €/kWh