Informes Técnicos Ciemat 1298
Noviembre, 2013

Tecnologías de Información Geográfica para la Electrificación Rural con Energías Renovables. Caso de Estudio: Carchi, Ecuador

R. A. Martínez Sarmiento
J. Domínguez Bravo
J. Amador Guerra

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD
Ciemat
Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

Informes Técnicos Ciemat

1298

Noviembre, 2013

Tecnologías de Información Geográfica para la Electrificación Rural con Energías Renovables. Caso de Estudio: Carchi, Ecuador

R. A. Martínez Sarmiento
J. Domínguez Bravo
J. Amador Guerra

Departamento de Energía

Toda correspondencia en relación con este trabajo debe dirigirse al Servicio de Información y Documentación, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Ciudad Universitaria, 28040-MADRID, ESPAÑA.

Las solicitudes de ejemplares deben dirigirse a este mismo Servicio.

Los descriptores se han seleccionado del Thesauro del DOE para describir las materias que contiene este informe con vistas a su recuperación. La catalogación se ha hecho utilizando el documento DOE/TIC-4602 (Rev. 1) Descriptive Cataloguing On-Line, y la clasificación de acuerdo con el documento DOE/TIC.4584-R7 Subject Categories and Scope publicados por el Office of Scientific and Technical Information del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Se autoriza la reproducción de los resúmenes analíticos que aparecen en esta publicación.

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

Depósito Legal: M -26385-2011
ISSN: 1135 - 9420
NIPO: 721-13-053-5

Editorial CIEMAT

CLASIFICACIÓN DOE Y DESCRIPTORES

S29

RURAL AREAS; GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS; ELECTRIC POWER; UE REA; RENEWABLE ENERGY SOURCES; ECUADOR

Tecnologías de Información Geográfica para la Electrificación Rural con Energías Renovables. Caso de Estudio: Carchi, Ecuador

Martínez Sarmiento, R.A.; Domínguez Bravo, J.; Amador Guerra, J.

65 pp. 54 figs. 6 tablas 7 refs.

Resumen:

El presente proyecto nace como ejercicio académico del Master en Energías Renovables y Medioambiente, impartido por la Universidad Politécnica de Madrid, con la intención de analizar en un marco real la aplicación de los SIG en la electrificación rural con energías renovables. Ha sido desarrollado en colaboración con el CIEMAT, INEC, INAMHI, CONELEC y la UPM.

El objetivo final propuesto es definir la tecnología más conveniente para cubrir las necesidades de electrificación de la provincia de Carchi (Ecuador), que permita además el desarrollo sostenible de la población.

Con la finalidad de comparar las tecnologías de electrificación para concluir cuál es la más idónea se ha utilizado el modelo IntiGIS. Para su aplicación, será necesario un análisis de los recursos renovables, estudiar la distribución y las características de la demanda eléctrica de la población de la zona de estudio. Por otro lado será necesario establecer parámetros técnicos de la instalación y los factores económicos influyentes en el estudio.

Geographic Information Technologies for Rural Electrification with Renewable Energies. Case Study: Carchi, Ecuador

Martínez Sarmiento, R.A.; Domínguez Bravo, J.; Amador Guerra, J.

65 pp. 54 figs. 6 tablas 7 refs.

Abstracts:

This project started as an educational exercise for the Renewable Energy and Environment Master, taught by the Polytechnic University of Madrid, with the purpose of analyze in a real context GIS application in rural electrification with renewable energies. It was developed in collaboration with CIEMAT, INEC, INAMHI, CONELEC and the UPM.

The final aim is to define the technology that suits best to Carchi's electrification needs. This improvement will make possible the sustainable development of the population.

In order to compare electrification technologies to decide which is the most suitable to Carchi, using IntiGIS model, will be required a geographic resources analysis, a population distribution and an electricity demand study. Also, it will be necessary to establish the technical parameters of the facility and economic factors that could affect the study.

Aprovecho estas líneas para expresar mi más sincero agradecimiento a todos los que intervinieron en la realización de este proyecto. A mi familia (Maritza, Wilfrido, Jenny y Alexis) que los siento cada día cerca de mi. A mi compañera Eva por todo el apoyo brindado. A todo el grupo de personas, amigos, conocidos y desconocidos que apoyaron el gran sueño de estudios en el exterior.

Además a todo el soporte técnico para la realización de esta obra, Javier Domínguez – CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), Nicoleta Stoica – INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología), funcionarios del INEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos), funcionarios del CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), Oscar Ortiz por su apoyo en ARCGIS y QUANTUMGIS.

ÍNDICE

ÍNDICE 3
1. OBJETIVO, ESTRUCTURA Y JUSTIFICACIÓN 4
2. DATOS 6
DATOS DEMOGRÁFICOS 6
DATOS DE RED ELÉCTRICA 6
DATOS DE RADIACIÓN SOLAR 6
DATOS DE RECURSO EÓLICO 7
DATOS ECONÓMICOS Y TÉCNICOS 8
3. METODOLOGÍA 11
4. RESULTADOS 21
A. ESTUDIO GLOBAL – PROVINCIA DEL CARCHI 21
I. Obtención de la demanda energética 21
II. Obtención de LEC 23
III. Comparar Tecnologías 29
B. ESTUDIO DE DETALLE – NOROESTE DE LA PROVINCIA DEL CARCHI (PARROQUIAS DE TOBAR DONOSO, CHICAL, MALDONADO, EL GOALTAL Y JIJÓN Y CAAMAÑO) 32
I. Obtención de la demanda energética 33
II. Obtención de LEC 34
III. Comparar Tecnologías 41
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 43
6. ANEXOS 45
ANEXO 1 45
ANEXO 2 55
7. BIBLIOGRAFÍA 65
PAGINAS WEB CONSULTADAS: 65

1. OBJETIVO, ESTRUCTURA Y JUSTIFICACIÓN

El objetivo de este estudio es llevar a cabo la aplicación del modelo INTIGIS para justificar la elección de la tecnología más apropiada con el fin de cubrir las necesidades de abastecimiento eléctrico de la Provincia del Carchi, Ecuador.

Para poder alcanzar dicho objetivo se hace necesario pasar a través de los siguientes procesos, que también pueden ser considerados como objetivos específicos del estudio:

1. Analizar el recurso solar y eólico existente en la zona de estudio.
2. Estudiar la distribución de la población de la zona de estudio.
3. Estudiar las características de la demanda eléctrica de la población.
4. Establecer parámetros técnicos de la instalación.
5. Establecer factores económicos influyentes en el estudio.
6. Comparar tecnologías de electrificación con la finalidad de concluir cuál es la más idónea para los casos analizados utilizando el modelo INTIGIS.

El proyecto se estructura según el siguiente esquema de trabajo:

- Toma de contacto con los programas necesarios para llevar a cabo el mismo, en este caso ARCGIS, QUANTUMGIS e INTIGIS.
- Estimación de la demanda de electricidad por parte de las poblaciones de la provincia que carecen de la misma.
- Recogida de datos de radiación solar y de viento, así como la localización de las redes eléctricas del sector.
- Tratado de los datos e intensivo análisis de los resultados obtenidos, para finalmente llegar a sacar conclusiones lo más acertadas.

El porqué de dicho estudio radica en lo que a continuación se explica:

Debido a la inexistencia de recurso eléctrico en varias zonas de la provincia surge la necesidad de analizar la viabilidad de utilizar un sistema basado en energías renovables para la generación eléctrica, con el cual se pueda ofrecer un sistema seguro

de electricidad las veinticuatro horas del día, los trescientos sesenta y cinco días del año; aprovechando al máximo los recursos naturales de la zona, ya que el sector del Carchi, y en general todo el territorio ecuatoriano, dispone de un gran recurso solar.

Además, se impulsaría el desarrollo sostenible en la comunidad, mejorando considerablemente su condición de vida debido al incremento de las horas del día utilizables en tareas productivas y sociales. La electrificación rural es muy importante para el desarrollo rural y para la corrección de los desequilibrios regionales. Por tanto, la inversión es muy rentable desde el punto de vista social lo que obliga a la intervención estatal, a través de las compañías eléctricas estatales o de subsidios por el gobierno.

2. DATOS

Los datos necesarios para llevar a cabo este estudio fueron diversos y obtenidos de diferentes fuentes.

DATOS DEMOGRÁFICOS

En primer lugar fue necesario obtener datos a cerca de la demografía de la zona, así como contabilizar el número de viviendas y distinguir entre número de viviendas con y sin electricidad; para todo esto se contó el apoyo por parte del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de Ecuador con datos del 2010 (INEC[1]).

DATOS DE RED ELÉCTRICA

Para poder conocer las líneas de electrificación del sector se utilizó la información del Consejo Nacional de Electricidad y su geoportal (CONELEC[2]). Hubo que tener en cuenta que se contaba con líneas de transmisión, de subtransmisión y líneas de distribución; siendo estas últimas las de mayor peso en cuanto a importancia para este proyecto.

DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

De la misma forma y para poder conseguir datos de irradiación solar del país, y así analizar la posibilidad de hacer uso de la energía solar como fuente sustituta de otras energías alternativas, se contó con el apoyo del Atlas Solar de Ecuador, también elaborado por parte del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Se tiene para este estudio y en concreto para la provincia del Carchi una radiación solar media de 1672,61 kWh/m^2 año.

[1] http://inec.gob.ec/ y http://www.ecuadorencifras.com/

[2] http://geoportal.conelec.gob.ec/visor/index1.html

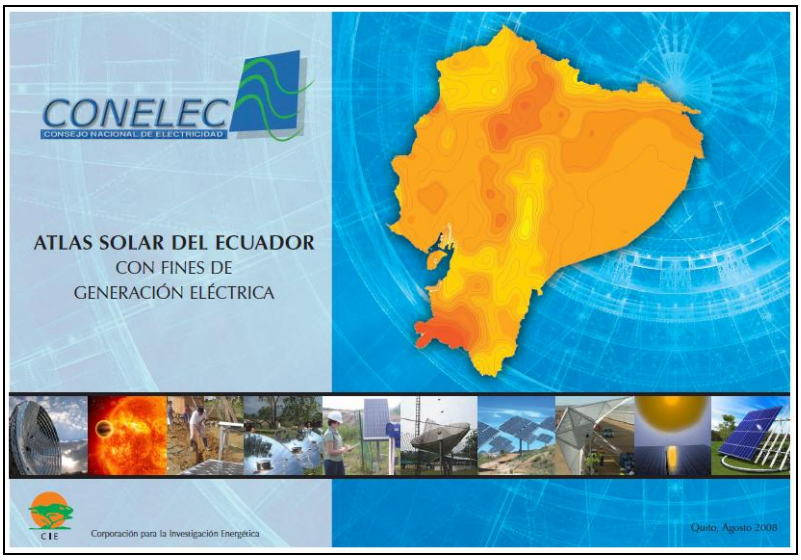


Fig 1. Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica

La información base que se utilizó para el desarrollo del Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica[3], fue elaborada por el National Renewable Energy Laboratory - NREL de los Estados Unidos, cuyas acciones están orientadas a la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia energética. La información disponible, corresponde al periodo entre el 1 de enero de 1985 y el 31 de diciembre de 1991, y fue publicado en Julio del 2006.

DATOS DE RECURSO EÓLICO

La información acerca del recurso eólico necesaria para incluir una capa de viento en el INTIGIS, de forma que se pudiera conocer la viabilidad o no de la zona para poder hacer uso de la energía eólica como fuente renovable sustituta de las demás alternativas energéticas, se obtuvo de los valores publicados en la web de la NASA Surface Meteorology and Solar Energy[4].

Cabe destacar que el registro de datos de viento con el que cuenta la NASA para este sector es de diez años, con un valor medio de tres metros por segundo y a una altura de cincuenta metros.

Para este estudio la capa de viento no se ha teniendo en cuenta, debido a que presentaría resultados incoherentes tanto en el sistema eólico individual como el caso eólico-diesel; por ser precisamente datos imprecisos y sumamente aproximados.

[3] http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf

[4] http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/

En general los aerogeneradores para eólica individual presentan una velocidad de arranque con valores comprendidos entre 3 y 4 m/s y la velocidad correspondiente a la potencia nominal de la máquina es de 9 a 12 m/s. Por lo tanto para este estudio se descarta la posibilidad de conexión mediante aerogeneradores por no tener una buena referencia de viento para todo este sector.

DATOS ECONÓMICOS Y TÉCNICOS

Por otro lado y para cada una de las tecnologías, el programa utilizado para la realización de dicho estudio requería de una serie de parámetros de entrada de ámbito económico y técnico fundamentalmente. Las fuentes de apoyo para la consecución de dichos parámetros fueron las ya nombradas en los puntos anteriores. En la parte de anexos de este mismo estudio se adjuntarán las capturas de las pantallas relativas a los parámetros de entrada introducidos en el programa.

En la tabla que se muestra a continuación se observan los principales parámetros utilizados para este estudio.

PARÁMETROS GENERALES		
ESCENARIO DE DEMANDA		
Demanda residencial	Wh/día	848
Número de personas por vivienda		5
Factor de simultaneidad		0,8
Factor de forma de la curva diaria		0,4
Distancia máxima de la línea BT	m	500
Potencia contratada por vivienda	kW	2
PARÁMETROS ECONÓMICOS		
Tasa de descuento	%	10
Precio del diesel	€/litro	1
Tarifa eléctrica	€/kWh	0,0775
CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO		
Número de casas por comunidad		3
Valor medio de la radiación global	kWh/ m^2 año	1630,44
Valor medio de velocidad de viento	m/s	0
Distancia media de la red de MT	m	5298,71
Longitud media de las líneas de BT	m	381,97

Tabla 1. Parámetros Generales

Donde la demanda residencial se obtiene del Atlas Solar de Ecuador para un refugio de selva que no dispone de servicio eléctrico y que consta de las siguientes cargas:

- 8 puntos de luz de 20 W de corriente continua, 12 V con un uso diario de 5 horas
- Y un punto de conexión para usos varios (radio, cargador de teléfono móvil) con una potencia de 20 W en corriente alterna, 110 V considerando un uso diario de 2 horas.

El número de personas por vivienda es un registro del censo del 2010 del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

El dato de simultaneidad se ha obtenido de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE S.A.) que es la que abastece de energía eléctrica a la zona urbana que está próxima al sector de estudio.

Por otro lado, el factor de forma de la curva de carga diaria tiene en cuenta la simultaneidad de las cargas en una vivienda, representando la relación que existe entre la potencia máxima y la potencia media. Se puede considerar un valor experimental de 0.4 (IntiGIS)

La distancia máxima de la línea de baja tensión en áreas rurales se ha considerado 500 m, considerando hacer las interconexiones con postes de madera.

El valor de la potencia contratada por vivienda se estimó en un principio en 1kW pero el programa internamente realizaba un algoritmo que suponía valores muy elevados para el cálculo de los LECs; por lo que se ha decidido introducir una potencia de 2kW para todo el sector.

El precio de venta interna del diesel[5] según el Banco Central de Ecuador es igual a 42,7 dólares por barril. Por lo tanto el litro estaría a 42,7/159 = 0,2685 dólares/litro (siendo 159 los litros equivalentes a un barril de diesel). Y esto traducido a euros, teniendo en cuenta un cambio de 1,25 Usd por Euro es igual a 0,2148 Euros/litro.

Con estos antecedentes y debido a que en sectores fronterizos no es fácil acceder al combustible en nuestro caso consideramos un precio del litro de diésel a 1€/litro que es un precio acertado al momento de tomar en cuenta el transporte y dificultad para conseguir este recurso energético.

[5] http://www.bce.fin.ec/frame.php?CNT=ARB0000984

El precio del kWh según el estudio de “Costo de Servicio Eléctrico”[6] realizado por el CONELEC sostiene para la empresa EMELNORTE y CNEL-Esmeraldas un costo de 9,692 y 8,777 cUsd/kWh respectivamente; tomándose el primero como valor referencial para este estudio, lo que en euros representa 7,7536 cts€/kWh.

[6] http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1316&l=1

3. METODOLOGÍA

En primer lugar se llevó a cabo la selección de datos, es decir había que delimitar la zona de ensayo a la provincia del Carchi ya que con lo que a priori se contaba era con datos de todo Ecuador. Así que se procedió a hacer la correspondiente adaptación de los mismos contando adaptar la radiación solar, la demografía y las líneas de distribución eléctrica de todo el país a una única provincia, la del Carchi en este caso.

Una vez con los datos delimitados era necesario empezar a elaborar lo que en ARCGIS se conoce con el nombre de capas. Se entiende por capa una unidad básica de trabajo dentro del citado programa. Es por eso que al principio del estudio se tuvieron que preparar las siguientes capas o unidades básicas de trabajo:

Todas las capas están realizadas con un tamaño de celda de mil metros para el estudio global, que quiere decir que cada pixel corresponde un área de 1000x1000 metros. Al tomar un tamaño de celda tan grande los errores pueden aumentar ya que se pueden tener poblaciones alejadas en el mismo pixel que puede ser mejor electrificar con fotovoltaica, con eólica o conexión a la red, según convenga.

Capa del área de estudio: que recoge la extensión del terreno del caso de estudio; para elaborar esta capa simplemente se tuvo que introducir el mapa geográfico del terreno.

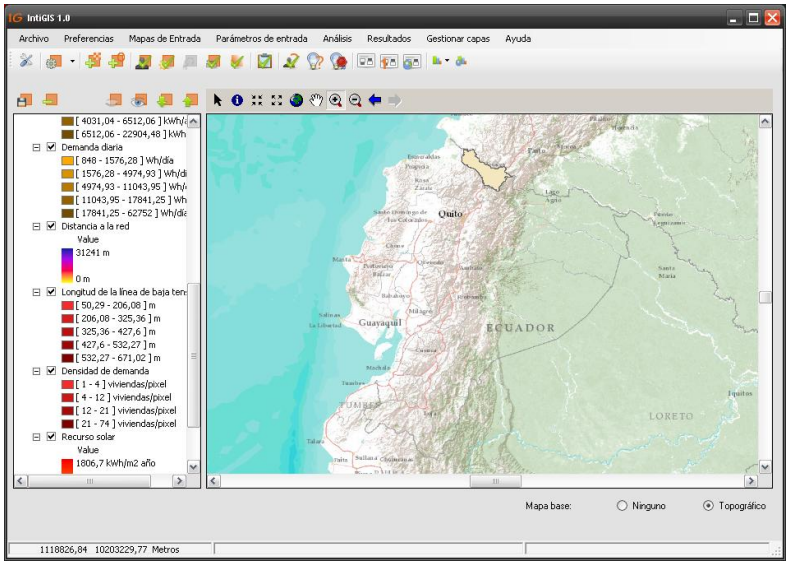


Fig 2. Capa del área de estudio y relación con el territorio Ecuatoriano

En las poblaciones ubicadas en la frontera se pueden generar píxeles de estudio sin tenerlos en cuenta para los cálculos. Por lo tanto es importante tomar un área de estudio más grande con el fin de que tengan cabida todas y cada una de las zonas pobladas a las que se quiere aplicar los cálculos involucrados en este estudio, incluidas por supuesto las zonas fronterizas.

Capa de densidad de demanda: donde se refleja el número y la localización de las viviendas donde no existe electricidad; para esto se hace necesario contar con los datos demográficos a los que se hacía referencia al principio de este apartado.

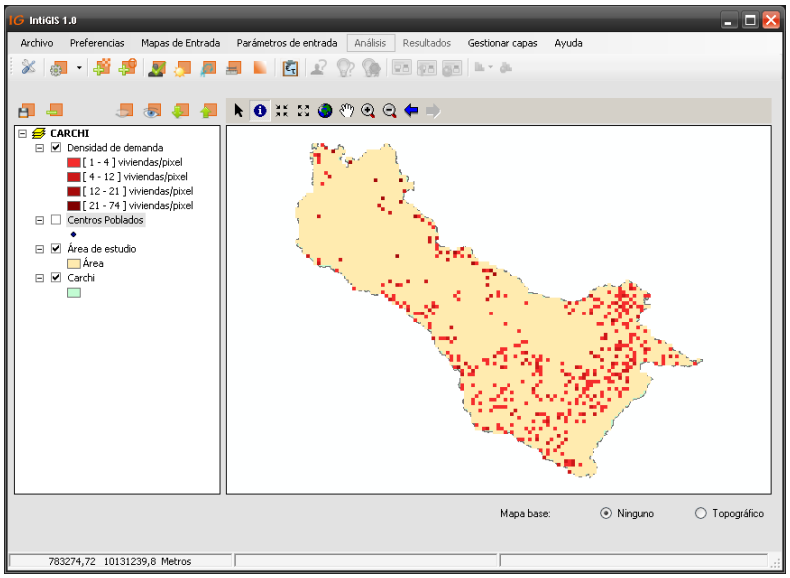


Fig 3. Capa de Densidad de demanda

Esta capa muestra en cuatro grupos la distribución de la densidad de la demanda; los tonos claros indican los centros poblados de una a cuatro viviendas, mientras que los tonos oscuros indican que el pixel contiene entre 21 y 74 viviendas.

Capa de Recurso Solar: se indica la radiación solar del sector a estudiar en kilowatios hora metro cuadrado al año (kWh/m^2 año).

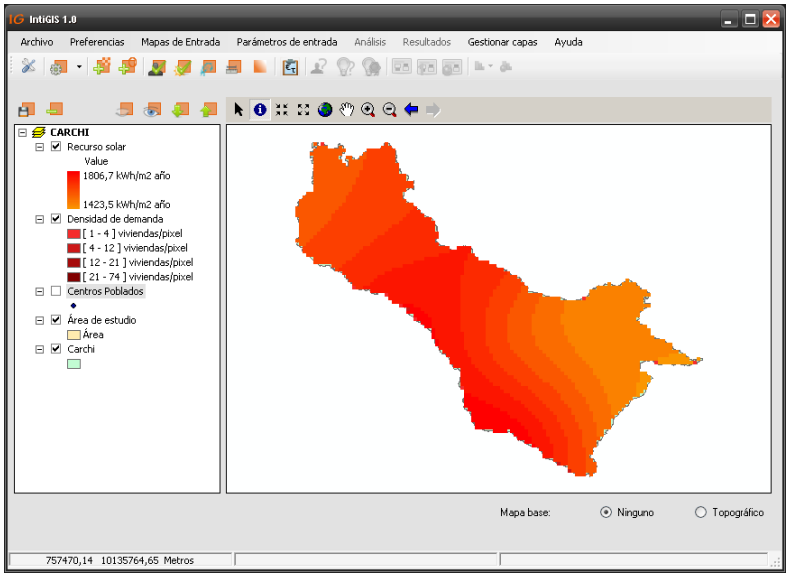


Fig 4. Capa de Recurso solar

En esta capa se puede apreciar que los tonos claros indican una menor radiación solar de 1423,5 kWh/m^2 año mientras que los tonos oscuros la máxima radiación media anual para la zona céntrica del Carchi con un valor de 1806,7 kWh/m^2 año.

Pero en general se puede ver que la radiación solar en toda la provincia es alta y esto indica que pueden ser lugares óptimos para la implantación de sistemas de energía solar fotovoltaica.

Capa de Recurso eólico: en donde se estima de manera muy aproximada el recurso eólico de la provincia con datos procedentes de la NASA y sin tener en cuenta variaciones del mismo con respecto a la altura. Ésta es una estimación basta que se utilizó con el fin de ampliar el estudio pero que no se trata del propio objetivo del mismo por lo que no se hizo hincapié en conseguir datos de viento que se acercaran fielmente a la realidad, si no una única estimación a nivel global.

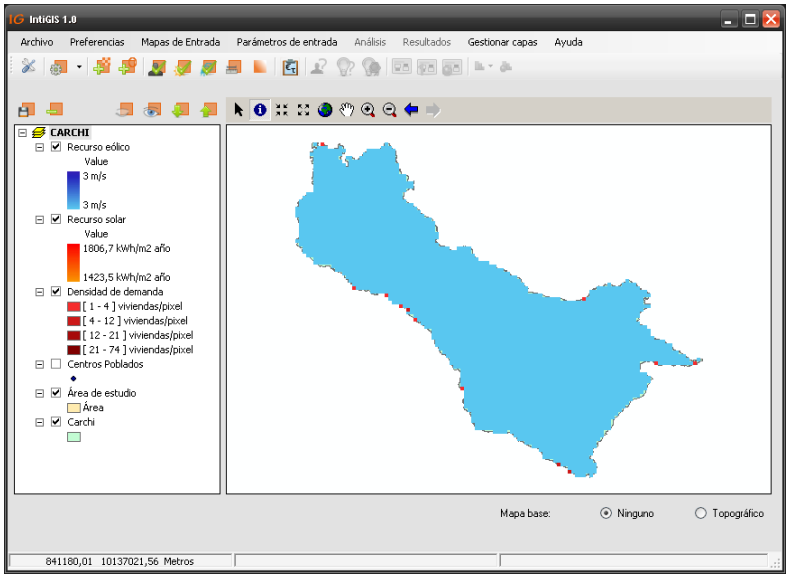


Fig 5. Capa de Recurso eólico

Existe una sola tonalidad de la capa de recurso eólico que indica que únicamente se ha utilizado un dato promedio de velocidad del viento. Los datos que proporciona la NASA en su página web son los siguientes:

La elevación estimada a la cual se genera dicho viento es igual a 687 metros, correspondiente a una latitud de 1.12º y una longitud de -78.46º

Monthly Averaged Wind Speed At 50 m Above The Surface Of The Earth (m/s)

Lat 1.12 Lon -78.46	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average	2.87	2.24	2.15	2.31	2.49	2.89	3.10	3.37	3.52	3.49	3.35	3.31	2.92

Tabla 2. Valores medios mensuales de la velocidad del viento a 50m de la superficie de la tierra

El valor medio mensual de la velocidad del viento es de aproximadamente tres metros por segundo. Por lo tanto para este estudio se descarta la posibilidad de conexión mediante aerogeneradores por no tener una buena referencia de viento para todo este sector.

Se podría tener un mejor nivel de resultados en este aspecto eólico si se realizara un estudio de vientos para una zona en concreto, teniendo en cuenta todos sus aspectos funcionales como son las rugosidades y elevaciones. Con estos datos los resultados que nos brindaría IntiGIS serían de mejor calidad.

Capa de la longitud de la línea de baja tensión: se apoya en la capa de demanda para ofrecer la distancia (en metros) que serían necesarios para poder interconectar esos puntos de demanda.

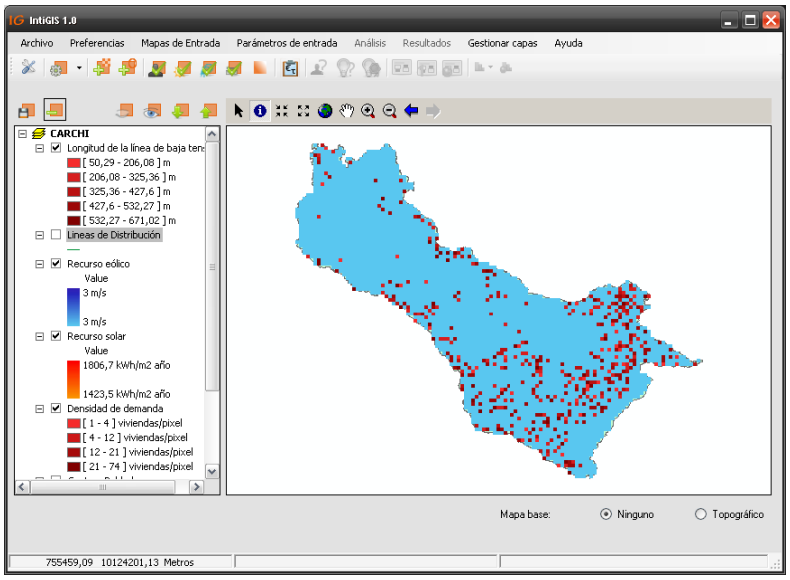


Fig 6. Capa de la longitud de la línea de baja tensión

Generalmente estos valores son estimados de modo lineal y no tienen en cuenta la distribución espacial del sector de forma que se ocultan datos de existencia de comunidades a diferentes alturas y con selva o ríos que cruzar. Para este estudio se cuenta con valores cercanos a entre 50 y 206 metros y los más alejados entre 523 y 671 metros.

Capa de distancia a la red eléctrica: se apoya en los datos de ubicación de las líneas de baja tensión y calcula la cantidad de metros necesarios que harían faltan hasta llegar a la red; previamente se han tenido que realizar modificaciones mediante ARGIS como son: escoger un área mayor para incluir las redes eléctricas no solamente de la provincia del Carchi sino de la provincia de Imbabura así como de la de Esmeraldas. Con esta nueva área se realizó el raster de la distancia a la red eléctrica que posteriormente fue cortada para que coincidiera justamente con el área de la provincia del Carchi.

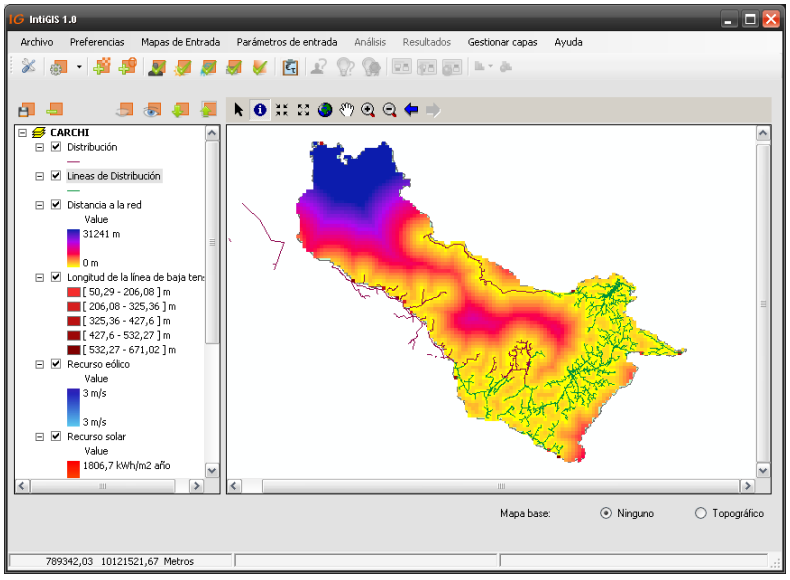


Fig 7. Capa de Red Eléctrica

En la figura anterior se aprecia lo que se ha dicho anteriormente. Las líneas de distribución aparecen externas al área de estudio y por lo tanto modifican de igual manera esta capa, se puede constatar esto en la parte superior izquierda.

Como se puede ver los colores cálidos indican una distancia menor entre la red de distribución con respecto al territorio completo, mientras que los colores fríos reflejan que en el sector norte, existe una distancia mayor para la conexión a la red de distribución eléctrica.

En segundo lugar hubo que introducir parámetros característicos de cada una de las tecnologías que sirvieran como inputs para el INTIGIS. Cada uno de estos parámetros se refleja en las siguientes tablas detalladas a continuación:

Sistema fotovoltaico individual

SISTEMA FOTOVOLTAICO INDIVIDUAL		
PANELES		
Eficiencia		0,75
Inversión	€/kWp	3000
Operación y mantenimiento	€/kWp	100
Tiempo de vida	años	25
BATERÍAS		
Autonomía	días	3
Rendimiento		0,8
Profundidad de descarga		0,6
Inversión	€/kWh	250
Operación y mantenimiento	€/kWh	0
Tiempo de vida	años	5
INVERSOR INDIVIDUAL		
Eficiencia		0,9
Inversión	€/kW	350
Operación y mantenimiento	€/kW	0
Tiempo de vida	años	10

Tabla 3. Parámetros para Sistema Fotovoltaico Individual

Donde los parámetros técnicos de los componentes se toman del Atlas Solar, y los valores económicos se recogen de varias fuentes comerciales del sector incluyendo los respectivos incrementos debido del transporte y de la importación.

Sistema diesel individual

SISTEMA DIESEL INDIVIDUAL		
GENERADOR DIESEL		
Potencia nominal	kW	3
Consumo de combustible	l/kWh	0,4
Inversión	€/kW	500
Operación y mantenimiento	€/kW	100
Tiempo de vida	años	15
BATERÍAS		
Autonomía	días	2,5
Rendimiento		0,8
Profundidad de descarga		0,6
Inversión	€/kWh	250
Operación y mantenimiento	€/kWh	0
Tiempo de vida	años	5
INVERSOR INDIVIDUAL		
Eficiencia		0,9
Inversión	€/kW	350
Operación y mantenimiento	€/kW	0
Tiempo de vida	años	10

Tabla 4. Parámetros del sistema diesel individual

Donde los parámetros técnicos del generador se han tomado de los datos técnicos de generadores que se pueden adquirir en los comercios tanto de dentro del país como de fuera del mismo.

Sistema diesel central

SISTEMA DIESEL CENTRAL		
GENERADOR DIESEL		
Coeficiente de diseño		0,6
Consumo de combustible	l/kWh	0,45
Inversión generador	€/kW	500
Operación y mantenimiento	€/kW	72,8
Tiempo de vida	Años	20
BATERÍAS		
Autonomía	Días	0,5
Rendimiento		0,8
Profundidad de descarga		0,6
Inversión	€/kWh	250
Operación y mantenimiento	€/kWh	0
Tiempo de vida	Años	5
INVERSOR		
Eficiencia		0,9
Inversión	€/kW	350
Operación y mantenimiento	€/kW	0
Tiempo de vida	Años	10
LÍNEA DE BAJA TENSIÓN		
Inversión	€/km	6000
Operación y mantenimiento	€/km año	0
Tiempo de vida	Años	30
Inversión en acometida	€/kW	100

Tabla 5. Parámetros del sistema diesel central

Conexión a red

CONEXIÓN A RED		
Tiempo de vida	años	30
Costes de acometida	€/kW	100
LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN		
Inversión	€/km	12000
Operación y mantenimiento	€/km año	300
LÍNEA DE BAJA TENSIÓN		
Inversión	€/km	6000
Operación y mantenimiento	€/km año	0
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN		
Inversión	€	8000
Operación y mantenimiento	€/kW	0

Tabla 6. Parámetros de conexión a red

Estos parámetros se obtuvieron gracias a la empresa eléctrica regional norte EMELNORTE S.A.

A partir de aquí y haciendo uso de las herramientas de los programas de cálculo ARCGIS e INTIGIS todo se empezaron a obtener resultados que se muestran en el siguiente apartado y de los que se sacan las conclusiones al final de este estudio.

4. RESULTADOS

Se han dividido los resultados en dos partes:

A. ESTUDIO GLOBAL – PROVINCIA DEL CARCHI

En esta primera etapa se analiza de forma global y con un tamaño de celda de 1000 m la viabilidad de electrificar las viviendas que no disponen de dicho servicio, procurando realizarlo mediante energías renovables.

En cuanto a los resultados obtenidos en este estudio se puede decir que se dividen en tres grandes bloques. Cabe destacar que los datos demográficos y los de las redes de distribución eléctrica utilizados, aunque fiables y precisos son del año 2010, lo que quiere decir que para poder aplicar con certeza las conclusiones sacadas en dicho estudio habría que mejorar la actualidad de los mismos. En cuanto a la precisión de cálculo de los programas utilizados, se sostiene que éstos devuelven resultados muy próximos a la realidad tanto más cuanto mayor sea la precisión de los datos de entrada que se le introducen. Pero en resumen, se trata de un estudio totalmente aplicable a las zonas rurales de cualquier lugar del mundo donde las capas de entrada y sus respectivos datos estén disponibles aun siendo estos aproximados.

I. Obtención de la demanda energética

Es conveniente recordar algunas de las siguientes premisas para hacer una interpretación óptima de los resultados. Se introdujo el valor de la potencia energética equivalente a un refugio de selva que no dispone de servicio eléctrico y que consta de un valor de demanda de potencia de 848 Wh por día en cada vivienda.

Con esto y con los datos de demografía introducidos al principio, el programa devuelve estos mismos resultados generalizados a toda la provincia del Carchi.

En concreto se obtiene la demanda energética diaria y anual. La forma de interpretar los resultados se explica con la siguiente figura:

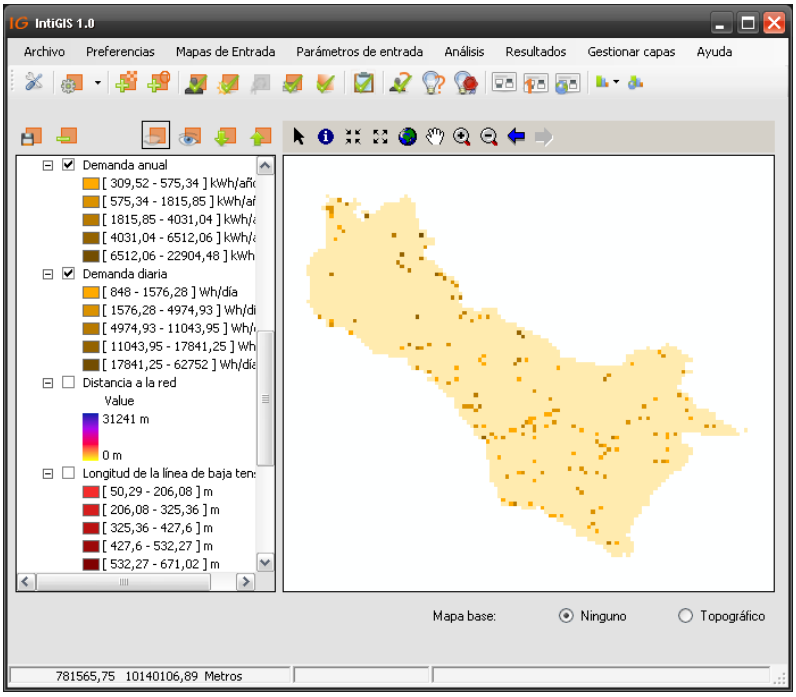


Fig 8. Demanda diaria y anual

Como se puede apreciar los colores hacen referencia al número de viviendas y en consecuencia al número de kWh demandados por esa zona; siendo las tonalidades más claras puntos en los que la demanda energética diaria oscila entre: 848 y 1.576 Wh/día y los colores más oscuros representan demandas energéticas entre 17.841 y 62.752 Wh/día.

De manera análoga y bajo el mismo criterio de interpretación el programa nos devuelve estos mismos resultados de demanda energética pero en vez de en rango diario en un rango anual. Desde 309 y 575 kWh/año en las zonas de baja demanda y 6.512 y 22.904 kWh/año para las zonas donde la población se incrementa.

II. Obtención de LEC

Se define LEC (Levelized Electricity Cost) como el Coste de Electrificación Equivalente y es usado para comparar diferentes sistemas de electrificación renovables y convencionales.

El coste de electrificación equivalente puede ser definido como, el coste medio anual dividido por la producción de energía eléctrica media anual prevista. También puede considerarse como los ingresos por unidad de energía eléctrica producida necesarios para recuperar el coste total del sistema durante su tiempo de vida. El LEC se calcula según la expresión:[7]

$$LEC = \frac{CTA}{E}$$

Donde:

- *CTA* (Euros) es el coste total anual del sistema.
- *E* (kWh) es la energía eléctrica anual producida por el sistema

La evaluación de las tecnologías no se puede realizar hasta que tanto los parámetros tecnológicos y económicos como los mapas obligatorios hayan sido cargados en el proyecto. Como resultado de la evaluación se obtendrá un ráster que representará el valor del coste de electrificación equivalente (LEC) en cada píxel donde exista demanda y por cada una de las tecnologías, expresado siempre en valores de cts€/kWh.[8]

En concreto y para este estudio, se consideró analizar los resultados de los LECs que se pasan a detallar a continuación:

7 Tomado del Proyecto Fin de Master ERMA de Lieska Rincón Gutiérrez. Aplicación De Sistemas De Información Geográfica Para La Electrificación Rural Con Energías Renovables: Modelo IntiGIS. Isla Zapara – Estado Zulia – Venezuela.

8 Tomado de la Ayuda del programa INTIGIS

LEC Fotovoltaica Individual

Haciendo uso de los parámetros iniciales que se introdujeron, donde se detallaban los costos de los equipos fotovoltaicos, junto con las baterías y el precio del inversor, el programa devuelve una imagen como esta:

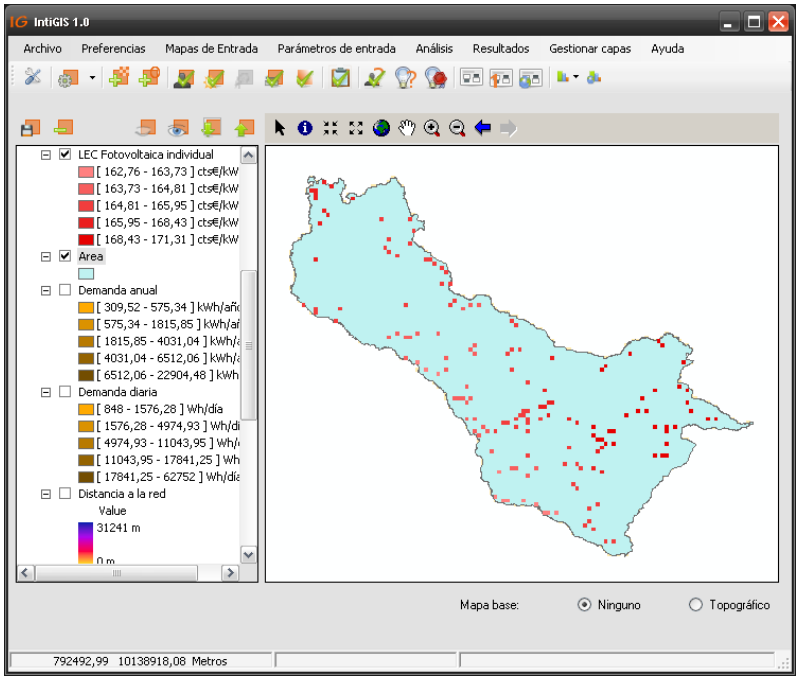


Fig 9. LEC Fotovoltaico Individual

Lo que indica la anterior figura es que los puntos rojos mas claros son las poblaciones con menor precio de conexión fotovoltaica, con unos valores que oscilan entre 162 y 163 cts€/kWh, mientras que los puntos con tonalidad oscura indican valores entre 168 y 171 cts€/kWh.

Estos costos del LEC son relativamente económicos teniendo en cuenta el beneficio local y además, como se puede apreciar, las diferencias entre los diversos centros poblados no son muy dispares. Esto quiere decir que en cualquier punto del área de estudio es económicamente factible la conexión mediante un sistema fotovoltaico aislado.

LEC Diesel Individual

Los parámetros técnicos y económicos introducidos anteriormente permiten obtener un resultado para todas las comunidades.

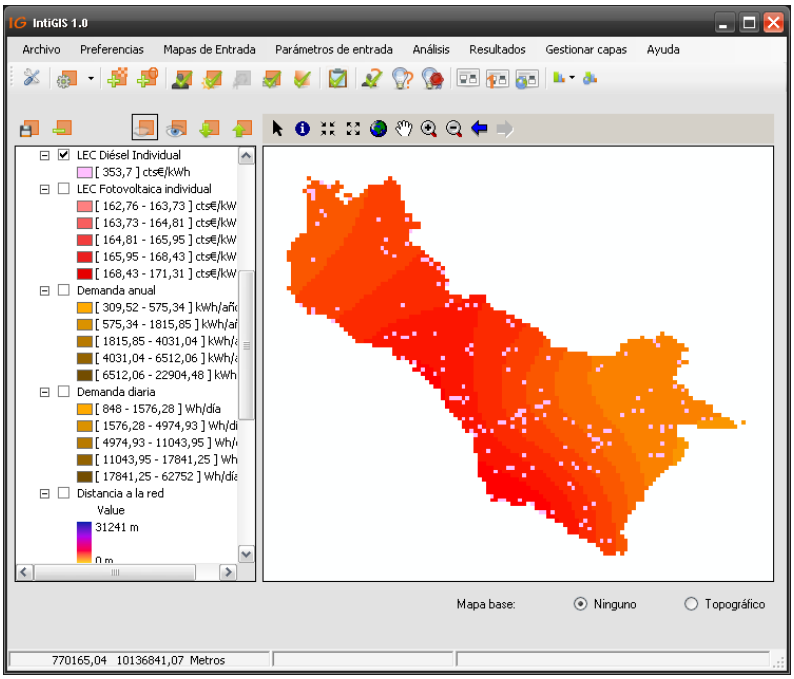


Fig 10. LEC Diesel Individual

El LEC Diesel Individual es de 353 cts€/kWh, éste es un valor elevado en comparación con los anteriormente obtenidos. A pesar de que el combustible en Ecuador es relativamente económico, el costo se incrementa debido a los precios de los generadores y en mayor medida debido al transporte hasta las respectivas comunidades.

Aunque no se ha obtenido datos fiables sobre los costos debido al transporte, se ha considerado un incremento en el precio final del generador, tomando en cuenta que en algunas comunidades alejadas no se dispone de caminos de acceso. El caso más extremo puede ser Tobar Donoso; no existen carreteras, situación que obliga a los indígenas awá, y mestizos y negros que habitan el lugar a caminar desde Chical, entre dos y tres días, para llegar a ese sector. Las únicas alternativas de ingreso con: por vía aérea desde San Lorenzo-Esmeraldas y vía marítima por territorio colombiano.

LEC Diesel Central

En esta parte de los resultados, INTIGIS devuelve los valores para disponer una central de generación eléctrica a base de Diésel.

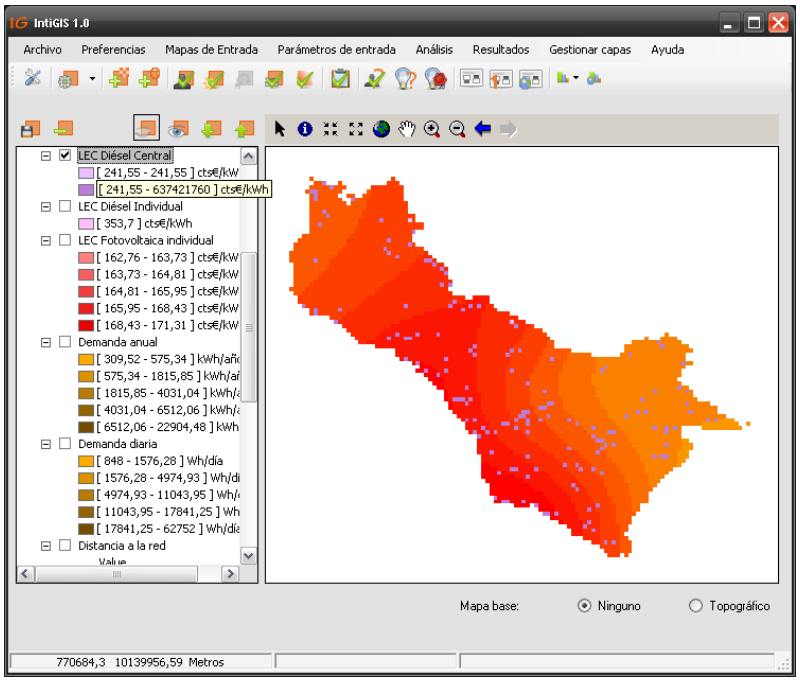


Fig 11. LEC diésel central

El LEC que se ha obtenido en este caso es de 241 cts€/kWh y muestra un valor menor que el LEC diésel individual. Esto es debido a que son puntos correspondientes a centros poblados y en algunas comunidades, esto es lo mejor.

LEC Conexión a Red

Los parámetros introducidos devuelven el siguiente resultado:

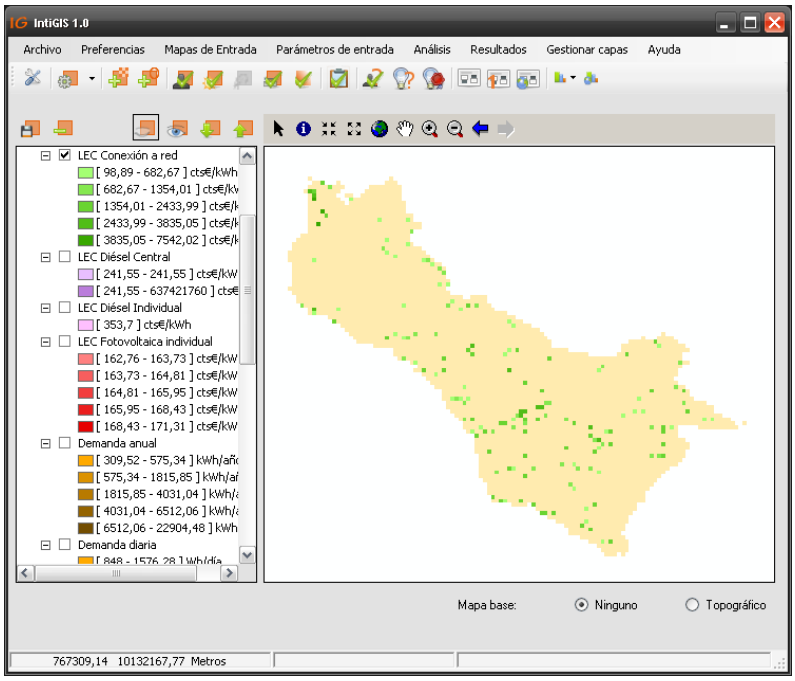


Fig 12. LEC Conexión a Red

En la figura se puede ver que los resultados se han dividido en cinco zonas. Los costos van desde 98 y 682 cts€/kWh para las zonas de poca demanda y entre 3.835 y 7.542 cts€/kWh para el resto.

Los precios de la conexión a red se elevan drásticamente y esto sucede debido a que las líneas de distribución se encuentran alejadas de las zonas de demanda. Es por eso que en los sectores más cercanos a la línea de distribución es factible la conexión a red, mientras que en zonas como la del noroeste de la provincia es preferible considerar otro tipo de electrificación; siendo las renovables las más optimas.

Gráficos comparativos

En los siguientes gráficos comparativos se pueden ver los diferentes valores LEC equivalentes para los sistemas anteriormente estudiados.

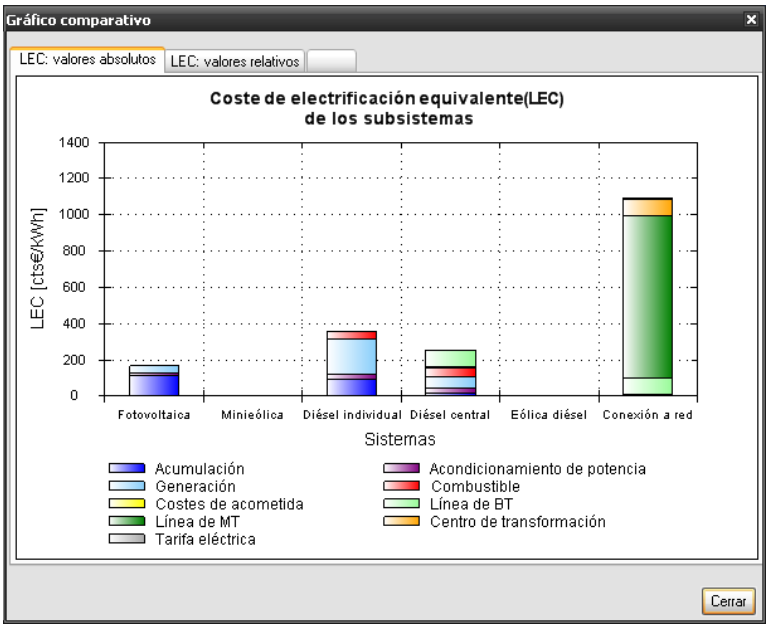


Fig 13. Gráfico comparativo de tecnologías

En el gráfico anterior se pueden ver los resultados de los sistemas estudiados anteriormente para un caso general. En este caso el programa escoge un valor promedio de los resultados y los presenta en esta forma.

Fácilmente se puede observar que una instalación fotovoltaica tiene un menor costo en relación a las tecnologías estudiadas.

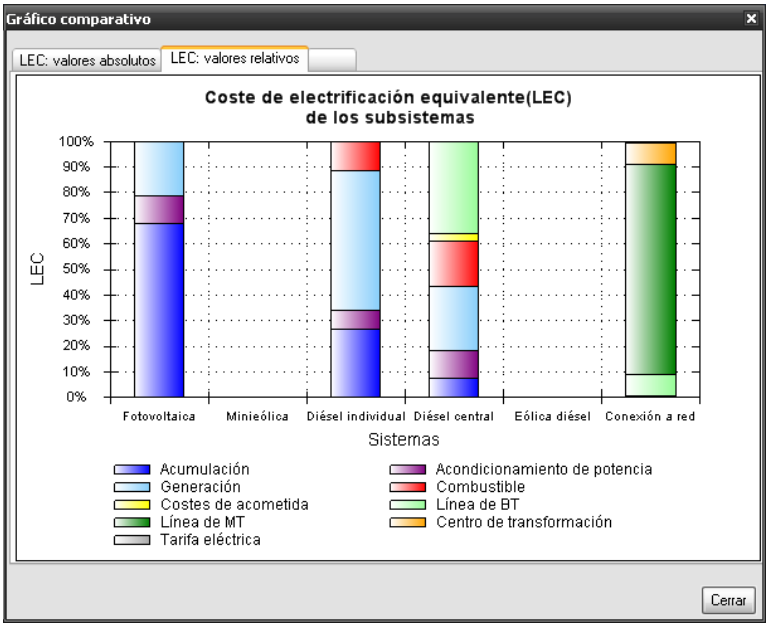


Fig 14. Grafico comparativo en porcentaje

En este gráfico se pueden ver de mejor manera los subsistemas y qué parte de ellos destaca en el sistema completo. Por ejemplo en el sistema fotovoltaico se ve que su costo total radica más en el subsistema de almacenamiento, mientras que en la conexión a la red lo que genera el grueso del precio es la línea de Media Tensión.

III. Comparar Tecnologías

Una vez obtenidos los valores LEC de las diferentes tecnologías se procede a comparar las tecnologías verificando las más competitivas en el aspecto económico.

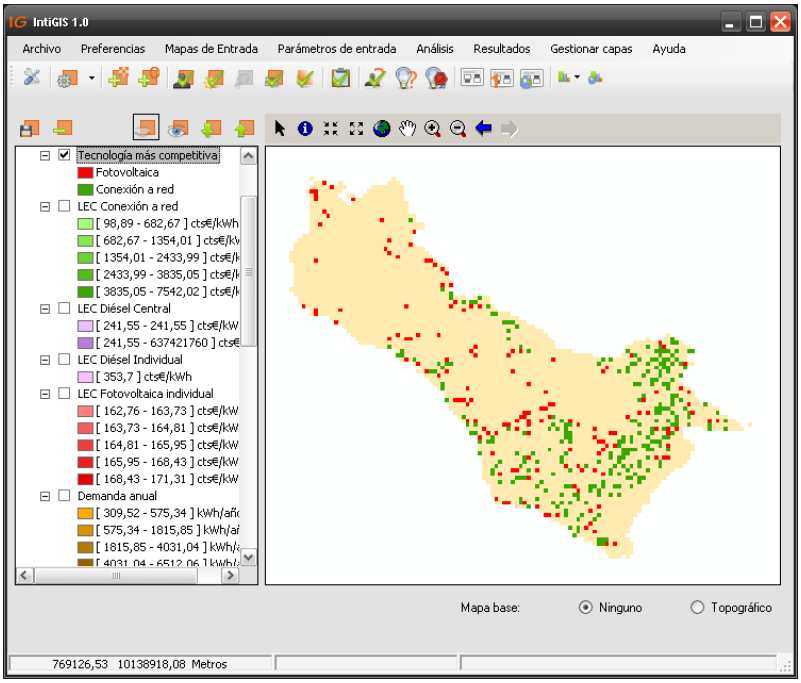


Fig 15. Comparación de tecnología más competitiva

En la figura anterior se puede verificar que las tecnologías más competitivas en este estudio resultan ser la Fotovoltaica Individual y la conexión a la Red.

Como es de esperar, los resultados de conexión a Red reflejan que son rentables en sectores que son próximos a la red de distribución. En las zonas alejadas de la red eléctrica la tecnología más competitiva resulta ser los sistemas conectados a sistemas fotovoltaicos individuales.

Existe un punto interesante en este resultado que es el encontrado en el sector de San Marcos, el cual indica que la tecnología más rentable es la conexión a Red, a pesar de encontrarse alejado de la red de distribución. Esto se debe a que se trata de un sector con una densidad de demanda muy elevada (74 viviendas sin servicio eléctrico).

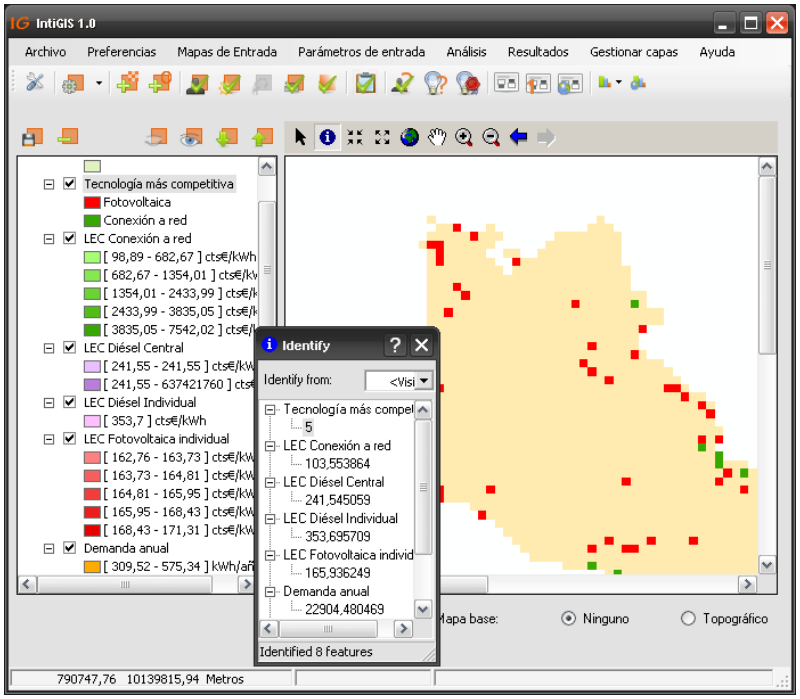


Fig 16. Tecnología más competitiva - San Marcos

En este punto (sector de San Marcos) se tiene un valor de LEC fotovoltaico de 165 cts€/kWh y un LEC Conexión a red de 103 cts€/kWh, siendo este último el de menor valor. A pesar de los resultados lanzados por el IntiGIS resulta irreal pensar en un sistema de conexión mediante red eléctrica por la viabilidad técnica (rutas de acceso, elevación geográfica, etc.).

B. ESTUDIO DE DETALLE – NOROESTE DE LA PROVINCIA DEL CARCHI (PARROQUIAS DE TOBAR DONOSO, CHICAL, MALDONADO, EL GOALTAL Y JIJÓN Y CAAMAÑO)

Al hacer zoom en la zona noroeste de la provincia se puede apreciar que la demanda se aumenta. Esto sucede así debido a que las comunidades del sector se encuentran en una zona rural de difícil acceso, son viviendas sin servicio eléctrico. Y en consecuencia se trata también de una zona alejada de las líneas de distribución eléctrica. Se han quitado las parroquias urbanas principales las cuales cuentan con el servicio eléctrico conectado a la red.

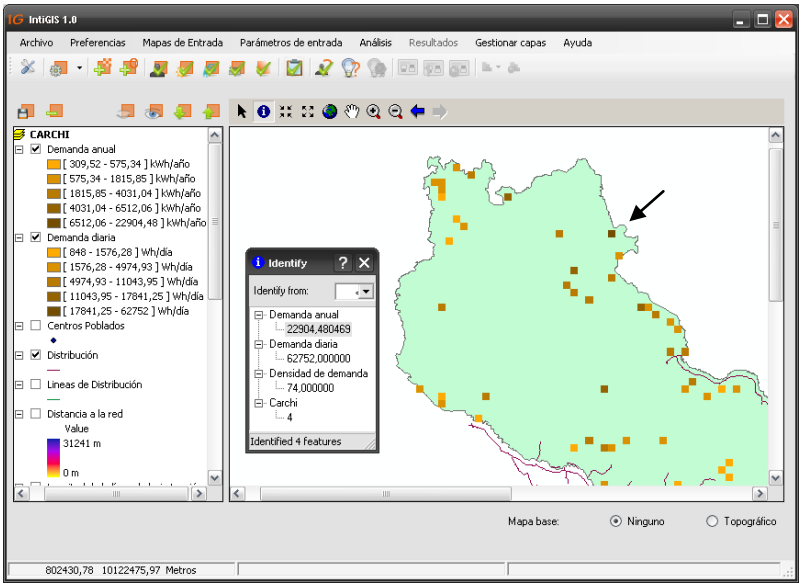


Fig 17. Demanda en la zona noroeste del Carchi

El punto que se indica con la flecha se trata de la localidad de San Marcos (población aproximada de 500 habitantes). Es el punto de mayor demanda energética debido a que es el que contiene la mayor cantidad de viviendas sin recurso energético, en concreto 74 viviendas. Con un pixel de 1000m quiere decir que en el área de 1000m por 1000 m se tienen 74 viviendas sin energía eléctrica, además se encuentra a una distancia aproximada de 18km con respecto a la red de distribución más cercana.

A partir de aquí, el estudio se ha realizado con una mejor resolución (tamaño de celda de 200 m) y por lo tanto los resultados que se han obtenido difieren en varios aspectos. Se analizan de igual manera los tres grupos.

I. Obtención de la demanda energética

Para este caso de estudio se ha utilizado la misma demanda energética como en el caso del estudio global, esto se hizo con el fin principal de comparar los resultados al usarse un área más en detalle y por consiguiente un tamaño de celda de mayor precisión.

Por lo tanto se introdujo un valor de demanda de potencia de 848 Wh por día en cada vivienda, el tamaño de celda es de 200 m.

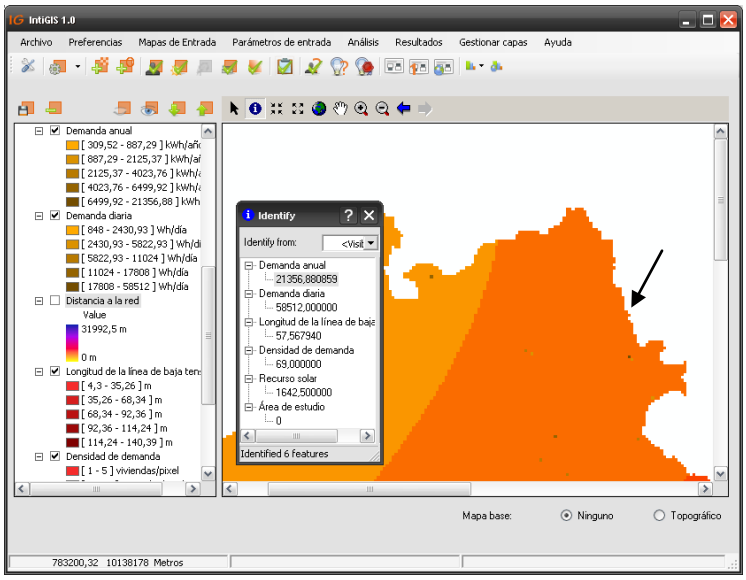


Fig 18. Demanda diaria y anual en detalle

Aunque en la imagen no se puede apreciar los colores que hacen referencia al número de viviendas y en consecuencia al número de kWh demandados por esa zona; las tonalidades más claras son puntos en los que la demanda energética diaria oscila entre: 848 y 2.430 Wh/día y los colores más oscuros representan demandas energéticas entre 17.808 y 58.51Wh/día.

De manera análoga y bajo el mismo criterio de interpretación el programa nos devuelve estos mismos resultados de demanda energética pero en vez de en rango diario en un rango anual. Desde 309 y 887 kWh/año en las zonas de baja demanda y 6.499 y 21.356 kWh/año para las zonas donde la población se incrementa.

El punto que se indica con la flecha se trata de la localidad de San Marcos en este caso muestra que se ha dividido en 2 píxeles; el primero con una agrupación de 69 viviendas sin recurso energético y el segundo con apenas 5 viviendas.

Este punto sigue siendo el de mayor densidad de demanda. Como se puede ver al reducir el tamaño de celda se obtienen píxeles con mayor precisión. Si los datos de entrada son de mejor calidad se podría tener en cada píxel unas pocas viviendas y por lo tanto analizar de esta manera cada una de las tecnologías.

II. Obtención de LEC

En este estudio más detallado se analizan los resultados de manera concreta con los siguientes parámetros generales:

Parámtetros generales

Características de la comunidad tipo:		
Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m
Parámetros económicos		
Tasa de descuento:	10	%

Fig 19. Parámetros generales en detalle

El gráfico anterior muestra un resumen de los parámetros generales que se utilizan para obtener los resultados de este estudio en detalle sobre algunas parroquias de la provincia.

A continuación se pasan a detallar los resultados de los LECs estudiados.

LEC Fotovoltaica Individual

Haciendo uso de los parámetros iniciales que se introdujeron donde se detallaban los costos de los equipos fotovoltaicos, junto con las baterías y el precio del inversor, el programa devuelve una imagen como esta:

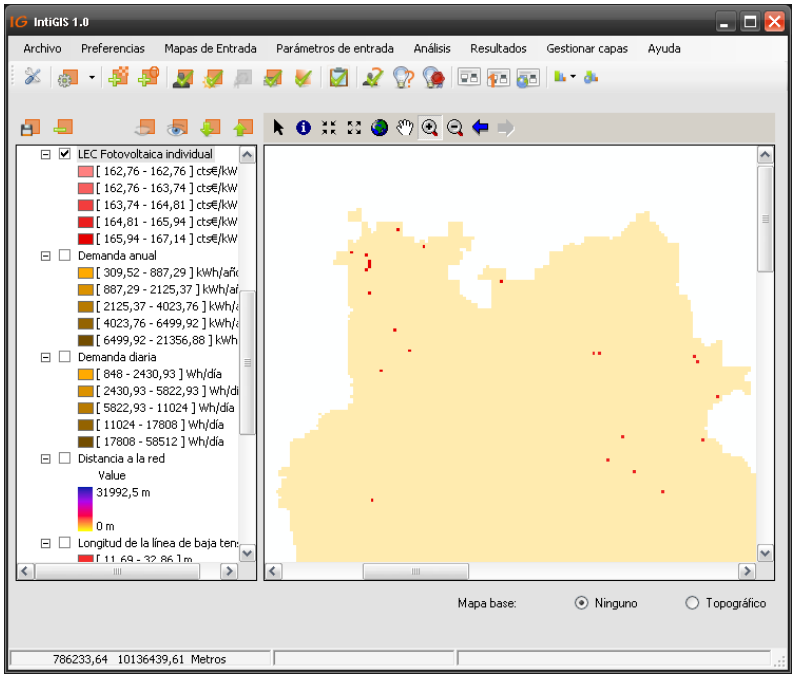


Fig 20. LEC Fotovoltaico Individual en detalle

En este estudio se puede ver que los valores tienen menor rango de oscilación, es decir que hay un valor casi común para todas las viviendas. En el caso general se tenía una oscilación entre 162 y 167 cts€/kWh, con un valor medio de:

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	112,927 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	18,062 cts €/kWh
Resto del sistema:	34,318 cts €/kWh
Total:	165,307 cts €/kWh

Fig 21. Costos subsistemas para LEC Fotovoltaico Individual

Para un caso de referencia se pueden ver los costos divididos en subsistemas y en este caso el que mayor valor representa es el de acumulación, debido al costo de las baterías y a su mantenimiento.

LEC Diesel Individual

Se obtiene un solo resultado para todas las comunidades.

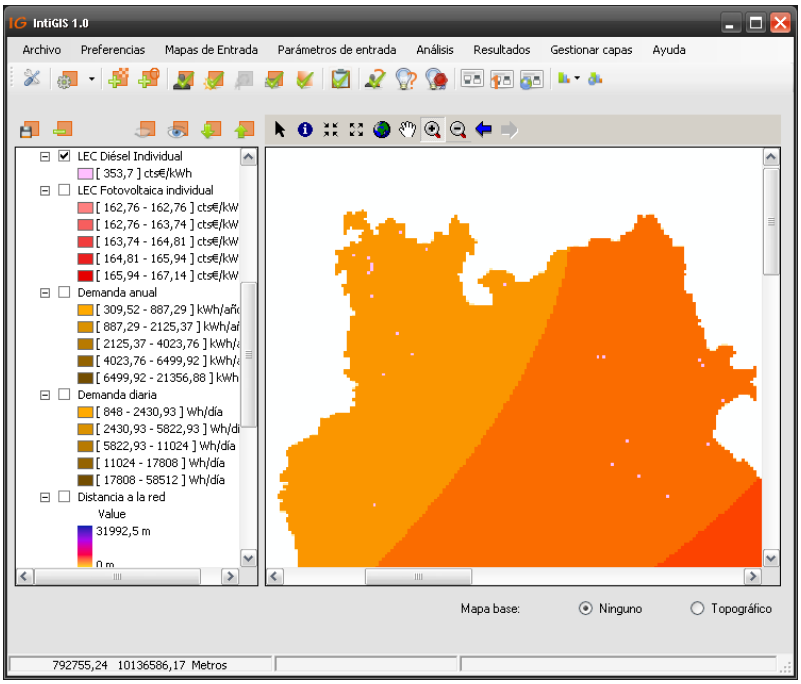


Fig 22. LEC diesel individual en detalle

El LEC Diesel Individual es de 353cts€/kWh, igual al obtenido en el estudio global.

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	94,106	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	27,093	cts €/kWh
Resto del sistema:	192,497	cts €/kWh
Combustible:	40	cts €/kWh
Total:	353,696	cts €/kWh

Fig 23. Costos de subsistemas para LEC Diésel

En este caso se puede ver que el valor mayor está en el Resto del Sistema en el que se incluye el costo del generador, el mantenimiento y reparación (reconstrucción).

La aportación al LEC del sistema de generación diésel en la tecnología diésel individual, contiene un rubro que es justamente la reconstrucción del motor diésel. Según fabricantes de generadores diésel, las máquinas en un rango pequeño de potencia, tienen una vida útil entre 10000 y 12000 horas de operación. Aproximadamente esto

equivale a realizar una reconstrucción cada 5 años. Al igual que lo explicado en el punto anterior, el rubro de reconstrucción del motor se suma al LEC del sistema de generación diésel como un 25% del valor de la inversión del generador diésel individual.[9]

LEC Diésel Central

De manera general con los parámetros introducidos, se genera el siguiente conjunto de valores para los diferentes centros poblados.

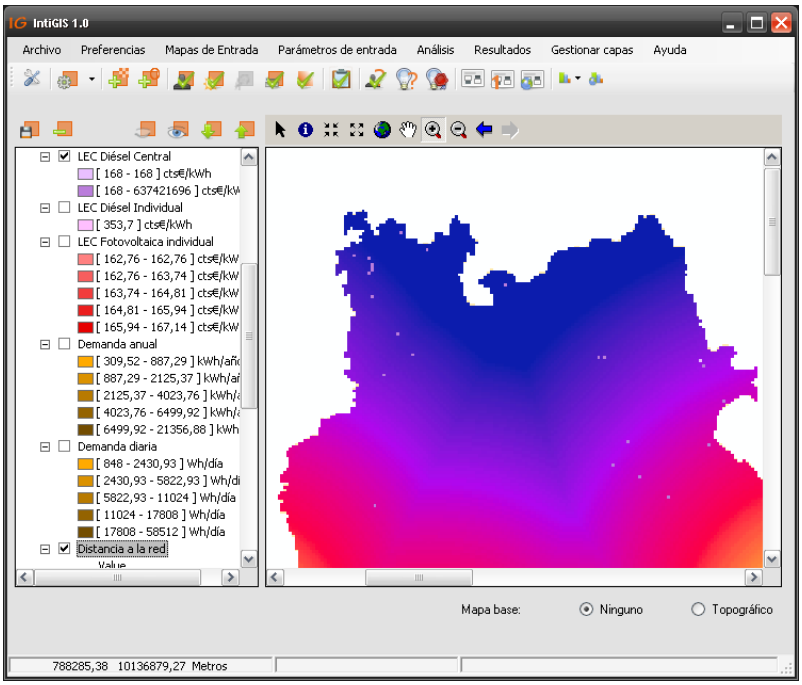


Fig 24. LEC Diesel Central en detalle

En los resultados de Diesel Central se puede ver que se generan dos grupos de resultados. El primer grupo muestra un valor aproximado de 168 cts€/kWh que es un resultado en general muy bueno para las zonas pobladas con gran número de viviendas. Mientras que en el segundo grupo hay valores que se disparan y es debido a que el estudio se hace para un píxel que contiene únicamente una vivienda. Por lo que no es rentable la instalación de un sistema de Diesel Central.

[9] Información obtenida en Ayuda de INTIGIS

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia		
Acumulación:	18,821	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	27,093	cts €/kWh
Costes de acometida:	6,854	cts €/kWh
Combustible:	45	cts €/kWh
Línea BT:	17,346	cts €/kWh
Resto del sistema:	63,742	cts €/kWh
Total:	179,592	cts €/kWh

Fig 25. Costos de subsistemas para LEC Diésel central

En los costes medios para diésel central se puede ver que el subsistema que incrementa el valor es el considerado en Resto del Sistema, el cual internamente contiene el precio del generador, mantenimiento, reconstrucción. El siguiente punto importante es el acondicionamiento de potencia; esto es debido a que la electrónica de potencia que necesita es más compleja.

La aportación al LEC del sistema de acondicionamiento de potencia en sistemas centralizados es mayor que en sistemas individuales, ya que la electrónica de potencia requerida en los dispositivos de generación centralizados es más compleja que para sistemas individuales. Para aclarar este punto, se entiende que el sistema de acondicionamiento de potencia en sistemas centralizados tiene un rectificador a la salida de cada generador eléctrico, el cual convierte la corriente alterna generada, en corriente continua para cargar las baterías; luego hay un inversor central que convierte toda la corriente continua en corriente alterna para alimentar las cargas.[10]

[10] Información obtenida de Ayuda de INTIGIS

LEC Conexión a Red

Los parámetros introducidos devuelven el siguiente resultado:

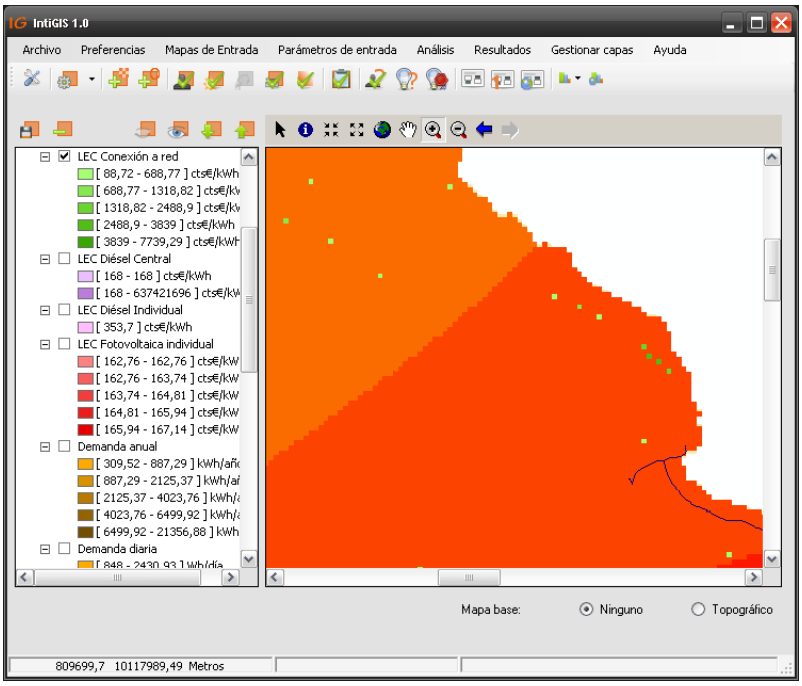


Fig 26. LEC Conexión a Red

En la figura se puede ver que los resultados se han dividido en cinco zonas. Los costos van desde 88 y 688 cts€/kWh para las zonas de poca demanda y entre 3.839 y 7.739 cts€/kWh para el resto.

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Línea de media tensión:	968,223 cts €/kWh
Línea de baja tensión:	17,346 cts €/kWh
Centro de transformación:	54,835 cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	7,75 cts €/kWh
Costes de acometida:	6,854 cts €/kWh
Total:	1055,009 cts €/kWh

Fig 27. Costos de subsistemas para LEC Conexión a Red

Para este caso el valor de mayor peso es el costo de la línea de media tensión. En dicho rubro se consideran los precios del conductor, los postes, el transporte y maquinaria para realizar la instalación. Es por eso que para un píxel muy alejado de la red de media tensión se puede dar un valor elevado.

Gráfico comparativo

Los resultados que a continuación veremos indican los valores obtenidos para cada tecnología.

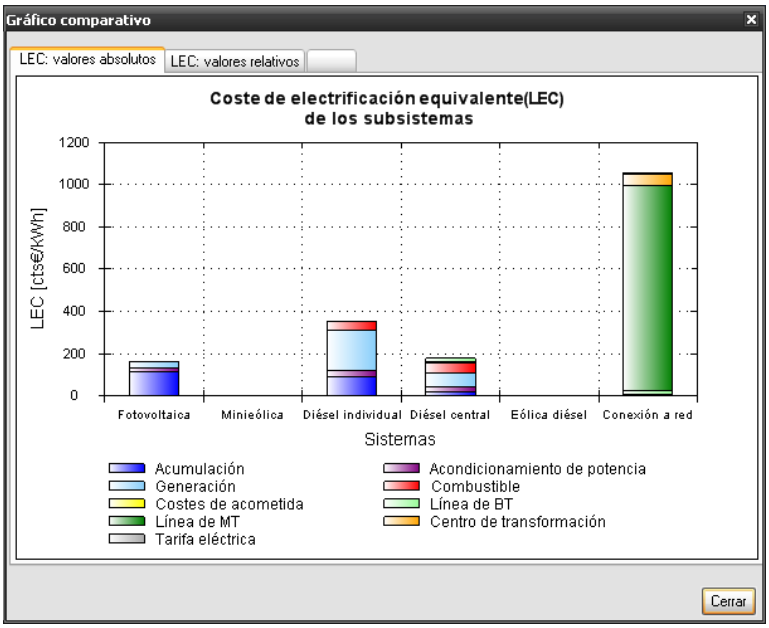


Fig 28. Comparación LEC en detalle

De igual manera que en el caso global obtenemos que la mejor tecnología para la electrificación rural es la fotovoltaica seguida muy de cerca por la instalación de una central a diesel.

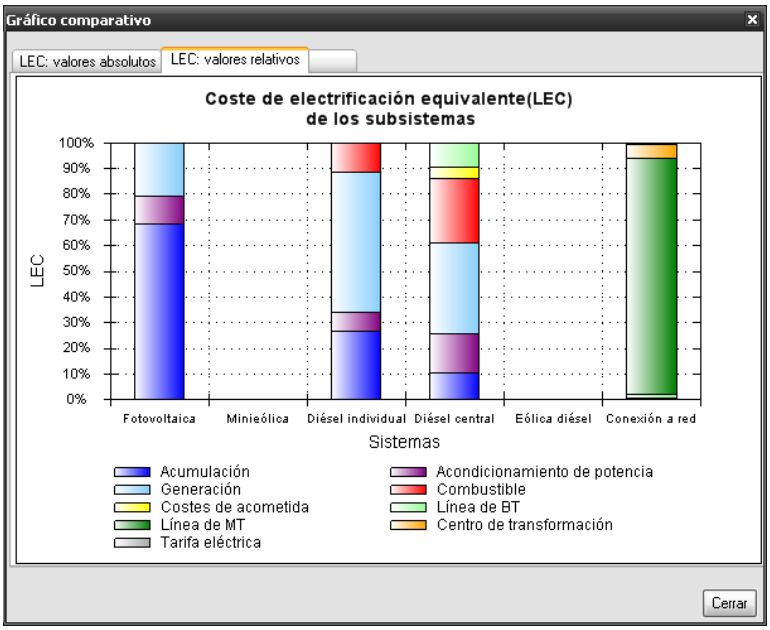


Fig 29. Comparación LEC en porcentaje

Para el caso fotovoltaico los costos se elevan debido al subsistema de acumulación. Mientras que para el caso de conexión a red el subsistema que eleva los costos es la línea de media tensión.

III. Comparar Tecnologías

Una vez obtenidos los valores LEC de las diferentes tecnologías se procede a comparar las tecnologías verificando las más competitivas en el aspecto económico.

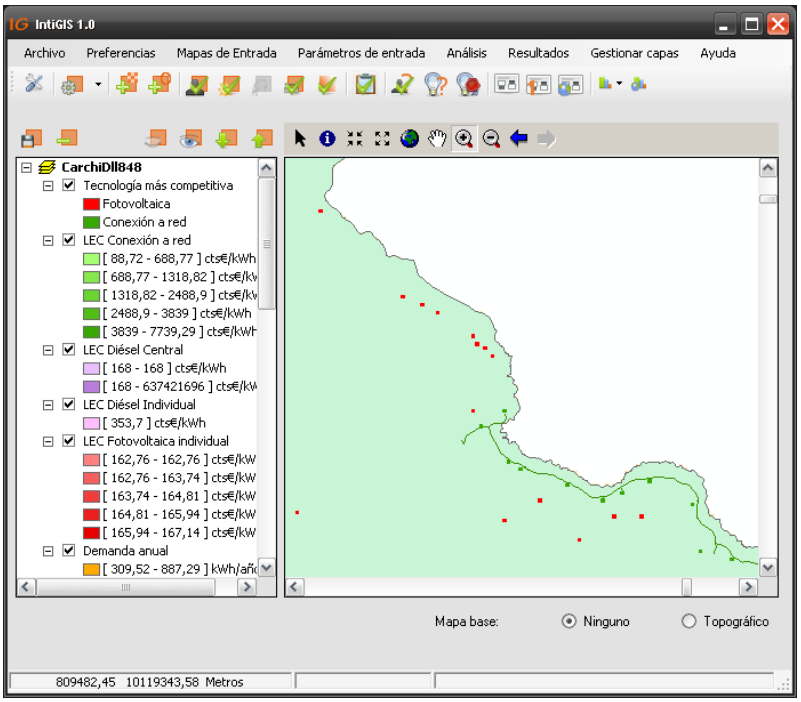


Fig 30. Comparación de tecnología más competitiva

En la figura anterior se puede verificar que las tecnologías más competitivas en este estudio resultan ser la Fotovoltaica Individual y la Conexión a la Red.

Como es de esperar los resultados de conexión a Red reflejan que son rentables en sectores que son próximos a la red de distribución que antes hemos ingresado, mientras que en las zonas alejadas de la red eléctrica la tecnología más competitiva resulta ser los sistemas conectados a sistemas fotovoltaicos individuales.

Existe un punto interesante en este resultado que es el encontrado en el sector de San Marcos, encontrado de igual manera en el estudio global, el cual indica que la tecnología más rentable es la conexión a Red, a pesar de encontrarse alejado de la red

de distribución. Esto es debido a que el pixel de demanda indica que hay 59 viviendas sin servicio eléctrico en un mismo sitio.

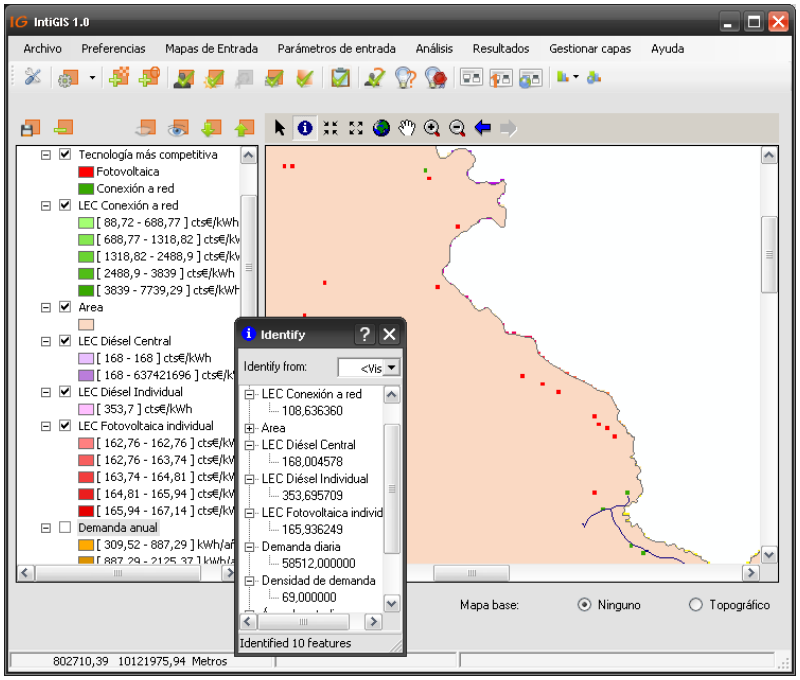


Fig 31. Tecnología más competitiva - San Marcos

En este punto (sector de San Marcos) se tiene un valor de LEC Fotovoltaico de 165 cts€/kWh y un LEC Conexión a red de 108 cts€/kWh. Siendo este último el de menor valor. A pesar de los resultados lanzados por el IntiGIS resulta irreal pensar en un sistema de conexión mediante red eléctrica por la viabilidad técnica (rutas de acceso, elevación geográfica, etc.) para una densidad de demanda de este tipo y mediante un mejor análisis del recurso eólico se plantearía el instalar un sistema eólico-diesel.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este apartado se tratan de reflejar todas las conclusiones así como recomendaciones del estudio que se viene desglosando desde el principio de estas páginas.

- En primer lugar, una recomendación importante a tener en cuenta ha sido que con el fin de mejorar los resultados obtenidos por el INTIGIS se hace necesario y recomendable anexar una capa adicional en el mismo introduciendo datos sobre la ubicación de las zonas montañosas, de los difíciles accesos; en definitiva datos del relieve de la zona a estudiar para que los resultados devueltos por el programa sobre los costos de conexión a la red eléctrica sean más reales.

- En cuanto a los tamaños de celda se puede decir que, cuanto mayor sean los mismos, los errores pueden aumentar y como consecuencia la fiabilidad de los resultados disminuye. En concreto el problema que existe es que si los tamaños de celda son demasiado grandes pueden existir poblaciones alejadas en el mismo pixel que interese ser que sea mejor electrificar con tecnologías diferentes y no con la misma. Además es importante saber, a modo de recomendación que en las poblaciones ubicadas en la frontera se pueden generar píxeles de estudio sin tenerse en cuenta para los cálculos. En este caso, es importante tomar un área de estudio más grande, que abarque las zonas pobladas a las que se quiera aplicar dicho estudio, incluyendo así las partes fronterizas, igualmente importantes.

- En el caso del recurso eólico se tiene un valor general y promediado de la velocidad del viento de 3 m/s. Éste es un valor muy pobre para poder sacar conclusiones firmes, debido fundamentalmente a que se generaliza esa velocidad de viento para una zona muy extensa en cuanto a terreno y además no se tienen en cuenta las variaciones del viento debido a las zonas geográficas con cimas y valles de grandes pendientes. Se podría tener un mejor nivel de resultados en este aspecto eólico si se realizara un estudio de

vientos para una zona en concreto y teniendo en cuenta todos sus aspectos funcionales como son las rugosidades y elevaciones. Con estos datos los resultados que nos brindaría IntiGIS serían de mejor calidad.

- Los precios de la conexión a red se elevan drásticamente y esto sucede debido a que las líneas de distribución se encuentran alejadas de las zonas de demanda. Es por eso que, en los sectores más cercanos a la línea de distribución es factible la conexión a red, mientras que en zonas como la del noroeste de la provincia es preferible considerar otro tipo de electrificación; siendo las renovables las más optimas.

- Al aumentar la demanda al doble de su valor (1600 Wh/día) se obtienen tres tecnologías más competitivas en el estudio en detalle. El sistema fotovoltaico individual, el sistema diésel central y el sistema de conexión a red.

6. ANEXOS

ANEXO 1

Capturas de pantalla de la aplicación en el programa INTIGIS del caso global para la provincia del Carchi.

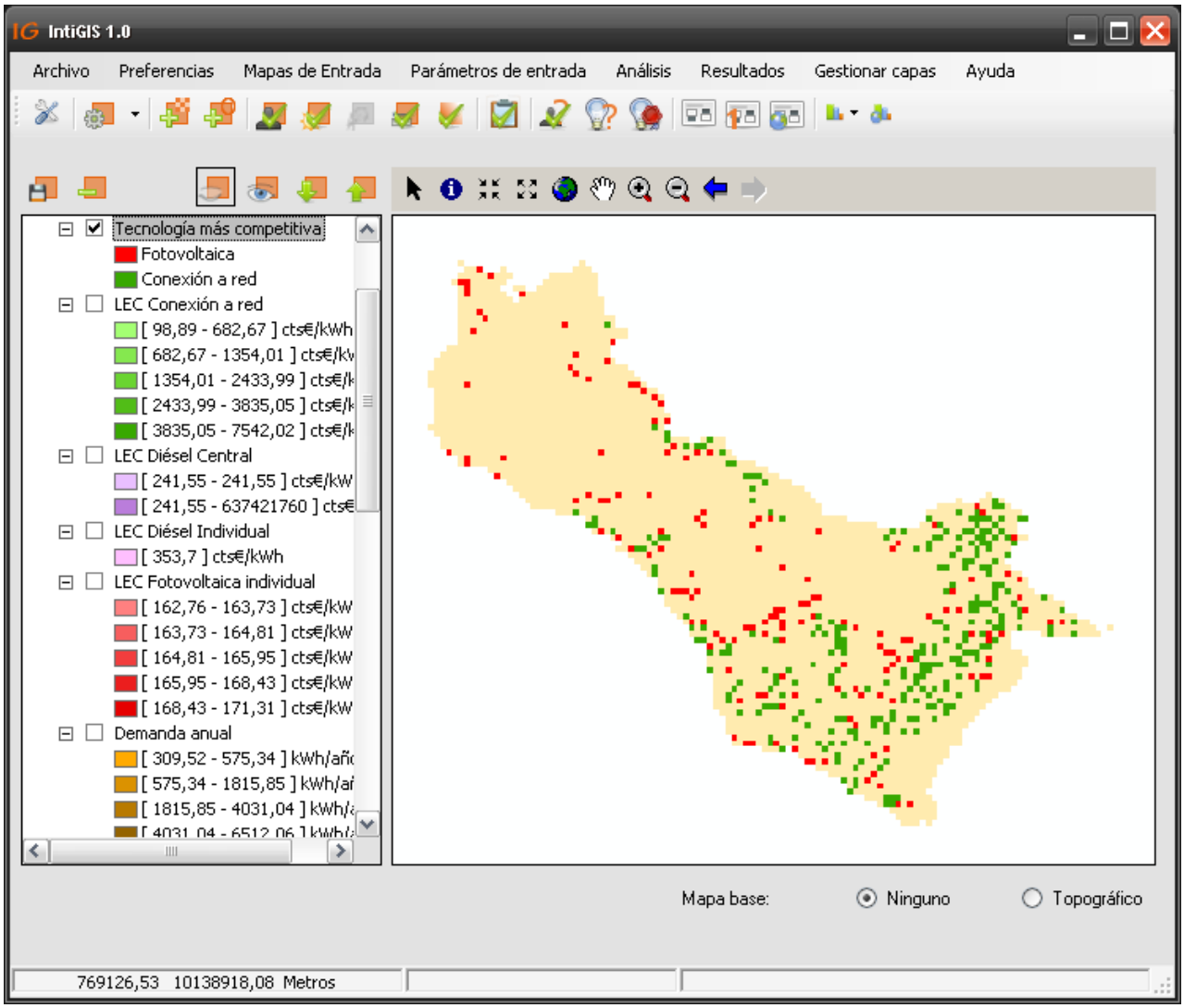


Fig 32. Tecnología más Competitiva caso Global

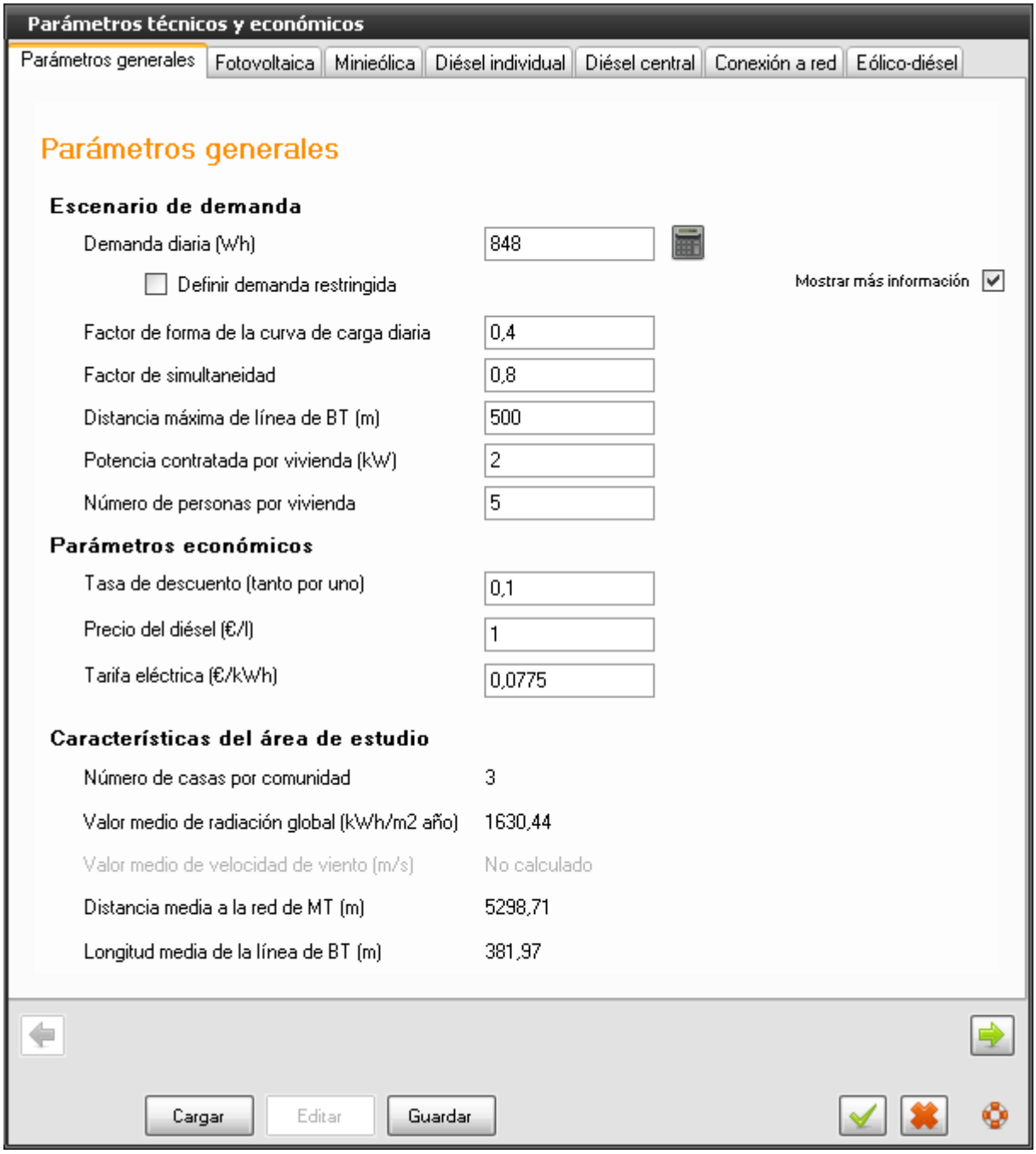


Fig 33. Parámetros generales

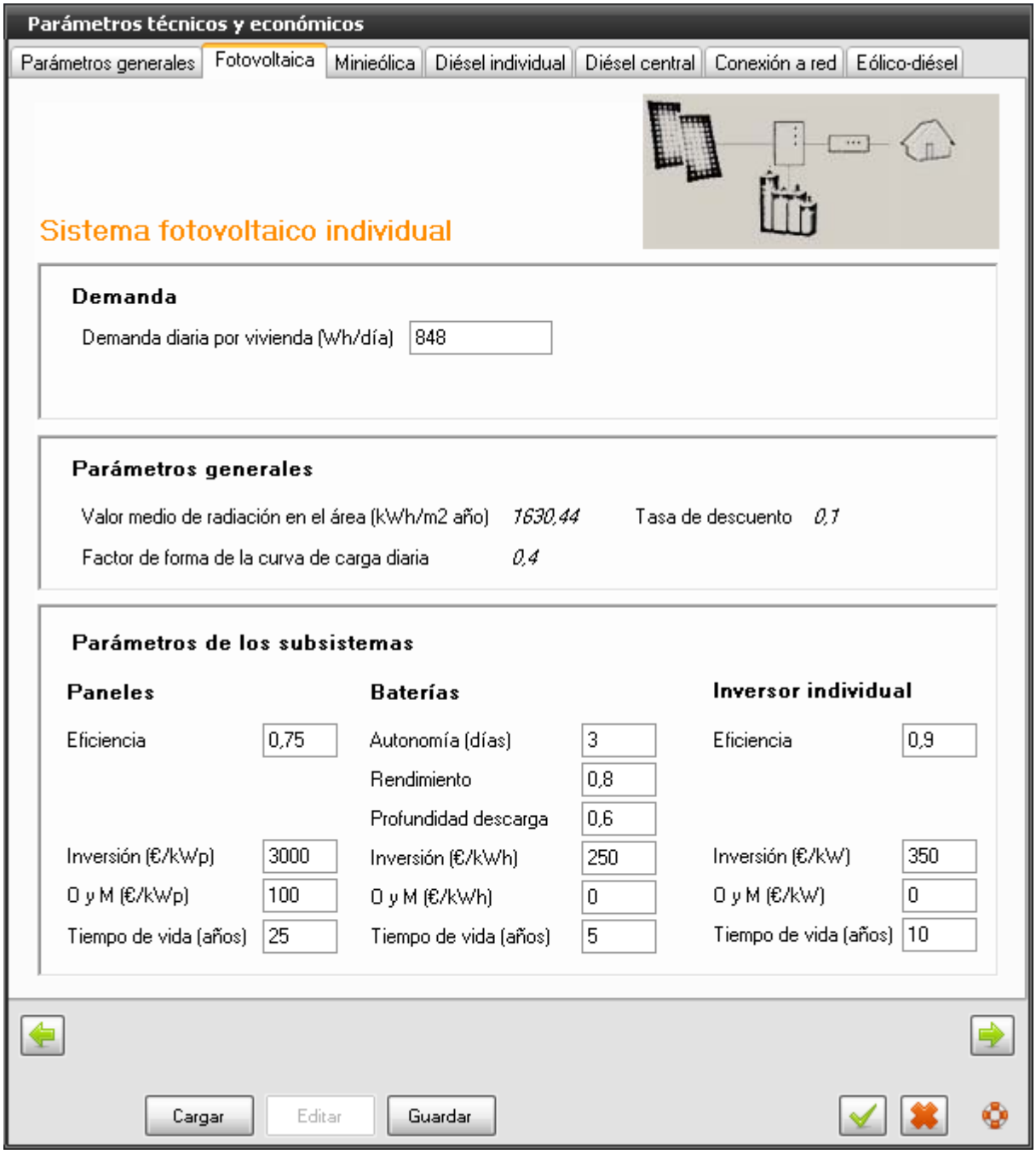


Fig 34. Parámetros para el Sistema Fotovoltaico Individual

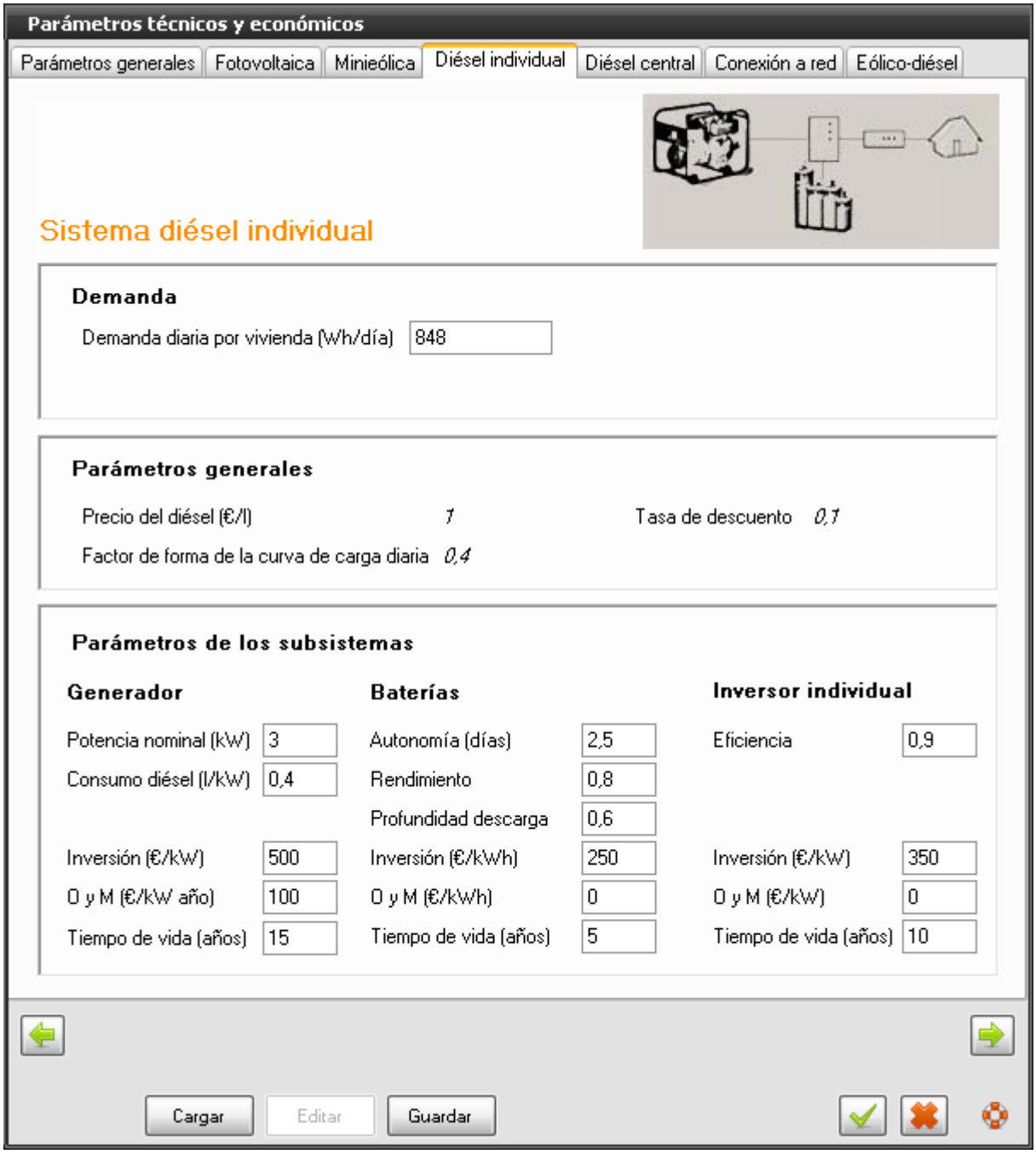


Fig 35. Parámetros para el Sistema Diésel Individual

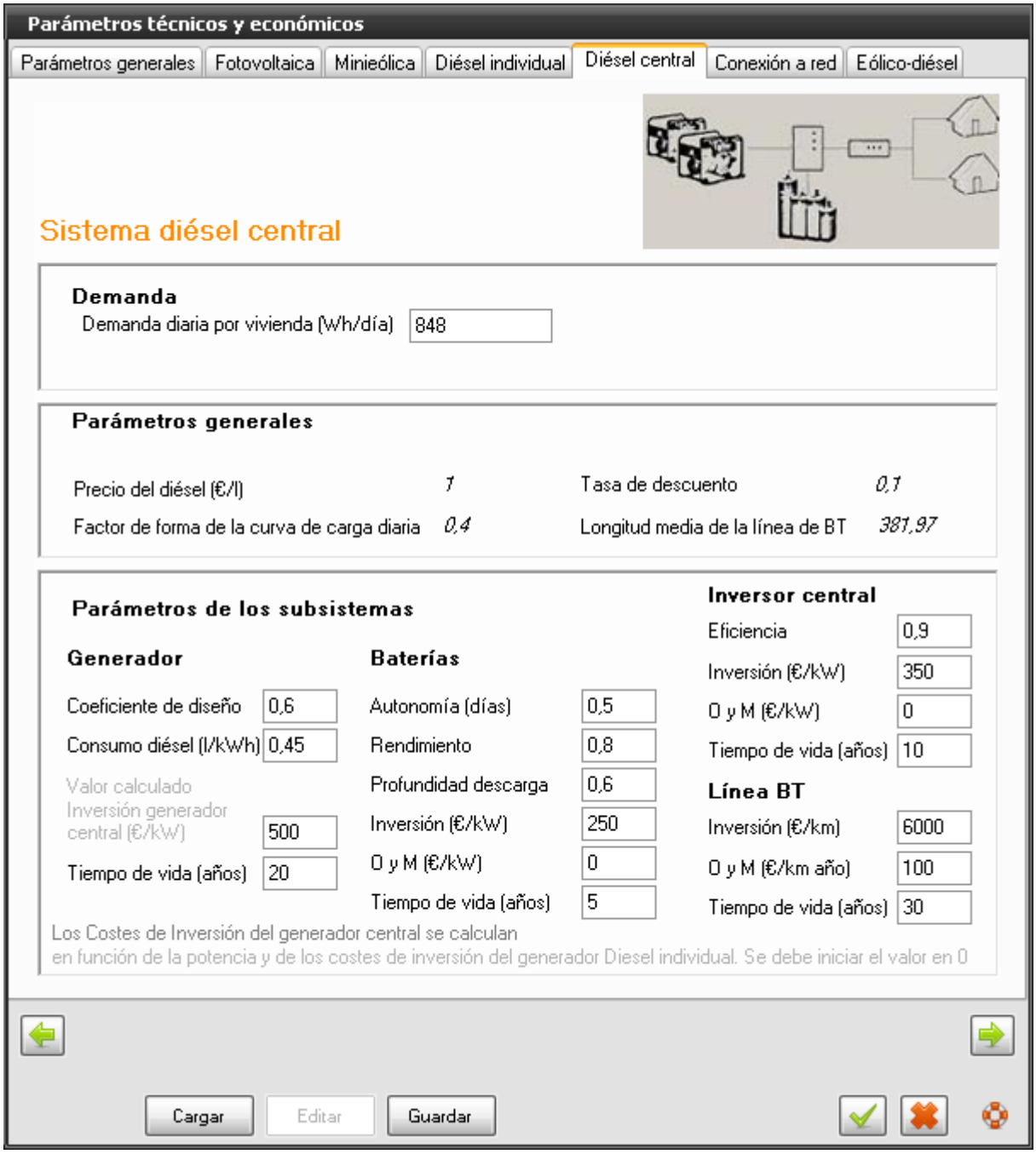


Fig 36. Parámetros para el Sistema Diésel Central

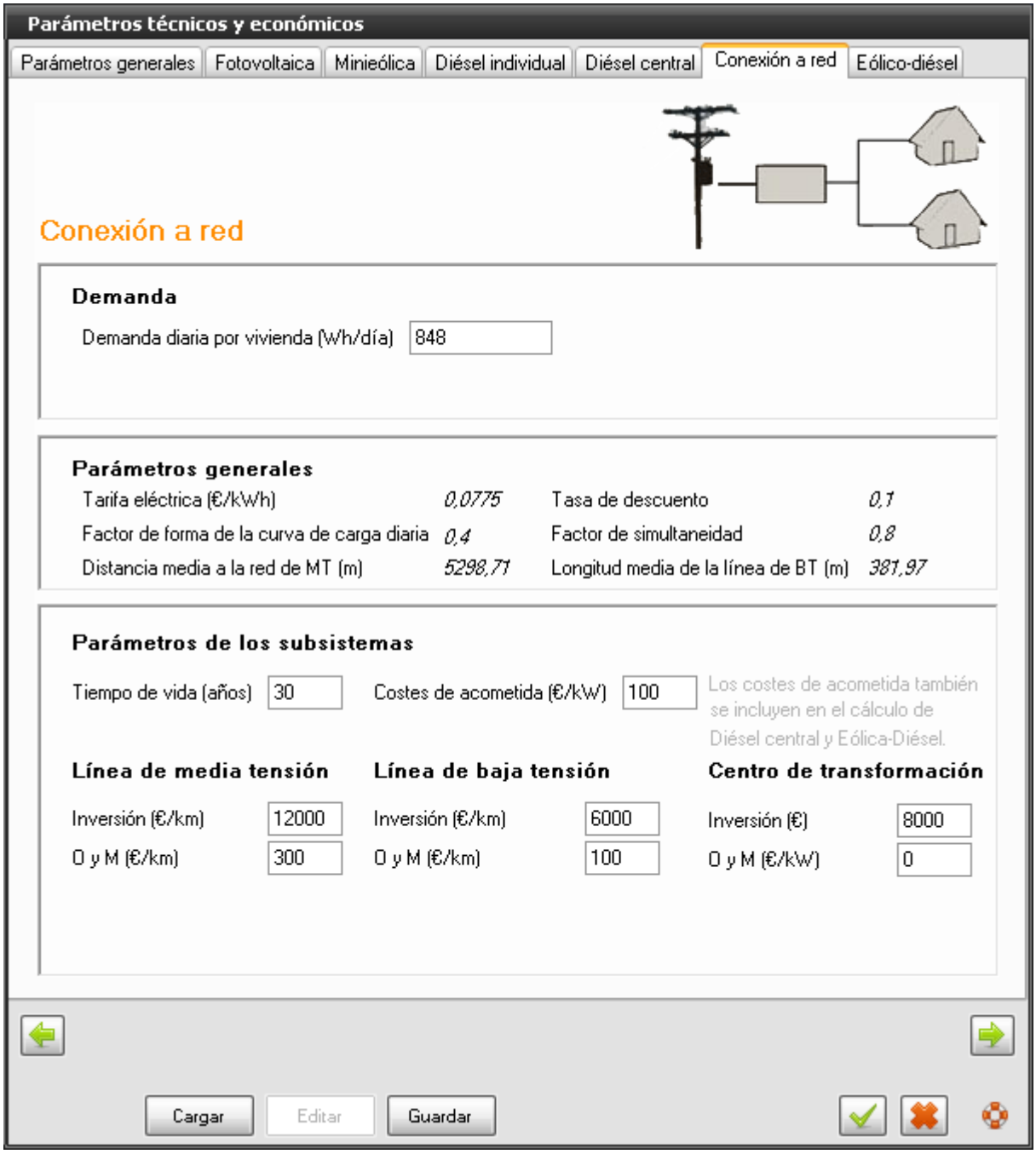


Fig 37. Parámetros para el Sistema Conexión a Red

Paráméntetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	3	casas
Población:	15	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1630,44	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	381,97	m
Distancia a la red de MT:	5298,71	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%

Parámetros técnicos y económicos

Instalación fotovoltaica

Potencia eléctrica nominal:	0,253	kWp
Inversión:	3000	€/kWp
Gastos de O&M:	100	€/kWp año
Tiempo de vida:	25	años
Eficiencia:	0,75	

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	5,3	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

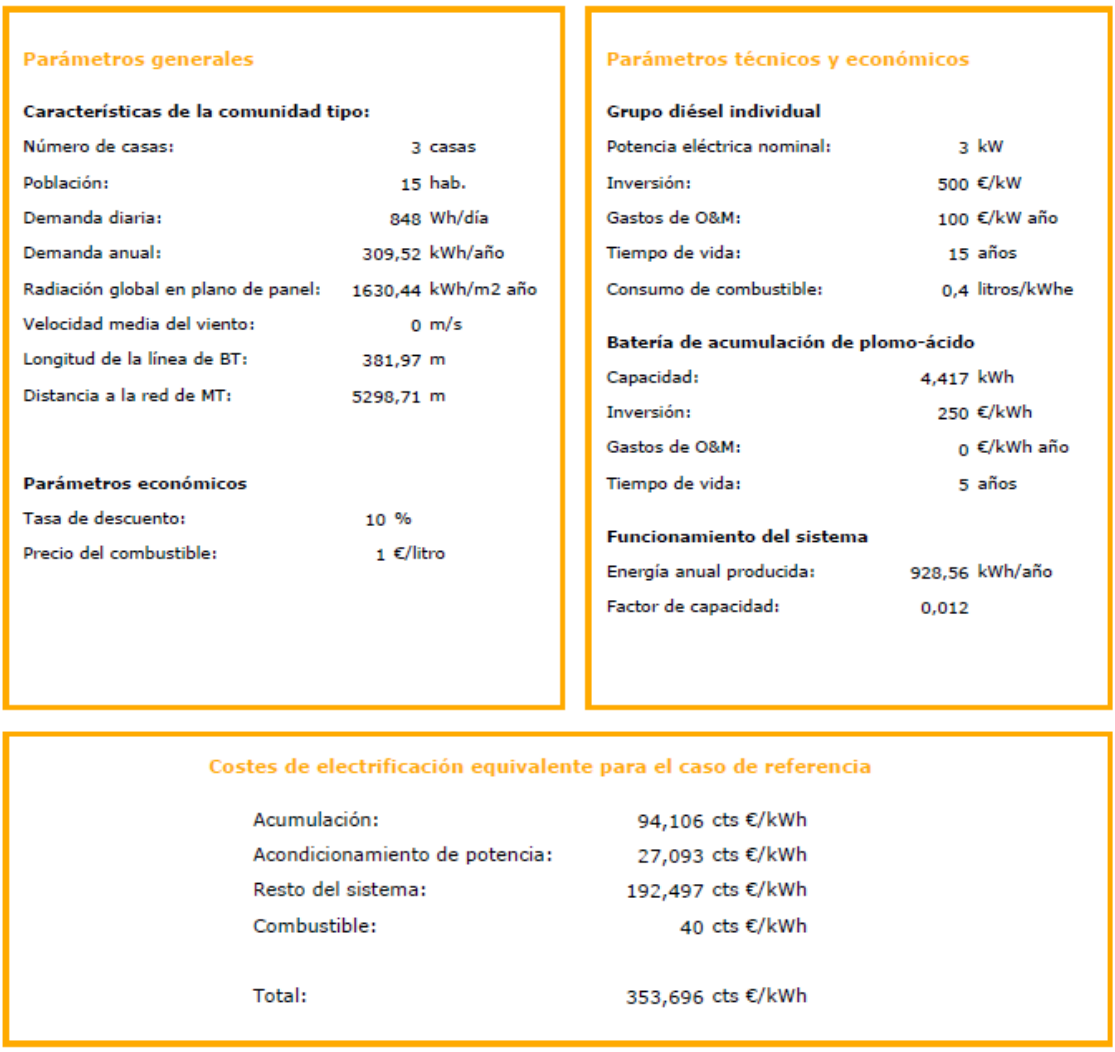
Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	928,56	kWh/año
Radiación en plano de panel:	1630,443	kWh/m2 año
Factor de capacidad:	0,14	

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	112,927	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	18,062	cts €/kWh
Resto del sistema:	35,206	cts €/kWh
Total:	166,195	cts €/kWh

Fig 38. Resultados para la tecnología Fotovoltaica Individual



Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	3	casas
Población:	15	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1630,44	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	381,97	m
Distancia a la red de MT:	5298,71	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro

Parámetros técnicos y económicos

Grupo diésel individual

Potencia eléctrica nominal:	3	kW
Inversión:	500	€/kW
Gastos de O&M:	100	€/kW año
Tiempo de vida:	15	años
Consumo de combustible:	0,4	litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	4,417	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

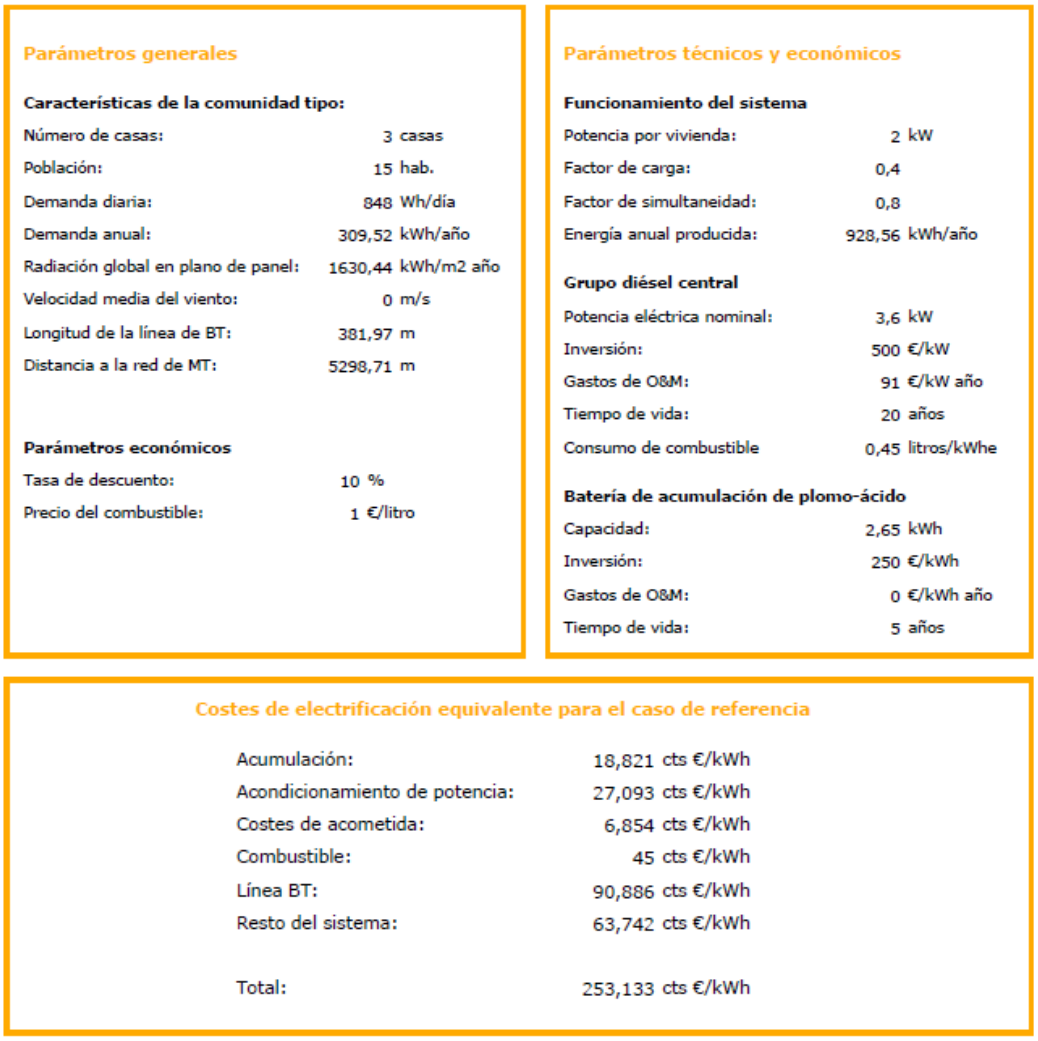
Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	928,56	kWh/año
Factor de capacidad:	0,012	

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	94,106	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	27,093	cts €/kWh
Resto del sistema:	192,497	cts €/kWh
Combustible:	40	cts €/kWh
Total:	353,696	cts €/kWh

Fig 39. Resultados para la tecnología Diésel Individual



Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	3	casas
Población:	15	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1630,44	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	381,97	m
Distancia a la red de MT:	5298,71	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	2	kW
Factor de carga:	0,4	
Factor de simultaneidad:	0,8	
Energía anual producida:	928,56	kWh/año

Grupo diésel central

Potencia eléctrica nominal:	3,6	kW
Inversión:	500	€/kW
Gastos de O&M:	91	€/kW año
Tiempo de vida:	20	años
Consumo de combustible	0,45	litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	2,65	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	18,821	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	27,093	cts €/kWh
Costes de acometida:	6,854	cts €/kWh
Combustible:	45	cts €/kWh
Línea BT:	90,886	cts €/kWh
Resto del sistema:	63,742	cts €/kWh
Total:	253,133	cts €/kWh

Fig 40. Resultados para la tecnología Diesel Central

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	3	casas
Población:	15	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1630,44	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	381,97	m
Distancia a la red de MT:	5298,71	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro
Tiempo de vida:	30	años

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	2	kW
Consumo anual por vivienda:	309,52	kWh/casa año

Línea de media tensión

Longitud media:	5298,71	km
Inversión:	12000	€/km
Gastos de O&M:	300	€/km año

Línea de baja tensión

Longitud media por píxel:	381,97	km
Inversión:	6000	€/km
Gastos de O&M:	100	€/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:	897,585 cts €/kWh
Línea de baja tensión:	90,886 cts €/kWh
Centro de transformación:	91,392 cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	7,75 cts €/kWh
Costes de acometida:	6,854 cts €/kWh
Total:	1094,468 cts €/kWh

Fig 41. Resultados para la tecnología Conexión a Red

Distribución potencial de tecnologías:

Tecnología	Número de viviendas	Nº usuarios potenciales	Área potencial [km2]	Potencial total instalada [kw]	Energía total producida [kWh]	Inversión total [K€]
Fotovoltaica individual:	523	2615	154000	24,64	16187896	268,58
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	130	650	4000	0	4023760	43,5

Características del área asignada a cada tecnología:

Tecnología	Densidad de viviendas [viv./pixel]			Distancia línea de MT [Km]			Radiación solar [kW/m2 año]			Velocidad del viento [m/s]		
	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo
Fotovoltaica individual:	20	3,4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	74	32,5	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fig 42. Resultados de la comparación de varias tecnologías de electrificación rural

ANEXO 2

Capturas de pantalla de la aplicación en el programa INTIGIS del caso en detalle para las parroquias de Tobar Donoso, Chical, Maldonado, El Goaltal, Jijón y Caamaño.

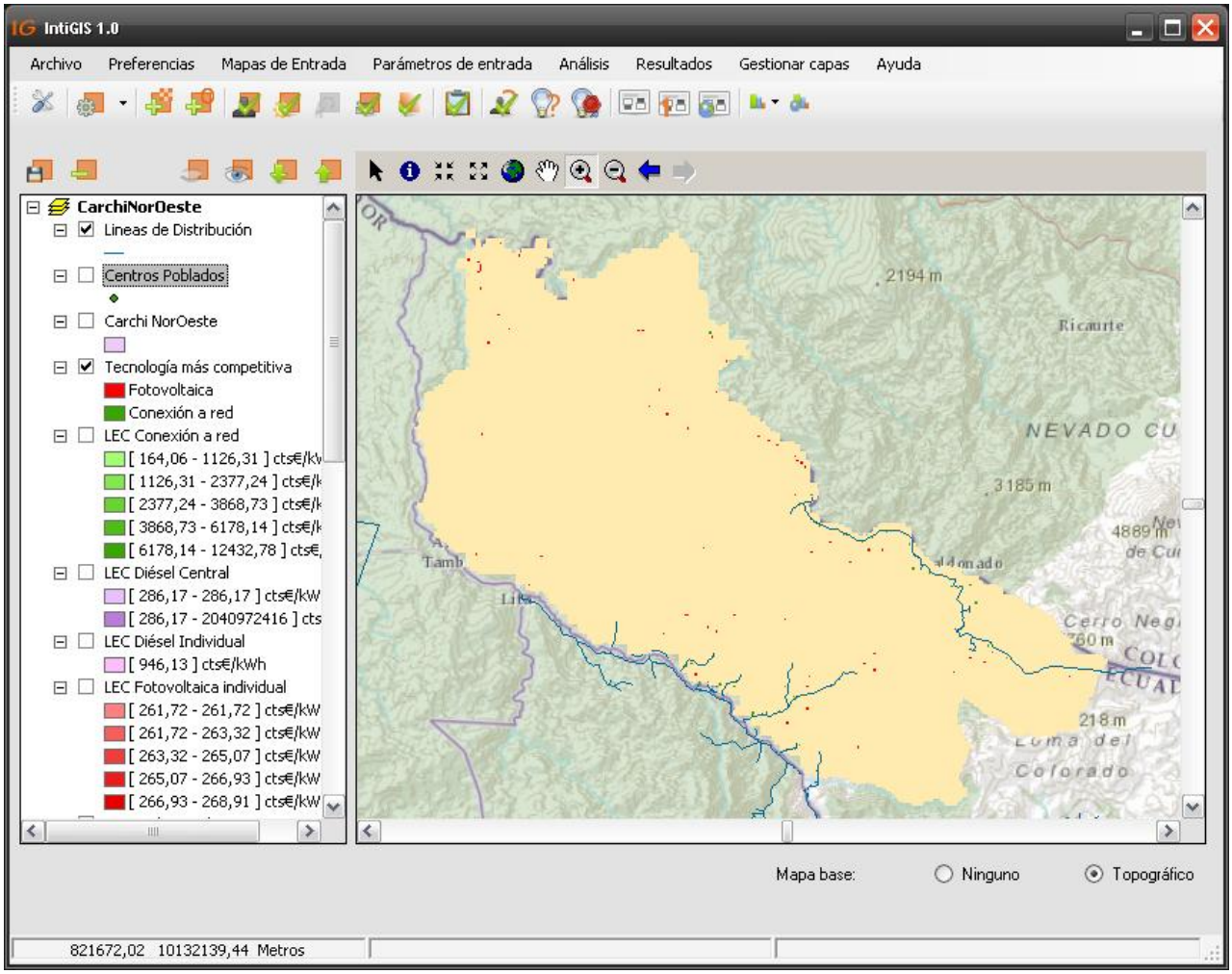
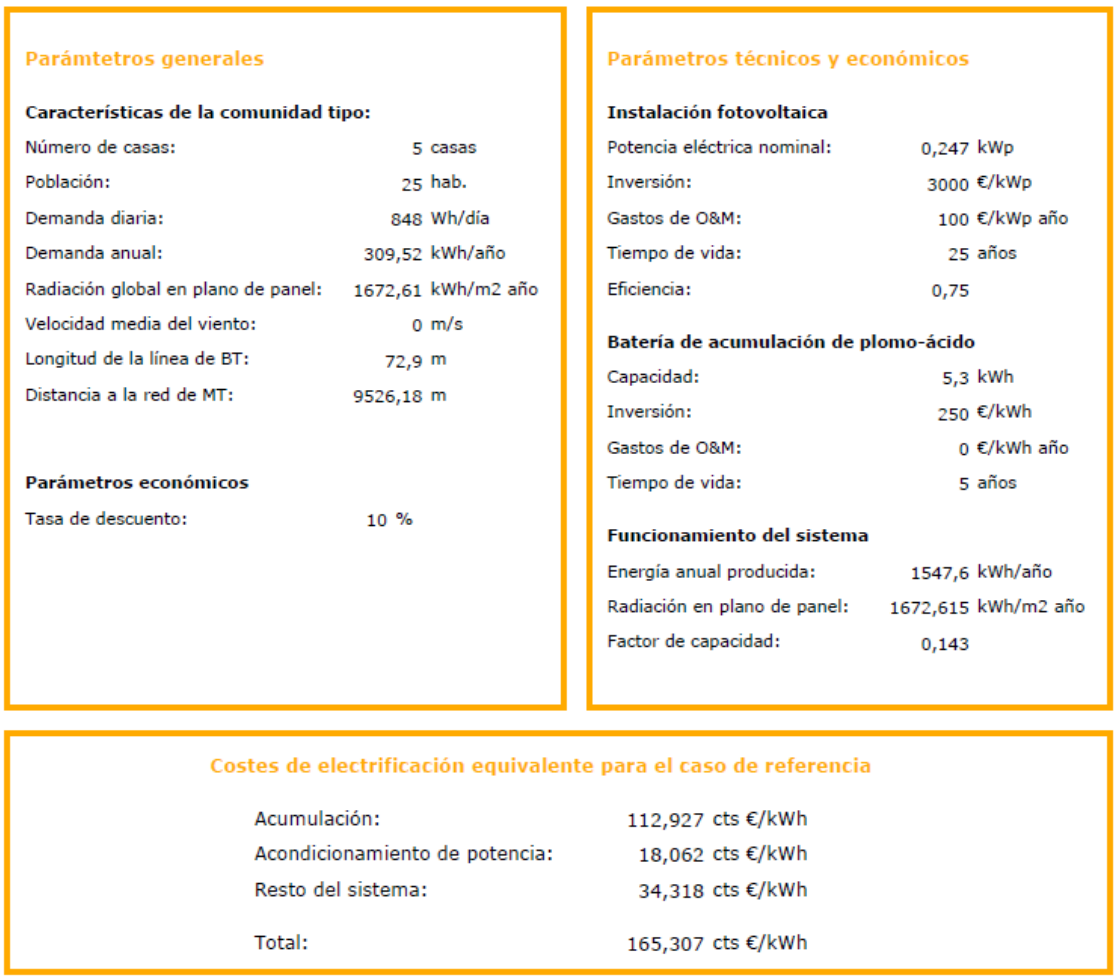


Fig 43. Tecnología más Competitiva caso en Detalle



Parámtetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%

Parámetros técnicos y económicos

Instalación fotovoltaica

Potencia eléctrica nominal:	0,247	kWp
Inversión:	3000	€/kWp
Gastos de O&M:	100	€/kWp año
Tiempo de vida:	25	años
Eficiencia:	0,75	

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	5,3	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

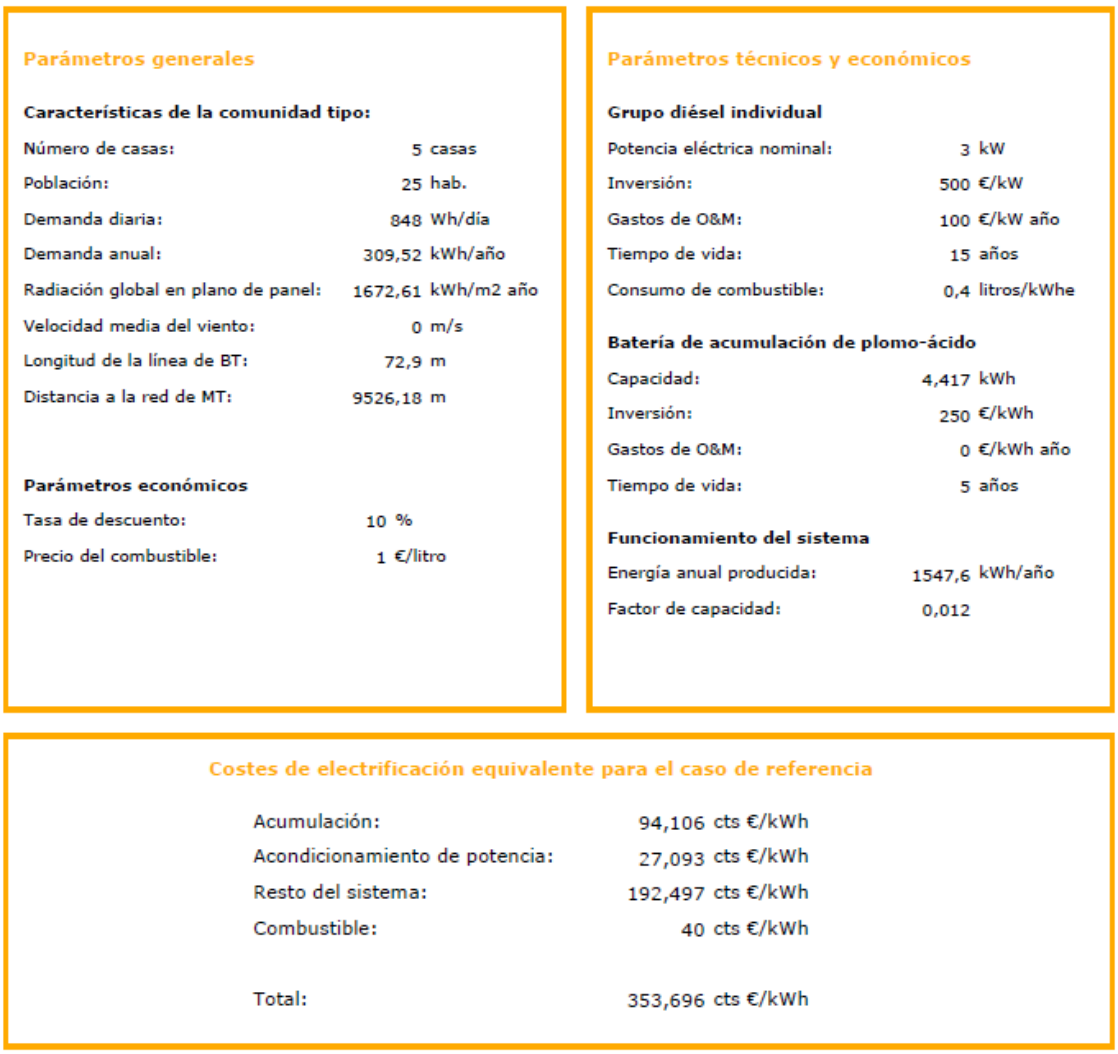
Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	1547,6	kWh/año
Radiación en plano de panel:	1672,615	kWh/m2 año
Factor de capacidad:	0,143	

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	112,927	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	18,062	cts €/kWh
Resto del sistema:	34,318	cts €/kWh
Total:	165,307	cts €/kWh

Fig 44. Resultados para la tecnología Fotovoltaica Individual



Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro

Parámetros técnicos y económicos

Grupo diésel individual

Potencia eléctrica nominal:	3	kW
Inversión:	500	€/kW
Gastos de O&M:	100	€/kW año
Tiempo de vida:	15	años
Consumo de combustible:	0,4	litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	4,417	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	1547,6	kWh/año
Factor de capacidad:	0,012	

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	94,106	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	27,093	cts €/kWh
Resto del sistema:	192,497	cts €/kWh
Combustible:	40	cts €/kWh
Total:	353,696	cts €/kWh

Fig 45. Resultados para la tecnología Diésel Individual

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	2	kW
Factor de carga:	0,4	
Factor de simultaneidad:	0,8	
Energía anual producida:	1547,6	kWh/año

Grupo diésel central

Potencia eléctrica nominal:	6	kW
Inversión:	500	€/kW
Gastos de O&M:	91	€/kW año
Tiempo de vida:	20	años
Consumo de combustible	0,45	litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	4,417	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	18,821	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	27,093	cts €/kWh
Costes de acometida:	6,854	cts €/kWh
Combustible:	45	cts €/kWh
Línea BT:	17,346	cts €/kWh
Resto del sistema:	63,742	cts €/kWh
Total:	179,592	cts €/kWh

Fig 46. Resultados para la tecnología Diesel Central

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	848	Wh/día
Demanda anual:	309,52	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro
Tiempo de vida:	30	años

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	2	kW
Consumo anual por vivienda:	309,52	kWh/casa año

Línea de media tensión

Longitud media:	9526,18	km
Inversión:	12000	€/km
Gastos de O&M:	300	€/km año

Línea de baja tensión

Longitud media por píxel:	72,9	km
Inversión:	6000	€/km
Gastos de O&M:	100	€/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:	968,223 cts €/kWh
Línea de baja tensión:	17,346 cts €/kWh
Centro de transformación:	54,835 cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	7,75 cts €/kWh
Costes de acometida:	6,854 cts €/kWh
Total:	1055,009 cts €/kWh

Fig 47. Resultados para la tecnología Conexión a Red

Distribución potencial de tecnologías:

Tecnología	Número de viviendas	Nº usuarios potenciales	Área potencial [km2]	Potencial total instalada [kw]	Energía total producida [kWh]	Inversión total [K€]
Fotovoltaica individual:	299	1495	96	14,09	9254648	153,08
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	127	635	6,4	0	3930904	39,79

Características del área asignada a cada tecnología:

Tecnología	Densidad de viviendas [viv./pixel]			Distancia línea de MT [Km]			Radiación solar [kW/m2 año]			Velocidad del viento [m/s]		
	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo
Fotovoltaica individual:	20	4,98	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	69	31,75	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fig 48. Resultados de la comparación de varias tecnologías de electrificación rural

ANEXO 3

Capturas de pantalla de la aplicación en el programa INTIGIS del caso en detalle para las parroquias de Tobar Donoso, Chical, Maldonado, El Goaltal, Jijón y Caamaño. Aplicando una demanda de 1600 Wh/día

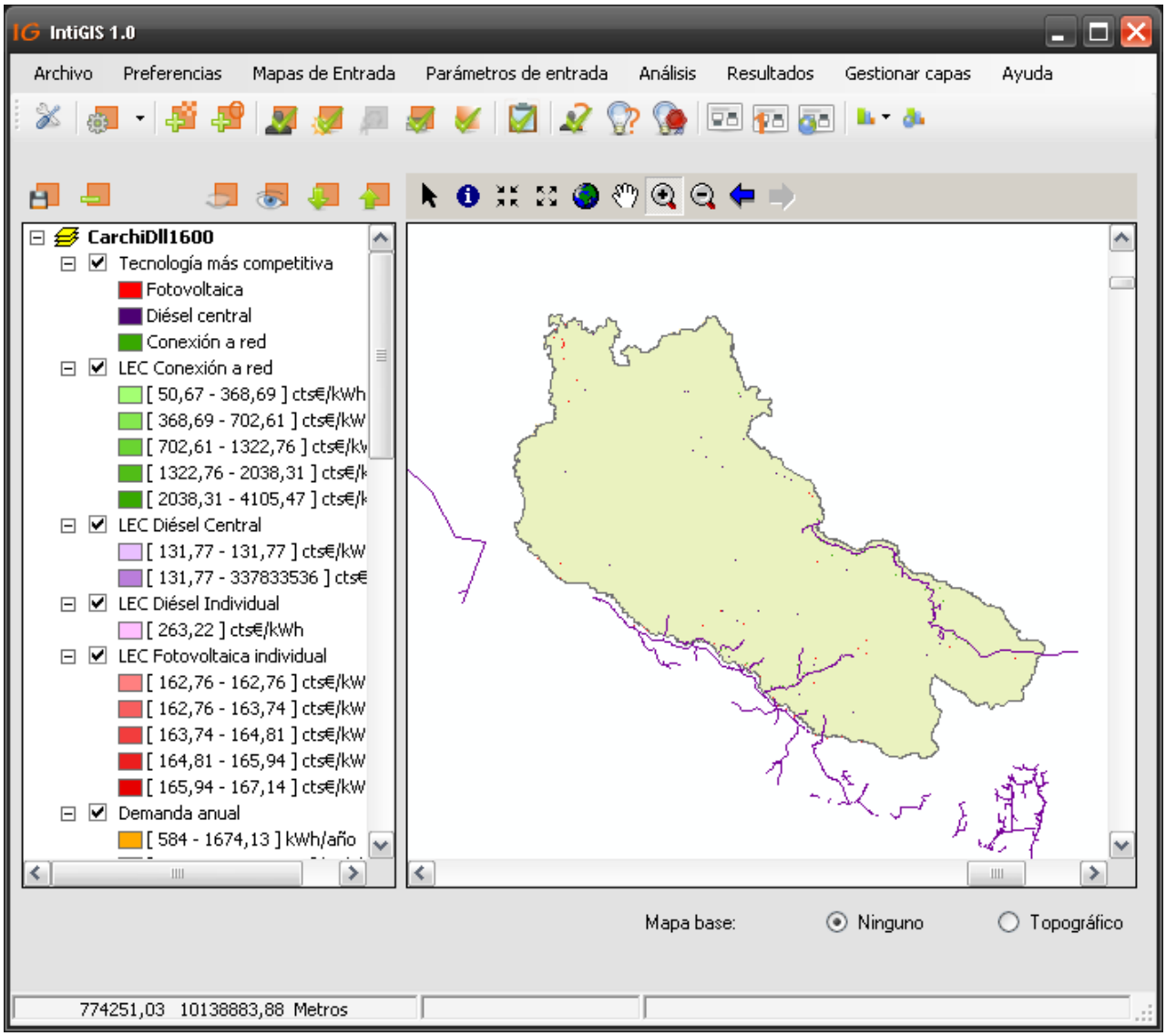
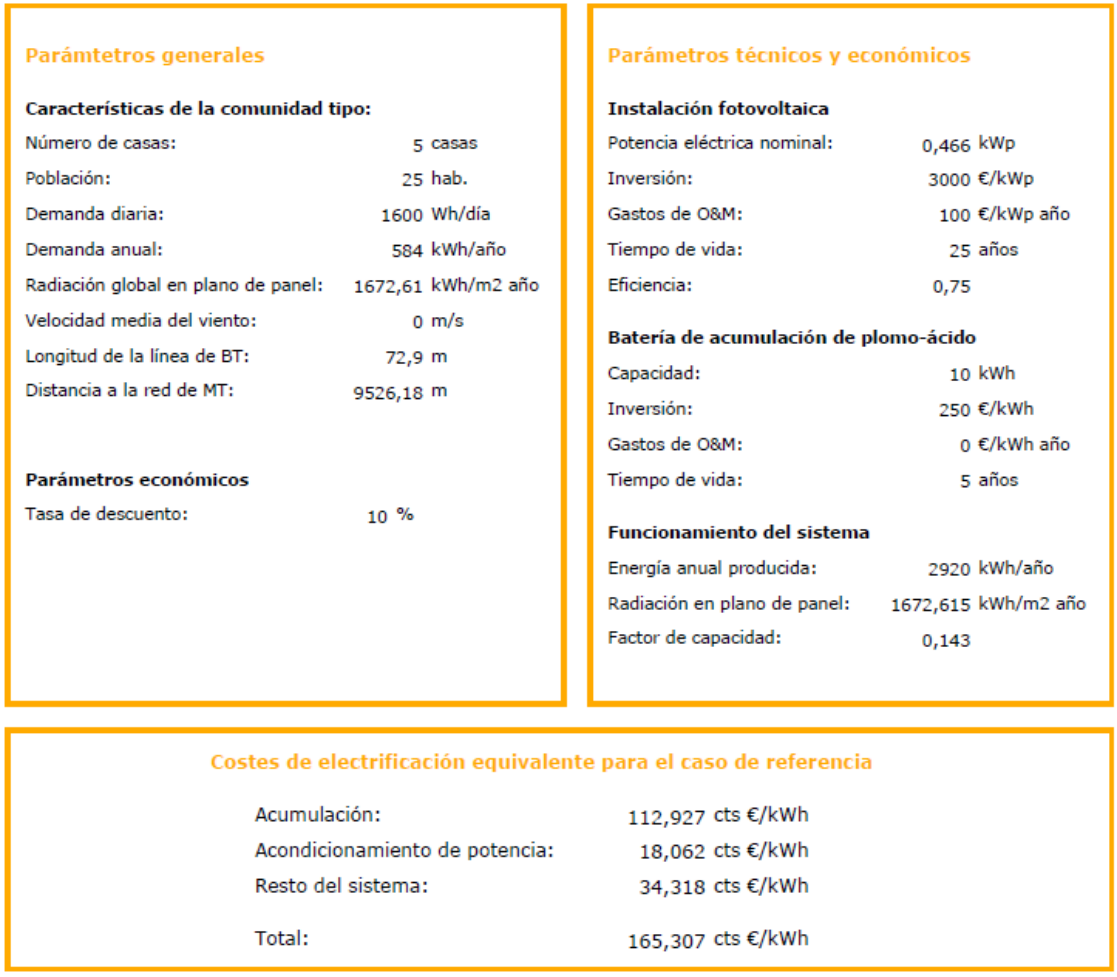


Fig 49. Tecnología más Competitiva caso en Detalle 1600 Wh/día



Parámtetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	1600	Wh/día
Demanda anual:	584	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%

Parámetros técnicos y económicos

Instalación fotovoltaica

Potencia eléctrica nominal:	0,466	kWp
Inversión:	3000	€/kWp
Gastos de O&M:	100	€/kWp año
Tiempo de vida:	25	años
Eficiencia:	0,75	

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	10	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

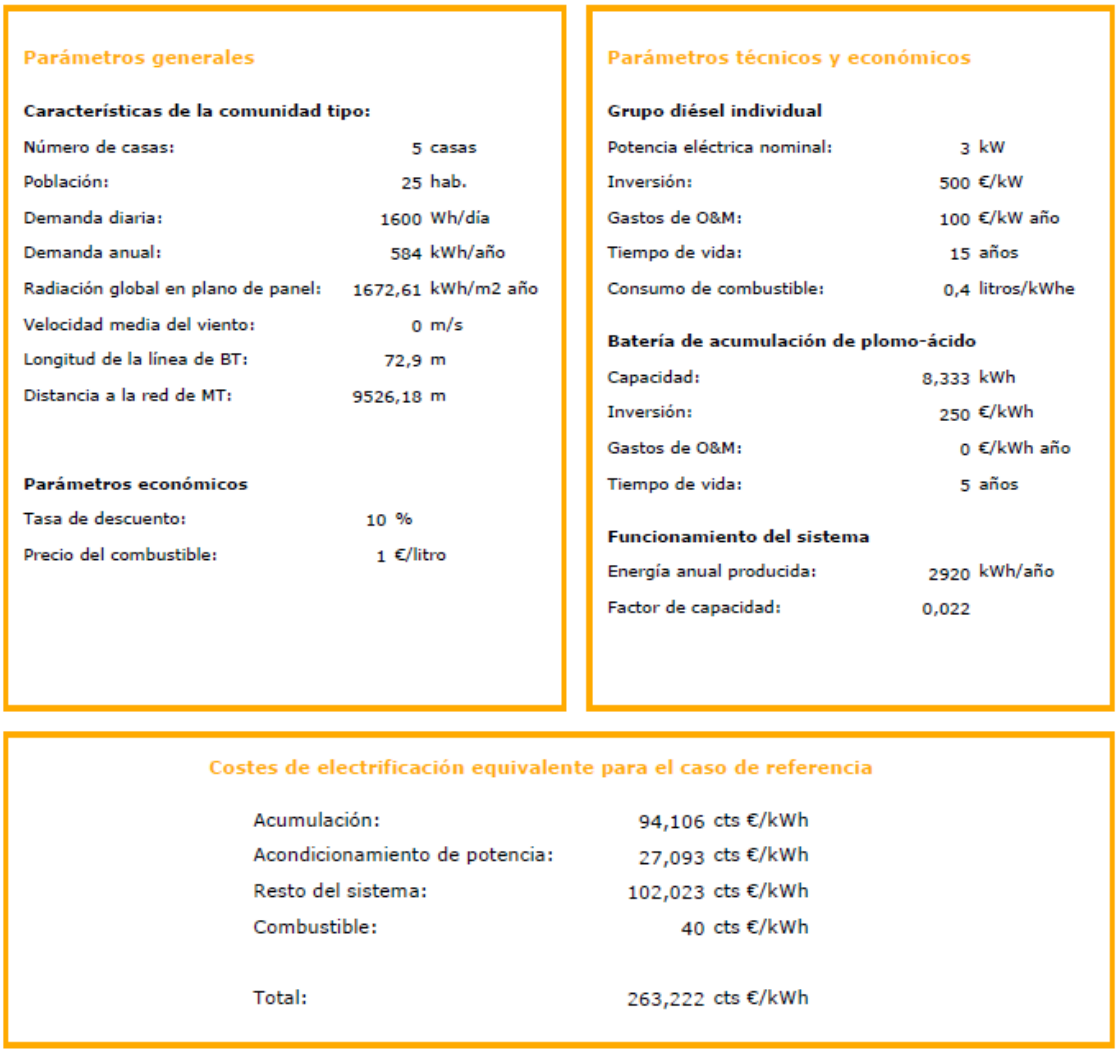
Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	2920	kWh/año
Radiación en plano de panel:	1672,615	kWh/m2 año
Factor de capacidad:	0,143	

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	112,927	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	18,062	cts €/kWh
Resto del sistema:	34,318	cts €/kWh
Total:	165,307	cts €/kWh

Fig 50. Resultados para la tecnología Fotovoltaica Individual



Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	1600	Wh/día
Demanda anual:	584	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro

Parámetros técnicos y económicos

Grupo diésel individual

Potencia eléctrica nominal:	3	kW
Inversión:	500	€/kW
Gastos de O&M:	100	€/kW año
Tiempo de vida:	15	años
Consumo de combustible:	0,4	litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	8,333	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

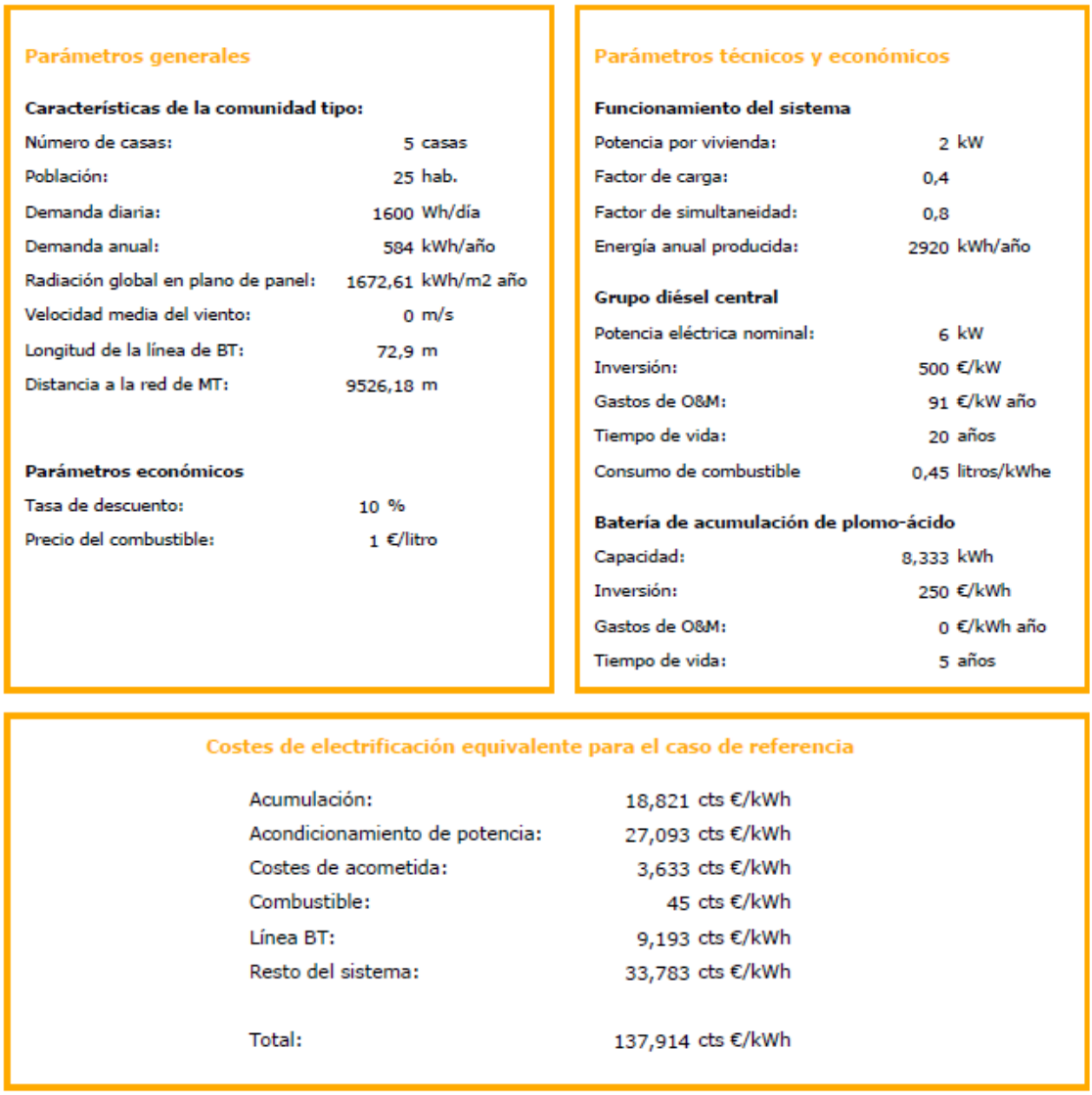
Funcionamiento del sistema

Energía anual producida:	2920	kWh/año
Factor de capacidad:	0,022	

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	94,106	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	27,093	cts €/kWh
Resto del sistema:	102,023	cts €/kWh
Combustible:	40	cts €/kWh
Total:	263,222	cts €/kWh

Fig 51. Resultados de la tecnología Diésel Individual



Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	1600	Wh/día
Demanda anual:	584	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	2	kW
Factor de carga:	0,4	
Factor de simultaneidad:	0,8	
Energía anual producida:	2920	kWh/año

Grupo diésel central

Potencia eléctrica nominal:	6	kW
Inversión:	500	€/kW
Gastos de O&M:	91	€/kW año
Tiempo de vida:	20	años
Consumo de combustible	0,45	litros/kWhe

Batería de acumulación de plomo-ácido

Capacidad:	8,333	kWh
Inversión:	250	€/kWh
Gastos de O&M:	0	€/kWh año
Tiempo de vida:	5	años

Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Acumulación:	18,821	cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	27,093	cts €/kWh
Costes de acometida:	3,633	cts €/kWh
Combustible:	45	cts €/kWh
Línea BT:	9,193	cts €/kWh
Resto del sistema:	33,783	cts €/kWh
Total:	137,914	cts €/kWh

Fig 52. Resultados de la tecnología Diésel Central

Parámetros generales

Características de la comunidad tipo:

Número de casas:	5	casas
Población:	25	hab.
Demanda diaria:	1600	Wh/día
Demanda anual:	584	kWh/año
Radiación global en plano de panel:	1672,61	kWh/m2 año
Velocidad media del viento:	0	m/s
Longitud de la línea de BT:	72,9	m
Distancia a la red de MT:	9526,18	m

Parámetros económicos

Tasa de descuento:	10	%
Precio del combustible:	1	€/litro
Tiempo de vida:	30	años

Parámetros técnicos y económicos

Funcionamiento del sistema

Potencia por vivienda:	2	kW
Consumo anual por vivienda:	584	kWh/casa año

Línea de media tensión

Longitud media:	9526,18	km
Inversión:	12000	€/km
Gastos de O&M:	300	€/km año

Línea de baja tensión

Longitud media por píxel:	72,9	km
Inversión:	6000	€/km
Gastos de O&M:	100	€/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:	513,158	cts €/kWh
Línea de baja tensión:	9,193	cts €/kWh
Centro de transformación:	29,063	cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	7,75	cts €/kWh
Costes de acometida:	3,633	cts €/kWh
Total:	562,797	cts €/kWh

Fig 53. Resultados de la tecnología Conexión a Red

Distribución potencial de tecnologías:

Tecnología	Número de viviendas	Nº usuarios potenciales	Área potencial [km2]	Potencial total instalada [kw]	Energía total producida [kWh]	Inversión total [K€]
Fotovoltaica individual:	36	180	44,8	3,2	21024	34,74
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	244	1220	48	1464	142496	195,03
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	146	730	9,6	0	85264	54,57

Características del área asignada a cada tecnología:

Tecnología	Densidad de viviendas [viv./pixel]			Distancia línea de MT [Km]			Radiación solar [kW/m2 año]			Velocidad del viento [m/s]		
	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo
Fotovoltaica individual:	2	1,29	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	20	8,13	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	69	24,33	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fig 54. Resultados de la comparación de varias tecnologías de electrificación rural

7. BIBLIOGRAFÍA

- “Aplicación De Sistemas De Información Geográfica Para La Electrificación Rural Con Energías Renovables: Modelo IntiGIS. Isla Zapara – Estado Zulia – Venezuela.” Proyecto Fin de Master. Lieska Rincón Gutiérrez.
- “Análisis de los parámetros técnicos en la Aplicación de los sistemas de información Geográfica a la integración regional de las Energías renovables en la producción Descentralizada de electricidad.” Tesis doctoral. Julio Amador Guerra
- “La integración económica y territorial de Las energías renovables y los sistemas de Información geográfica.” Memoria presentada para optar al grado de doctor. Francisco Javier Domínguez Bravo
- "Breve Introducción a la Cartografía y a los Sistemas de Información Geográfica (SIG)". Javier Domínguez Bravo
- Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica
- Ayuda del programa INTIGIS
- Ayuda del programa ARCGIS

PAGINAS WEB CONSULTADAS:

- http://inec.gob.ec/
- http://www.ecuadorencifras.com/
- http://geoportal.conelec.gob.ec/visor/index1.html
- http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf
- http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/
- http://www.bce.fin.ec/frame.php?CNT=ARB0000984
- http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1316&l=1

1135-9420