

Tesis doctoral

**UNIVERSIDAD DE GRANADA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL**



**MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA
EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL
TERRITORIO EN LA UBICACIÓN DE CENTRALES
FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED.**

**SPACE MODEL OF ANALYSIS FOR THE EVALUATION OF THE
CAPACITY OF WELCOME OF THE TERRITORY IN THE
LOCATION OF CONNECTED PHOTOVOLTAIC POWER STATIONS
TO NETWORK.**

José Arán Carrión

Granada, 2008

Editor: Editorial de la Universidad de Granada
Autor: José Arán Carrión
D.L.: GR. 2092-2008
ISBN: 978-84-691-6327-6

UNIVERSIDAD DE GRANADA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL



**MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA
EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL
TERRITORIO EN LA UBICACIÓN DE CENTRALES
FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED**

**SPACE MODEL OF ANALISIS FOR THE EVALUATION OF THE
CAPACITY OF WELCOME OF THE TERRITORY IN THE
LOCATION OF CONNECTED PHOTOVOLTAIC POWER STATIONS
TO NETWORK.**

JOSÉ ARÁN CARRIÓN

TESIS DOCTORAL

Para la obtención del

GRADO DE DOCTOR POR LA UNIVERSIDAD DE GRANADA

Directores:

**ÁNGEL RAMOS RIDAO
FERNANDO AZNAR DOLS**

GRANADA, 2008

UNIVERSIDAD DE GRANADA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL

**MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA
EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL
TERRITORIO EN LA UBICACIÓN DE CENTRALES
FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED**

**Memoria presentada por D. José Arán Carrión para
aspirar al grado de Doctor por la Universidad de Granada.**

Fdo. D. José Arán Carrión

Directores:

Fdo. D. Ángel Ramos Ridaó
Doctor en Ciencias Ambientales
Departamento de Ingeniería Civil
Universidad de Granada

Fdo. D. Fernando Aznar Dols
Dr. Ingeniero Industrial
Departamento de Ingeniería Civil
Universidad de Granada

Granada, 2008

RESUMEN

El interés que las energías renovables han despertado en estos últimos años y en particular la de tecnología fotovoltaica, ha motivado que gran número de empresas y técnicos del sector, ingenieros, instaladores e investigadores muestren su preocupación por este tipo de instalaciones.

Este hecho ha puesto de manifiesto las dificultades que este tipo de instalaciones presentan a la hora de diseñarlas, siendo tremendamente complejo definir y cuantificar con un mínimo de rigor científico todos los criterios que intervienen en la elección de una ubicación óptima.

Este trabajo pretende definir un Modelo de Análisis Espacial mediante Sistemas de Información Geográfica que tenga en cuenta los principales criterios y factores que pueden intervenir en el desarrollo del citado modelo.

Así, se han considerado criterios de tipo Climatológico, Medioambiental, Orográfico y Legales y a su vez los principales factores que forman parte de estos cuatro grandes grupos de criterios.

La metodología empleada para asignar pesos a estos criterios y factores ha sido el método del Análisis Multicriterio, mediante el sistema de Jerarquías Analíticas.

En una segunda parte de este trabajo, se ha procedido a establecer la validación del modelo sometiendo a las tres fases que la componen, como son Verificación, Validación y Análisis de Sensibilidad.

Es la intención del autor que esta herramienta sea de aplicación práctica a ingenieros y prescriptores del sector en la elección de Ubicaciones Óptimas de Centrales Fotovoltaicas Conectadas a Red.

ABSTRAC

The interest that the renewable energies have waked up in these last years and individual the one of photovoltaic technology, has motivated that will big number of companies and technicians of the sector, engineers, installers and investigators show their preoccupation by this type of facilities.

This fact has shown the difficulties that this type of facilities present/display at the time of designing them, being tremendously complex to define and to quantify with a minimum of cientific rigor all the criteria that take part in the election of an optimal location.

This work tries to define a Model of Espacial Analysis by means of GIS that it considers the main criteria and factors that can take part in the development of the mentioned model.

Thus, criteria of Climatologic type, Environmental, Orographic and Legal have been considered and as well the main factors that are member of these four great groups of criteria.

The used methodology to assign to weights to these criteria and factors has been the method of the Multicriteria Analysis, by means of the Analytical system of Hierarchy.

In one second part of this work, it has been come to establish the validation of the model putting under it the three phases that compose it, as they are Verification, Validation and Analysis of Sensitivity.

It is the intention of the author who this tool is of practical application to engineers and prescriptor of the sector in the election of Optimal Locations of Connected Photovoltaic Power stations to Network.

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a todos aquellos que me han ayudado en la redacción de esta tesis y en especial a Cristina Molina que me ha sido de gran ayuda con los Sistemas de Información Geográfica, a Angel Ridaó que constantemente me ha orientado con su buen saber y aquellos otros que me han animado a seguir adelante a pesar de la dureza del trabajo, también mi agradecimiento a quienes me han tenido que soportar estos años mientras realizaba los trabajos y especialmente mi mujer Carla y mis hijas Carla y Loreto.

1	INTRODUCCIÓN	1-4
2	SITUACIÓN ACTUAL	2-9
2.1	CONTEXTO ENERGÉTICO	2-9
2.2	SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL.....	2-14
2.3	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA ACTUAL.	2-17
2.4	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PROPUESTA EN EL PLEAN 2003-2006. 2-20	
2.5	PREVISIONES DE VARIACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.	2-30
3	PAPEL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	3-36
3.1	LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA UNIÓN EUROPEA	3-36
3.2	SITUACIÓN EN ESPAÑA.....	3-43
3.3	SITUACIÓN EN ANDALUCÍA.....	3-55
4	EL SECTOR FOTOVOLTAICO.....	4-60
4.1	NORMATIVA DEL SECTOR FOTOVOLTAICO ACTUAL	4-60
4.2	SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	4-69
5	SISTEMAS DE AYUDA EN LA TOMA DE DECISIONES, SU APLICACIÓN EN LOS S.I.G.....	5-78
6	OBJETIVOS.....	6-83
7	MATERIAL Y MÉTODOS.....	7-85
7.1	SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA SOLAR (SIG).	7-85
7.2	PARAMETROS DEL GENERADOR	7-86
7.2.1	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL GENERADOR.....	7-88
7.2.2	CONDICIONES ESTÁNDAR Y TONC.....	7-89
7.2.3	DETERMINACIÓN DEL RATIO DE RENDIMIENTO.	7-90
7.3	ANÁLISIS DE DATOS METEREOLÓGICOS	7-95
7.3.1	MODELO SOLAR PARA EL CÁLCULO DE RADIACIÓN SOLAR	7-95
7.3.2	CÁLCULO DE LA RADIACIÓN	7-97
7.3.3	NIVELES DE IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL.....	7-112
7.3.4	TEMPERATURAS MEDIAS	7-114
7.4	MODELO DEFINICIÓN Y ESTRUCTURA.....	7-117
7.4.1	METODOS DE EVALUACIÓN MULTICRITERIO (EMC).	7-120
7.4.2	TÉCNICA DE LAS JERARQUIAS ANALÍTICAS (MJA).	7-122
7.4.3	PROCESO PARA LA OBTENCIÓN DE CAPAS.....	7-130
7.5	ESTRUCTURA DE LA VALIDACIÓN DEL MODELO	7-131
7.5.1	METODOLOGÍA DE ESTUDIO DE LA INCERTIDUMBRE DEL MODELO.	7-133
7.5.2	METODOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	7-137
7.5.3	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL ESTUDIO DEL CASO.....	7-148
8	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	8-154

8.1	DESARROLLO DE LA BASE DE DATOS DE LOS FACTORES INTERVINIENTES.....	8-154
8.1.1	FACTORES CLIMATOLÓGICOS	8-160
8.1.2	NUCLEOS DE POBLACIÓN ESTUDIADOS	8-168
8.1.3	SUELOS RESULTANTES.....	8-178
8.1.4	TIPOS DE SUELOS.	8-194
8.1.5	VALOR PRODUCTIVO DE LOS SUELOS ESTUDIADOS	8-194
8.1.6	FACTORES MEDIOAMBIENTALES.....	8-196
8.1.7	FACTORES LEGALES EN LA ELECCION DE UBICACIONES DE LAS CFCR.....	8-197
8.1.8	FACTORES OROGRÁFICOS.	8-200
8.1.9	PROCESO DE SELECCIÓN DE SUELOS	8-201
8.2	DEFINICIÓN DEL MODELO DE DECISIÓN.....	8-217
8.2.1	DETERMINACIÓN DEL OBJETIVO Y REGLA DE DECISIÓN.	8-219
8.2.2	CRITERIOS Y FACTORES.....	8-221
8.2.3	INDICADORES.....	8-227
8.2.4	OBTENCIÓN CAPA LIMITANTES	8-240
8.2.5	OBTENCIÓN CAPA CRITERIOS	8-245
8.2.6	OBTENCIÓN CAPA FACTORES.....	8-270
8.2.7	RESULTADO FINAL.....	8-273
8.3	VALIDACIÓN DEL MODELO	8-278
8.3.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO.	8-281
8.3.2	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.	8-282
8.3.3	ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE EN LAS ESPECIFICACIONES DEL MODELO.	8-291
8.3.4	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA INCERTIDUMBRE DEL MODELO.	8-296
9	CONCLUSIONES	9-308
10	FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	10-312
11	BIBLIOGRAFÍA.....	11-314
11.1	LEGISLACIÓN APLICABLE	11-314
11.2	ÍNDICE GRAFICOS.....	11-317
11.3	ÍNDICE DE ECUACIONES	11-325
11.4	REFERENCIAS.....	11-334
12	ANEXO 1 PRODUCCIÓN CIENTÍFICA.....	12-360

CAPITULO.-1

SITUACIÓN ACTUAL

1 INTRODUCCIÓN

El aumento previsto en un 65% para los próximos 20 años, de 9.3 billones TEP(Toneladas Equivalentes de Petróleo) en el año 2000 a 15.4 billones TEP en el año 2020, (Arnulf Jäger-Waldau; 2005) ocasionado por el crecimiento de la población del mundo y la demanda creciente de los países en vías de desarrollo, tendrá un impacto substancial en los precios internacionales de los combustibles fósiles. Los esfuerzos internacionales por promover las energías renovables y la eficiencia de la energía son necesarios para reducir esta tendencia.

Las tecnologías fotovoltaicas y el resto de las energías renovables están creciendo a una velocidad mucho más rápida que el resto de la economía en Europa, incluso en el resto del mundo (Arnulf Jäger-Waldau; 2005) Este hecho y los aumentos dramáticos del precio del petróleo desde el año 2005 han conducido a un relanzamiento de las energías renovables por las instituciones políticas a través de la aprobación de medidas que consigan su lanzamiento, entre ellas y como medida mas importante, los incentivos económicos.

A pesar del hecho de que existen grandes discrepancias entre la unión Europea y los E.E.U.U., respecto a cómo actuar frente al cambio del clima, las energías renovables desempeñarán un papel importante en la puesta en práctica del protocolo de Kyoto.

La comunidad internacional se enfrenta a un enorme desafío en el seguimiento del clima y las nuevas tecnologías, esenciales en las estrategias a largo plazo.

El uso y desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas (Johan Albrecht; 2006) como estrategia tecnológica en la política del clima requiere, sin embargo, una argumentación comprensiva. Los críticos acentuarán la desventaja del coste actual de la tecnología fotovoltaica. Además, se indica con

frecuencia que existen estrategias más rentables y tecnologías para reducir las emisiones que provocan el efecto invernadero.

La política del clima consiste en diferentes estrategias complementarias y debemos por lo tanto distinguir cuidadosamente entre las oportunidades a corto plazo y las necesidades a largo plazo.

La mayoría de los análisis para comparar tecnologías de la energía, se centran en el coste. Pero las opciones que pueden afectar al desarrollo de nuestros sistemas futuros de energía no se deben basar en un solo criterio. Un análisis más amplio puede verter otra luz en el potencial fotovoltaico.

La mayoría de los analistas del mercado de la energía parecen dudar sobre el papel futuro de la tecnología solar en la economía global. Lo que puede deberse a una comparación de los costes de producción de la electricidad en un modelo del status quo de la energía. En la perspectiva reciente de la política del clima 2030 (WETO), la Comisión de las Comunidades Europeas 2003 concluye que la tecnología fotovoltaica no será competitiva hasta 2030. Esta conclusión entiende que esta tecnología solamente hará una contribución simbólica en la política del clima.

Ya en los años 80 se discutía (Rich et al. 1983) sobre la importancia que la tecnología fotovoltaica tendría en el status quo de la energía, considerando que estaría basada en consideraciones ambientales.

Queda demostrado en las líneas anteriores que las energías renovables deben ocupar un lugar destacado en el futuro energético, además queda justificada la importancia que la tecnología fotovoltaica está cobrando en el contexto energético mundial, por lo que podemos considerarla como una tecnología fiable aunque en estos momentos su coste sea superior a otras tecnologías renovables.

No se considerarán en el presente trabajo las instalaciones en zonas urbanas, por varias razones, en primer lugar, en Andalucía se dispone

afortunadamente como mas adelante se verá, de suficiente suelo de tipo rural en unas condiciones óptimas para la ubicación de instalaciones fotovoltaicas con un mínimo impacto. Por otra parte, por motivos de rendimiento las zonas urbanas no reúnen las mejores condiciones como ubicación, ya que las prácticas urbanizadoras y la industrialización de las ciudades tienen efectos directos en el clima local de la ciudad (Wei Tian et al, 2006) y este a su vez influye, según se verá a continuación, en los niveles de radiación que reciben las placas fotovoltaicas.

La disminución de la radiación que llega hasta una instalación depende de la cantidad de agentes contaminantes, en este orden de cosas, cabe destacar que en una ciudad industrializada, la radiación solar se puede reducir un 10 % en comparación con esta misma radiación en el campo, por su parte (Oke TR. 1987, Codato et al, 2004 y al de Oliveira et.al, 2002) midieron los valores diarios y horarios de la radiación solar de las ciudades del Sao Paulo, tanto de la zona urbana como de las áreas rurales y encontraron que esa radiación solar era menor en la zona urbana en un 16% en junio, un 24 % en julio y un 4% menos en diciembre.

Investigaciones recientes han demostrado que se producen atenuaciones importantes en la radiación como consecuencia de la niebla provocada por aerosoles o humos industriales, (Arnifiled AJ., 2003, Jauregui E. Luyando, 1999) divulgaron que una ciudad recibe, en los días claros, un 21% menos de radiación global solar que los alrededores rurales.

En cuanto al comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos está demostrado que tiene una relación lineal con la irradiancia incidente (Luque A. et al, 2003) y ésta presenta valores mas adecuados en las zonas rurales que en las zonas urbanas.

Por otra parte existen otros factores que también influyen en el rendimiento de las instalaciones. La eficacia de células solares varía con temperatura de la célula, la intensidad de luz, la distribución espectral de la

energía y el ángulo de la incidencia de la luz. Los cocientes de funcionamiento de sistemas fotovoltaicos funcionan habitualmente en la gama entre el 60 y el 85% de éstas STC (condiciones estándar) (Bucher K, 1997).

Así pues, atendiendo a la influencia que todos estos factores tienen en el rendimiento de una planta solar, y otros de carácter medioambiental o de tipo legal, se desarrollará un modelo (Arán J. et al, 2007) capaz de servir de ayuda en la toma de decisiones a aquellos agentes intervinientes en la elección de una ubicación óptima para instalaciones deseables, como es el caso de las dedicadas a energías renovables y mas concretamente a la producción de energía eléctrica mediante la tecnología fotovoltaica.

Existe abundante información sobre trabajos relativos al desarrollo de modelos para la localización de instalaciones de tipo deseable (Beaumont, 1981, Hodgson, et al. 1993; Labbé, et al. 1995), como ubicación de escuelas, infraestructuras de servicios, etc. pero sin embargo no resulta tan habitual encontrar en el desarrollo de estos modelos, un análisis final sobre la fiabilidad de estas herramientas.

El tipo de instalaciones consideradas en el presente trabajo se pueden considerar como deseables ya que generan efectos deseables y satisfacen las necesidades de la sociedad.

Tradicionalmente para la construcción de modelos de localización óptima de instalaciones deseables, se consideraban como máximo dos objetivos, la ubicación desde el punto de vista de la accesibilidad y la asignación de la demanda (posibles consumidores) de la oferta que generarán estas instalaciones (Hansen et al., 1987; Moreno et al., 1989; Daskin, 1995) tratando como fin principal la minimización de las distancias entre puntos de oferta generados y puntos de demanda

En la determinación del modelo (J.Arán et al, 2007) para elección de ubicación optima de Centrales Fotovoltaicas Conectadas a Red se tiene en cuenta tanto en su desarrollo como en su construcción la combinación de varios

criterios, mientras en otros modelos los factores más importantes son la minimización de distancias entre los puntos de oferta (generación de energía eléctrica) y la demanda (consumo en municipios cercanos).

En la determinación del modelo (J.Arán et al, 2007) también intervienen otros criterios como son el Medioambiental, Climatológico y Orográfico, a su vez, cada uno de ellos está compuesto por factores y estos a su vez por distintos indicadores.

A lo largo de este documento se describe el tratamiento dado a cada uno de estos valores en la determinación del modelo y la asignación de pesos a cada uno de ellos, mediante la aplicación de un sistema de Evaluación Multicriterio y mas concretamente el Método de las Jerarquías Analíticas (Saaty 1997).

Mediante la utilización de Sistemas de Información Geográfica, el modelado de los mapas resultantes (generalmente de tipo raster) nos da un modelo espacial con las parcelas preferentes para la ubicación de nuestras instalaciones.

Sin embargo y aunque la toma de decisiones y asignación de pesos de algunos de los factores y criterios intervinientes están soportados en modelos matemáticos, se ha creído necesario llevar a cabo una validación del modelo resultante para conocer la estabilidad del mismo, en apartados siguientes se desarrolla una metodología para dicha validación.

Por tanto, como fase final de la construcción del modelo es importante tener en cuenta su validación para garantizar que corresponde a una representación fiable de los sistemas reales a los que representa.

2 SITUACIÓN ACTUAL

2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO

Para comprender la situación actual del contexto energético en que nos encontramos en estos momentos en España, (Boletín IDEA Octubre 2006) se realiza un análisis pormenorizado de la situación reflejándose que la economía española sigue creciendo a buen ritmo, de la mano del consumo y la inversión, principalmente, en construcción.

El aumento de los precios del petróleo constituye una amenaza seria a las posibilidades de crecimiento de las economías europeas y, globalmente, de la economía mundial. Las previsiones del Fondo Monetario Internacional (FMI) apuntan (Boletín IDAE Octubre 2006) un valor medio del petróleo en 2006 de 61,25 dólares/barril y, en 2007, de 63 dólares/barril. En España, el déficit energético, es más acusado como resultado de la subida de los precios del petróleo, ha sido el responsable de casi las dos terceras partes de la ampliación del déficit comercial español, a pesar del aumento de las exportaciones registrado en el primer trimestre de 2006 (Informes de coyuntura económica del Ministerio de Economía y Hacienda).

La aprobación del *Plan de Dinamización de la Economía e Impulso a la Productividad (PDEIP febrero 2005)*, presentado en febrero de 2005, incluía algunas actuaciones destacadas que afectaban al sector energético y, más concretamente, a las políticas de eficiencia y de fomento de las energías renovables. Este Plan ha sido revisado en marzo de 2006, e incluye medidas adicionales para introducir mayor competencia y eficiencia en los mercados energéticos, para orientar la retribución de las actividades reguladas en el sector hacia la eficiencia y la seguridad del suministro. El propio Plan prevé,

por tanto, la actualización de los regímenes jurídicos y económicos de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Respecto a las medidas incluidas en el Plan de febrero de 2005, relativas a la elaboración de un procedimiento reglado para el establecimiento de instalaciones de producción de energía eléctrica dentro del dominio público marítimo-terrestre (parques eólicos marinos), de la propuesta de racionalización del incentivo a las cogeneraciones con potencia instalada superior a 50 MW y de las medidas de apoyo a la biomasa, se ha avanzado, en mayor o menor medida, en ellas.

En relación con las instalaciones eólicas, existe un borrador de Decreto actualmente en trámite de consulta en la Administración y la Comisión Nacional de la Energía, mientras que en el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector eléctrico se avanza con medidas para el fomento de la cogeneración o de la utilización de biomasa para generación eléctrica, con la eliminación de la banda de retribución para las instalaciones de generación de energía eléctrica en régimen especial establecida en la Ley 54/97 del Sector Eléctrico.

El aumento de los precios de las materias primas energéticas aumenta el déficit comercial de las economías más dependientes del exterior, entre ellas, la española. De nuevo, la elevada dependencia española del petróleo pone en riesgo el crecimiento económico en el medio y largo plazo.

Los precios del petróleo (Boletín IDAE Octubre 2006) se incrementaron un 15% (en media mensual) durante la segunda mitad del año 2005, para volver a subir casi un 21% adicional hasta junio de 2006 —con respecto a los precios del mes de diciembre de 2005.

La subida de los precios del crudo compromete las posibilidades de crecimiento de las economías occidentales.

España importa el 80% de la energía que consume, lo que no sólo supone un porcentaje muy superior al de la media de la Unión Europea, sino que representa un porcentaje creciente desde comienzos de la década de los noventa, cuando la dependencia se situaba por debajo del 70%.

El aumento de la demanda energética en nuestro país absorbe los incrementos notables de la producción energética autóctona, basada fundamentalmente en recursos renovables, por lo que es urgente definir un nuevo modelo energético para España.

Dicho modelo deberá anticipar las opciones de oferta capaces de cubrir una demanda que, necesariamente, deberá moderarse para no generar una presión excesiva sobre los precios interiores

En el sector energético, la revisión del *Plan de Dinamización de la Economía e Impulso de la Productividad (PDEIP febrero 2005)*, —presentada por el Gobierno en marzo de 2006— pretende incrementar la competencia y la eficiencia en los mercados energéticos, actualizando los regímenes retributivos de las actividades de distribución de electricidad y gas, impulsando la contratación bilateral y a plazo de electricidad, instalando, de forma generalizada, contadores tele medidos de los consumos que permitan un mejor conocimiento y gestión de la demanda eléctrica y, en última instancia, una reducción de los consumos y de la potencia necesaria para atender la demanda.

En definitiva, se pretende contener el aumento de los precios finales de la electricidad y el gas, para lo que se requieren, igualmente, estrategias bien definidas de diversificación de las fuentes de abastecimiento para limitar el impacto de los precios de las fuentes importadas.

Evolución de los precios de importación del crudo de petróleo



Gráfico 1 Evolución de los precios de importación del crudo de petróleo.

La demanda energética aumentó en 2005 (Ministerio de Economía) a un ritmo inferior al del Producto Interior Bruto: mientras la primera lo hace al 2,6%, el segundo lo hace al 3,5%, lo que supone un descenso por primera vez desde el año 2001.

No obstante, todavía queda mucho por hacer para conseguir incrementar la participación de las energías renovables hasta el 12% fijado como objetivo para el año 2012, ya que en el pasado ejercicio la participación de estas fuentes se redujo al 5,9%.

El aumento del consumo de energías renovables no hidráulicas, de 707.000 toneladas equivalentes de petróleo —lo que supone un aumento del 11,5% con respecto al año anterior— fue absorbido, íntegramente, por el aumento de la demanda. Al incremento de la demanda energética se añadió la reducción de cerca del 40% de la producción hidroeléctrica, como resultado del mal año hidráulico: en el año 2005, el aumento de las renovables no hidráulicas no pudo siquiera compensar el decremento de la producción eléctrica en centrales hidráulicas.

De entre las fuentes renovables no hidráulicas, la biomasa tiene el mayor peso en la cobertura de los consumos de energía primaria, ligeramente por debajo del 3%. La energía eólica sigue a la biomasa en cobertura de la demanda: el 1,2% en 2005, frente al 1,0% del año 2004. La eólica y la fotovoltaica son las únicas que incrementan su participación en el total, la segunda manteniendo, sin embargo, un porcentaje bastante menor del orden del 0,005% del total.

Entre las fuentes convencionales, el consumo de gas natural aumenta un 18% con respecto al año 2004, una cifra más alta que la media anual de los últimos cinco años, del orden del 13,9%. La creciente utilización del gas natural es el resultado de la puesta en operación de ocho nuevas centrales de ciclo combinado durante el año 2005, lo que ha elevado la participación del gas natural en la generación eléctrica en régimen ordinario hasta el 23,5%, desde el 14,4% del año 2004. En cualquier caso, a pesar del incremento de la generación eléctrica en centrales de ciclo combinado, la producción eléctrica en régimen ordinario registra un porcentaje inferior al del año anterior: el 77,4%, frente al 78,4% del año 2004, lo que supone, de otro modo, un aumento de la cobertura de la producción eléctrica con el régimen especial, que representa ya el 22,6% del total.

En definitiva, la demanda energética sigue aumentando a un ritmo cercano al 3% que, aunque en el pasado ejercicio se haya traducido en una reducción de la intensidad primaria, resulta un incremento elevado para alcanzar los objetivos de cobertura de la demanda con fuentes renovables y supone una pérdida de competitividad de la economía española por aumentar el recurso a fuentes importadas (principalmente, gas natural).

La diferencia más notable entre la estructura de la demanda energética por fuentes en España y la Unión Europea de los 15 es el mayor recurso al petróleo y sus derivados en el caso español. En España, casi la mitad de los consumos energéticos corresponden al petróleo, mientras que en la UE-15 este porcentaje se reduce por debajo del 40%.

2.2 SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL

Es importante conocer la situación actual en el reparto de potencias para satisfacer las demandas eléctricas por tecnologías y por provincia, del análisis de la siguiente figura se desprende que la potencia total instalada en Andalucía en el año 2004 era de 7.184,2 MW, (Unidad Estadística SODEAN diciembre de 2003) de los cuales Cádiz tenía la potencia máxima instalada con 3.615 MW seguida de Almería con 1.159 MW siendo Granada la última, con solo 64,8 MW instalados correspondientes a algunas pequeñas centrales hidroeléctricas

CENTRALES POR PROVINCIAS					
PROVINCIA	CENTRALES	GRUPOS INSTALADOS	POTENCIA (EN MW)	RATIO CENTRALES	RATIO POTENCIA
Almería	1	2	1.159,0	1,7%	16,1%
Cádiz	6	9	3.615,0	10,3%	50,2%
Córdoba	8	16	379,6	13,8%	5,3%
Granada	10	14	64,8	17,2%	0,9%
Huelva	2	4	1.062,0	3,4%	14,8%
Jaén	13	29	162,2	22,4%	2,3%
Málaga	11	24	481,4	19,0%	6,7%
Sevilla	7	15	270,2	12,1%	3,8%
Andalucía	58	113	7.194,2	100,0%	100,0%

Fuente: Registro de Productores en régimen ordinario.
Elaboración: Unidad Estadística CICE

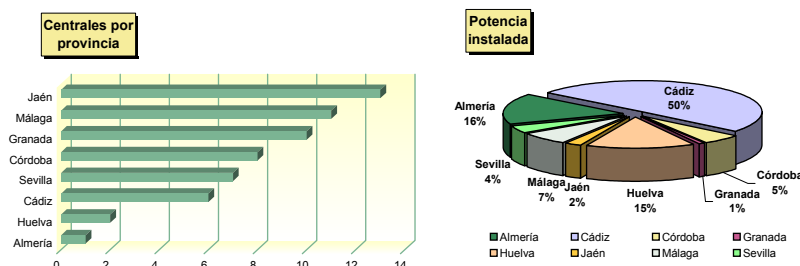


Gráfico 2 Centrales Eléctricas por provincia en el año 2004.[Datos a diciembre de 2003 SODEAN elaboración Unidad Estadística SODEAN]

POTENCIA POR PROVINCIA Y TIPO (en MW)				
PROVINCIA	HIDRÁULICA	TÉRMICA CONVENCIONAL	CICLO COMBINADO	TOTAL
Almería	0	1.159	0	1.159
Cádiz	0	1.321	2.294	3.615
Córdoba	56	324	0	380
Granada	65	0	0	65
Huelva	0	308	754	1.062
Jaén	162	0	0	162
Málaga	481	0	0	481
Sevilla	270	0	0	270
Total	1.034	3.112	3.048	7.194

Gráfico 3 Centrales por provincia y por tipo de tecnología empleada.

Tal como se puede comprobar en la tabla anterior, la distribución de tecnologías de producción eléctrica en Andalucía están distribuidas en tres grandes grupos, el hidráulico, las centrales térmicas convencionales, principalmente de carbón y fuel y las nuevas tecnologías de ciclo combinado, en las que se tienen depositadas muchas esperanzas, sin embargo, estas últimas no solucionan ningún problema de dependencia energética, ya que lo único que se consigue es diversificar el riesgo de dependencia, desde el punto de vista de rendimiento son mucho mas rentables que la térmicas convencionales.

En cuanto a las hidráulicas seguimos disponiendo de las mismas centrales que existían en los años 60-70, incluso algunas de aquellas han dejado de funcionar por obsolescencia tecnológica o por no resolver las demandas actuales de potencia.

Ante la situación actual sería interesante estudiar la posibilidad de puesta en funcionamiento de todas aquellas centrales que han quedado fuera de servicio en las cuencas hidrográficas andaluzas y principalmente del Guadalquivir, es evidente que no se puede despreciar ni un solo Kwh. generado por sistemas renovables.

En cuanto al balance eléctrico por provincias, en el siguiente gráfico se expone un resumen de las potencias instaladas, producciones brutas y demandas eléctricas para el año 2000, en él queda patente el desequilibrio existente, siendo Almería la provincia con mayor producción gracias a las centrales térmicas instaladas y sin embargo una de las que menor demanda eléctrica generan, caso inverso de Sevilla por ejemplo.

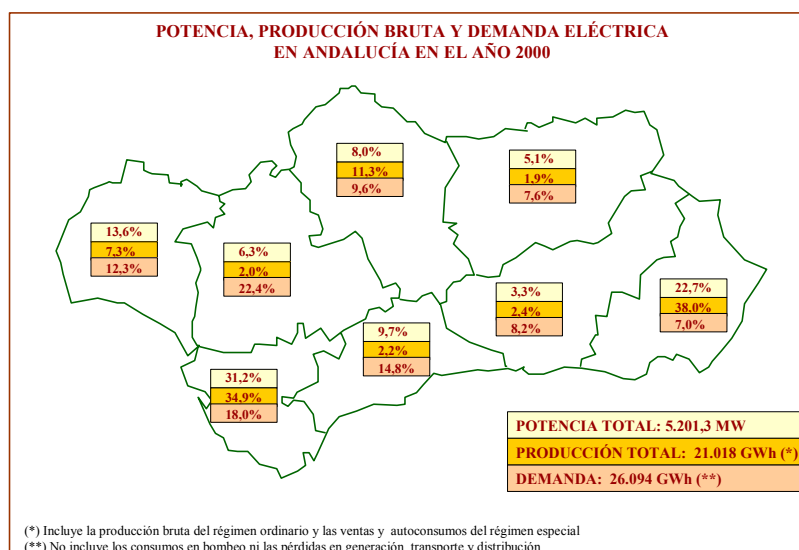


Gráfico 4 Mapa de reparto de la producción y demanda eléctrica para el año 2000.

Este problema de desequilibrio quedaría resuelto con el sistema de generación distribuida como modelo eficiente, además, la promoción del uso del gas natural y las energías renovables como mejores opciones para la protección del medio ambiente, completarían un esquema eléctrico básico eficiente que en teoría es por el que apuesta la administración andaluza.

El sistema de generación eléctrica actual de la Comunidad Autónoma de Andalucía (Unidad Estadística SODEAN diciembre de 2003) produce en torno al 70% de las necesidades de la región. La potencia total instalada es de 5.201,3 MW, correspondiendo el 81% al régimen ordinario y el 19% restante a instalaciones acogidas al régimen especial.

La producción eléctrica ascendió a 21.018 GWh. durante el año 2000. La provincia de Almería es la que aporta la mayor cantidad, con el 38,0% del total producido, seguida de la provincia de Cádiz con el 34,9%. Las provincias de Granada, Jaén, Málaga y Sevilla no superan el 3% de generación. Estas diferencias entre provincias van en contra del modelo geográfico distribuido que persigue el Plan Energético.

2.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA ACTUAL.

La infraestructura eléctrica de transporte y distribución es la base para una correcta planificación en la generación y consumo de Andalucía por lo que este capítulo tiene una especial importancia en el documento del Plan Energético de Andalucía para los años 2003-2006 (PLEAN 2003-2006), a continuación se extractan algunos valores reflejados en el mismo.

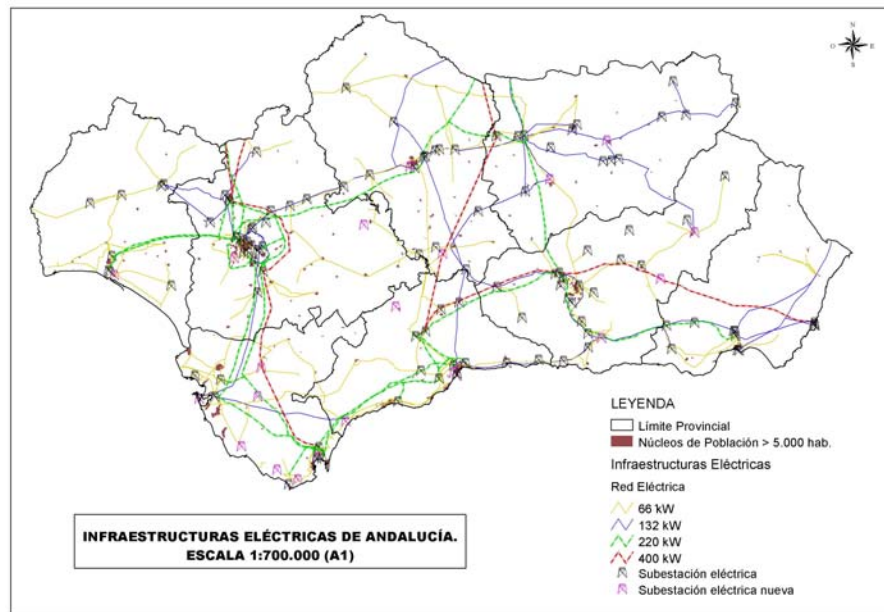


Gráfico 5 Infraestructuras eléctricas de Andalucía, Líneas >66 KV y Subestaciones.

En las siguientes tablas se muestran los valores paramétricos alcanzados por las instalaciones eléctricas en Andalucía a 31/12/2000 (No se encuentran registradas las instalaciones propiedad de RENFE para su uso interno).

Líneas de Alta Tensión:

TENSIÓN (kV)	LONGITUD (Km.)
400	1.154
220	2.564
132	2.583
66-50	5.486

Instalaciones <36 kV:

Líneas aéreas de media tensión (Km. de circuito)	33.255
Líneas subterráneas de media tensión (Km.)	7.440
Líneas aéreas de baja tensión (Km.)	48.740
Líneas subterráneas de baja tensión (Km.)	12.277
Centros de transformación (Nº)	52.113
Potencia de los centros de transformación (Kva.)	13.462.089

Fuente: Sevillana-Endesa y Red Eléctrica de España.

Subestaciones:

TENSIÓN (kV)	POTENCIA (Kva.)
400/220	5.520.000
400/132	180.000
220/132	2.200.000
220/66-50	3.160.000
220/20	80.000
132/66-50	2.660.000
132/M.T.	1.301.000
66/50	605.000

66-50/M.T.	6.928.500
Otras tensiones	161.500

2.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PROPUESTA EN EL PLEAN 2003-2006.

Tanto en actualidad como en el pasado, Andalucía ha sido deficitaria en su balanza energética tan como se ha comentado en otros capítulos del presente trabajo, siendo consumidora de la energía generada por otras comunidades. Esta situación ha condicionado el dibujo de la red de transporte de 400 kV, que dispone básicamente de tres ramales norte sur: Pinar del Rey-Guillena, Tajo de la Encantada-Guadame y Litoral-Rocamora. Estos ramales conectan las fuentes de generación de Andalucía con el resto de la península y con los principales focos de consumo, unidos en su extremo sur por un ramal horizontal que parte de Litoral y finaliza en Pinar del Rey pasando por Huéneja, Caparacena, y Tajo de la Encantada. Los puntos de unión de los trazados verticales y horizontales coinciden con los escasos centros de producción con potencia significativa, Algeciras, Tajo de la Encantada y Carboneras.

Los proyectos previstos para la puesta en funcionamiento de centrales de ciclo combinado, según datos reflejados en la siguiente tabla, debe condicionar la infraestructura existente adaptándola a las nuevas necesidades, no olvidando las solicitudes para construcción de centrales eólicas ni el potencial que tiene Andalucía para la puesta en funcionamiento de CFCR y que a lo largo del presente trabajo se justificará.

La infraestructura eléctrica de transporte de Andalucía debe ir desarrollándose de forma que tenga capacidad para soportar estos cambios, previendo con la suficiente antelación aquellas actuaciones que respondan a las necesidades de evacuación de nueva potencia así como al suministro del incremento del consumo interno.

Dichas actuaciones deben configurar un diseño de red que derive en un sistema equilibrado y eficiente, teniendo en cuenta los criterios de equilibrio intraregional, imprescindibles en una comunidad de la extensión de Andalucía.

PROVINCIA	LOCALIDAD	PROMOTOR	MW
CADIZ	Arcos de la Frontera	Unión Fenosa	800
	Refinería Gibraltar	Nueva Generación del Sur	730
	San Roque	Endesa Generación	400
	San Roque	Gas Natural	400
	Cádiz	Endesa Generación	400
	Arcos de la Frontera	Guadalcaçin Energía (Abengoa)	400
	Arcos de la Frontera	Enron Europe Limited	1.200
<i>SUBTOTAL</i>			4.330
HUELVA	Huelva	Endesa Generación	380
	Palos de la Frontera	Unión Fenosa	1.200
	Huelva	Energía y Gas de Huelva	800
	Palos de la Frontera	Unión Fenosa	800
<i>SUBTOTAL</i>			3.180

SEVILLA	Guadaira	Endesa Generación	390
<i>SUBTOTAL</i>			390
TOTALES			7.900

Gráfico 6 Solicitudes de Centrales de Ciclo Combinado según el PLEAN 2003-2006

Podemos concluir que los objetivos propuestos por el PLEAN 2003-2006 no son otros que conseguir un sistema de transporte equilibrado, ajustado a las demandas de generación de energía actual y futura y con una calidad de suministro adecuados.

Para conseguir estos objetivos, la Junta de Andalucía ha propuesto una serie de actuaciones de mejora que se reflejan en el siguiente mapa, en el que además se ha tenido en cuenta el documento de Red Eléctrica de España titulado “Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía” de abril de 2001.

Por otra parte, es interesante recoger las propuestas de mejora de infraestructura de la red de transporte realizadas por Endesa, no en vano es la empresa propietaria de la mayor parte de las infraestructuras eléctricas existentes en Andalucía, y la responsable de su mantenimiento y actualización, al ser concesionaria en nuestro territorio de la distribución y venta de energía eléctrica.

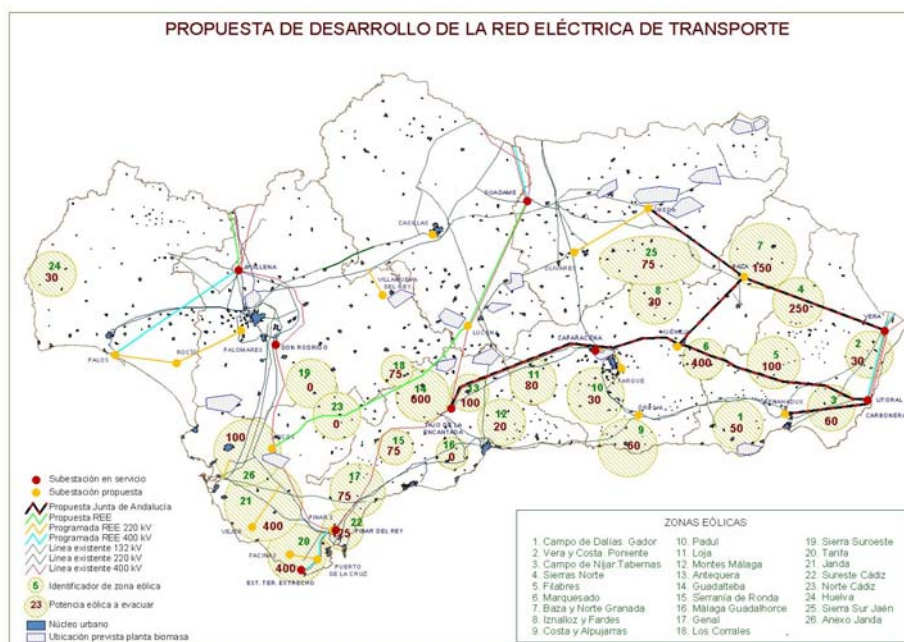


Gráfico 7 Infraestructura eléctrica propuesta.

Entre las propuestas mas relevantes de mejora se recogen las siguientes:

- Actuación Caparacena-Gabias 220 kV.

Descripción: Construcción de un tramo de línea de 220 kV, de unos 6,6 Km. aproximadamente, entre las subestaciones de Caparacena 220 kV y Atarfe 220 kV, para conexión con la línea actual de Atarfe-Gabias 220 kV, quedando una línea Caparacena-Gabias 220 kV. Este nuevo tramo va en D/C con la línea Guadame-Atarfe 220 kV durante unos 4,8 Km. aproximadamente, hasta la entrada en la subestación Atarfe 220 kV.

- Actuación Fargue 220-66 kV.

Descripción: Construcción de un parque de 220 kV en la actual subestación Fargue 132 y 66 kV, con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 18 Km. de longitud, preparada para D/C en la

mayor parte de su recorrido, que conectará con las subestaciones de Atarfe 220 kV y Caparacena 220 kV.

- Actuación Órgiva 220-132 kV.

Descripción: Construcción de un parque de 220 kV en la actual subestación Órgiva 132 y 66 kV, con una transformación 220/132 kV de 100 MVA. La alimentación en 200 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 1.5 Km. de longitud aproximadamente, de D/C que hará entrada/salida en la línea Gabias-Benahadux 220 kV, conectando Órgiva 220 kV con las subestaciones de Gabias 220 kV y Benahadux 220 kV.

- Actuación Órgiva 2º trafo 220-132 kV.

Descripción: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Órgiva 220 kV.

- Actuación Puerto de Santa María 220-66 kV.

Descripción: Construcción de una nueva subestación en la zona oeste de Cádiz, denominada Puerto de Santa María, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una transformación 220/66 kV. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 18 Km. de longitud, preparada para D/C, que se conectará con la subestación de Cartuja 220 kV.

- Actuación Cartuja-Puerto Real 220 kV.

Descripción: Construcción de una línea de 220 kV, de unos 18 Km. aproximadamente, preparada para D/C, que conectará entre sí las subestaciones de Cartuja 220 kV y Puerto Real 220 kV.

- Actuación Parralejo 220-66 kV.

Descripción: Construcción de una nueva subestación en la zona sur de Cádiz, denominada Parralejo, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una

transformación 220/66 kV. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 30 Km. de longitud, que conectará con la línea Pinar-Cartuja 220 kV a través de una subestación de entronque denominada Paterna 220 kV.

Esta nueva instalación, preparada para D/C, soportará la línea Paterna-Parralejo 220 kV en uno de sus circuitos, y Medina-Vejer 66 kV en el otro, ya que reemplazará a la actual línea Medina-Vejer 66 kV utilizando su traza.

- Actuación Pinar 2º trafo 400-220 kV.

Descripción: Instalación de un segundo transformador 400/220 kV de 600 MVA en la subestación Pinar 400 kV.

- Actuación Puerto Real-Casares 132 kV a 220 kV.

Descripción: Repotenciación de la actual línea Puerto Real-Casares 132 kV mediante el cambio de tensión de aislamiento a 220 kV para su explotación a dicha tensión.

- Actuación eólica Tarifa.

Descripción: Construcción de dos nuevas subestación en la zona sur de Tarifa (Cádiz), denominadas Puerto de la Cruz 400 kV y 220 kV, con una transformación 400/220 kV, y Facinas 220 kV, conectadas a su vez con una línea de 220 kV, de unos 18 Km. de longitud y preparada para D/C.

- Actuación Casillas 220-66 kV.

Descripción: Instalación de un nuevo parque de 220 kV en la subestación Casillas 132/66 kV (Córdoba) y transformación 220/66 kV 120 MVA. El nuevo parque 220 kV se conectará a la red mediante una L/220 kV d/c AlAc 454,5 y 4,1 Km. de longitud haciendo entrada-salida en la L/220 kV Lancha-Villanueva del Rey.

- Actuación Lancha 220/132 kV.

Descripción: Instalación del tercer transformador 220/132 kV 150 MVA en la subestación Lancha.

- Actuación Alcores 2º trafa 220-132 kV.

Descripción: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Alcores 220 kV.

- Actuación Aljarafe 220-66 kV.

Descripción: Construcción de una nueva subestación en la zona del Aljarafe de Sevilla, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante E/S en la línea Santiponce–Quintos 220 kV. (1 Km. línea aérea de DC)

- Actuación Don Rodrigo – E/S Aljarafe – Quintos 220 kV.

Descripción: Construcción de una nueva línea de D/C de 16 Km. desde Don Rodrigo haciendo E/S en la línea Aljarafe – Quintos 220 kV. Construcción en Don Rodrigo de nuevas posiciones de 220 kV de salida de línea para el D/C anterior.

- Actuación Guillena 2º trafa 220-132 kV.

Descripción: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Guillena 220 kV.

- Actuación Siderúrgica Sevillana. paso de 132 kV a 220 kV.

Descripción: Instalación de una posición de 220 kV en la subestación Dos Hermanas 220 kV y repotenciación de la actual línea Dos Hermanas – Siderúrgica Sevillana 132 kV mediante el cambio de tensión de aislamiento a 220 kV para su explotación a dicha tensión.

- Actuación Villanueva del Rey 220 kV/66 kV.

Descripción: Construcción de una nueva subestación 220 kV con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante E/S en la línea Santiponce–Lancha 220 kV.

- Actuación Colón-Torrearenillas 220 kV. Variación de trazado.

Descripción: Modificación del trazado de la línea 220 kV Colón-Torrearenillas a su paso por el Estero de Domingo Rubio en Huelva. Esta modificación conlleva el desmantelamiento de parte de la línea actual. Se ven también afectadas las líneas Colón - Ertoil 66 kV, Colon-Eiasa 50 kV y un tramo de la línea 220 kV Santiponce-Torrearenillas.

Se han analizado dos alternativas y se está a la espera de contestación por parte de la D.G. Costas.

La alternativa más simple conlleva:

- Desmantelamiento de 2,2 Km. de 2 líneas de 220 kV.
- Desmantelamiento de 2,8 Km. de línea 66 kV y 0,7 Km. línea 50 kV.
- Construcción de 2,5 Km. de cuádruple circuito (2 de 220 kV).
- Actuación E/S Santiponce–Torrearenillas.

Descripción: Realizar E/S en subestación Colón desde la línea 220 kV Santiponce-Torrearenillas.

- Actuación: nueva subestación 220-132 kV en Tharsis.

Descripción:

- Construcción de una línea aérea S/C preparada para D/C de 35 Km. de longitud desde subestación Onuba a la nueva subestación.
- Nueva subestación con instalación de transformación 220/132 kV.
- Construcción de línea D/C para entrada – salida en la línea Chanza-Dehesa en 132 kV.
- Actuación Olivares 220/132 kV.

Descripción:

- E/S en línea Guadame-Atarfe 220 kV, con una longitud de 10 Km.
- Transformación 220/132 kV, 150 MVA en subestación Olivares.
- Cambio de ubicación, dentro del parque, de trafo 132/66 kV existente.
- Actuación Aljarafe - Rocío 220 kV.

Descripción:

- Transformación 220/66 kV en subestación Rocío 66/15 kV.
- Construcción línea S/C 220 kV de 48 Km. entre Aljarafe y Rocío.
- Paso a 220 kV línea existente Rocío- Torrearenillas, aislada a 220 kV pero explotada a 66 kV.
- Actuación Úbeda 220 kV.

Descripción:

- Línea S/C 220 kV, 45 Km. desde subestación Olivares.
- Transformación 220/132 kV, 150 MVA en subestación Úbeda.
- Actuación Casares 220-66 kV.

Descripción: Transformación 220/66 kV en Casares y eliminación de la transformación actual 132/66 kV, con alimentación E/S Ramos-Algeciras 220 kV.

- Actuación Alhaurín-Tajo 220 kV, 2º circuito.

Descripción: Pasar la línea Alhaurín-Tajo, actualmente simple circuito, a doble circuito.

- Actuación Málaga capital, nueva alimentación 66 kV.

Descripción: El plan global incluye las siguientes actuaciones sobre la red de transporte:

- Cambio del aislamiento de la actual línea D/C Ramos-Polígono-Térmica 132 kV a 220 kV.
- Nueva S.E. 220/66 kV, en los terrenos de la actual S.E. Polígono 132/20 kV. Conexión en E/S sobre la línea Ramos-Tajo 220 kV ckt1 a la entrada en la S.E. Ramos.
- Dos transformadores 220/66 kV 120 MVA en Polígono.
- Paso a 66/20 kV de las actuales S.E. Polígono y San Sebastián, ambas 132/20 kV. Quedarán alimentadas en 66 kV desde Polígono.
- Intercambio de las líneas Ramos-Montes 66 kV y Ramos-Nerja 132 kV en el tramo entre las subestaciones de Ramos y Montes, deshaciéndose la permuta a partir de la S.E. Montes. Esto supone aumentar la longitud de la línea de 132 kV y acortar la de la de 66 kV.
- (Trafo 220/66 kV en Ramos para el año 2010.)
- Desaparece en el esquema eléctrico la actual S.E. Térmica 132/66 kV.

- Actuación Benahadux – Carboneras 220 kV.

Descripción: Pasar el D/C Benahadux - Carboneras, actualmente de 132 kV, a 220 kV.

- Actuación Barrios – Pinar. Paso a 400 kV circuito de 220 kV.

Descripción: Pasar a 400 kV el circuito del D/C Pinar – Barrios que actualmente se explota a 220 kV.

- Actuación evacuación de centrales eléctricas.

Descripción: Evacuación de la energía eléctrica generada en las distintas centrales de Ciclo Combinado que Endesa Generación tiene previsto instalar en Andalucía.

- Actuación ampliación de la transformación 220/66 kV.

Descripción: Instalación de nueva transformación 220/66 kV en distintas subestaciones existentes.

- Lancha 220/66 kV (Córdoba).
- Casillas 220/66 kV (Córdoba).
- Gabias 220/66 kV (Granada).
- Puerto Real 220/66 kV (Cádiz).
- Don Rodrigo 220/66 kV (Sevilla).
- Ramos 220/66 kV (Málaga).

2.5 PREVISIONES DE VARIACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

La evolución de la población en Andalucía, tendrá previsiblemente una fuerte repercusión sobre la demanda de electricidad, por este motivo creemos interesante introducir en el presente estudio un breve análisis sobre las proyecciones de población en todo el territorio de la comunidad Andaluza.

Utilizando como fuente el Instituto de Estadística de Andalucía, perteneciente a la Consejería de Economía y Hacienda de la Junta de Andalucía se analizan las estadísticas realizadas en el escenario medio de la proyección de población a 2016 dando como resultado la siguiente gráfica, en la que queda patente que será en la provincia de Almería donde se produzca un incremento mas significativo, permaneciendo en el resto de provincias prácticamente estable el crecimiento poblacional, equilibrándose las defunciones con los nacimientos y la migración poblacional.

Almería es en estos momentos y se prevé que esta situación continúe, una provincia que demanda población joven como mano de obra para las plantaciones agrícolas existentes, este fenómeno está provocando el incremento de nacimientos por encima de la media de la comunidad andaluza, mientras el resto de provincias está mas o menos estancadas tal como queda reflejado.

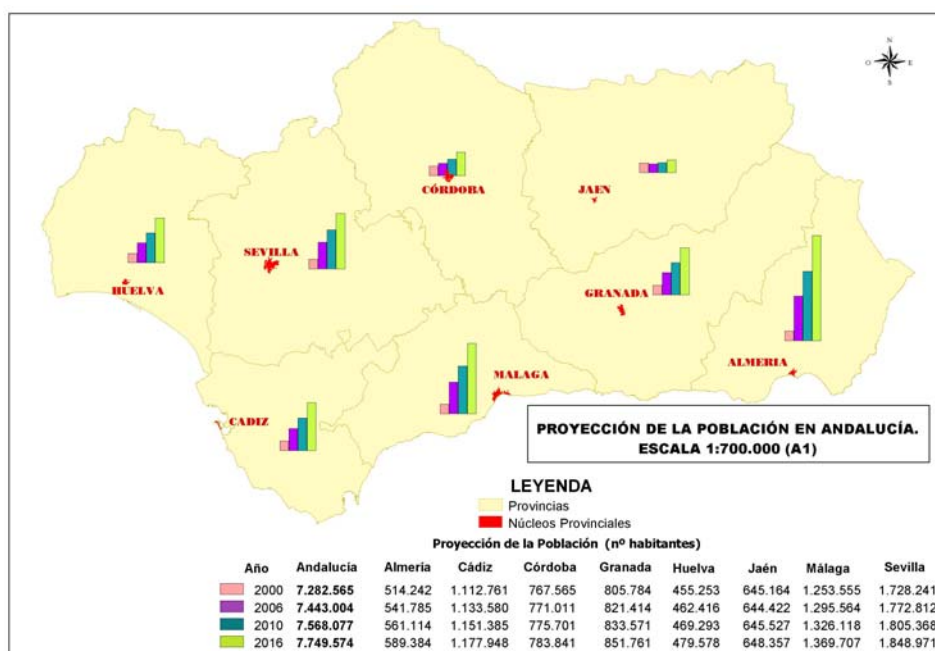


Gráfico 8 Proyección de población en Andalucía

Fuente: Instituto de Estadística de Andalucía. Consejería de Economía y Hacienda. Junta de Andalucía.

Para los efectos de nuestro estudio es interesante conocer no solamente la población actual sino su proyección futura para conocer a su vez la posible demanda eléctrica aplicando un ratio de demanda per cápita calculada tomando como referencia la demanda de electricidad en el año 2001 y la población de ese año, a continuación extrapolando los resultados obtenidos a resto de años, suponiendo la demanda constante.

En el escenario de crecimiento medio, realizado por la Consejería de Economía y Hacienda de la Junta de Andalucía a través del Instituto de Estadística de Andalucía reflejado en el gráfico anterior, se observa un punto de inflexión en la mitad aproximadamente de la serie a partir del año 2026 en

el que la población comienza a decrecer de forma suave, tanto para la población masculina como para la femenina.

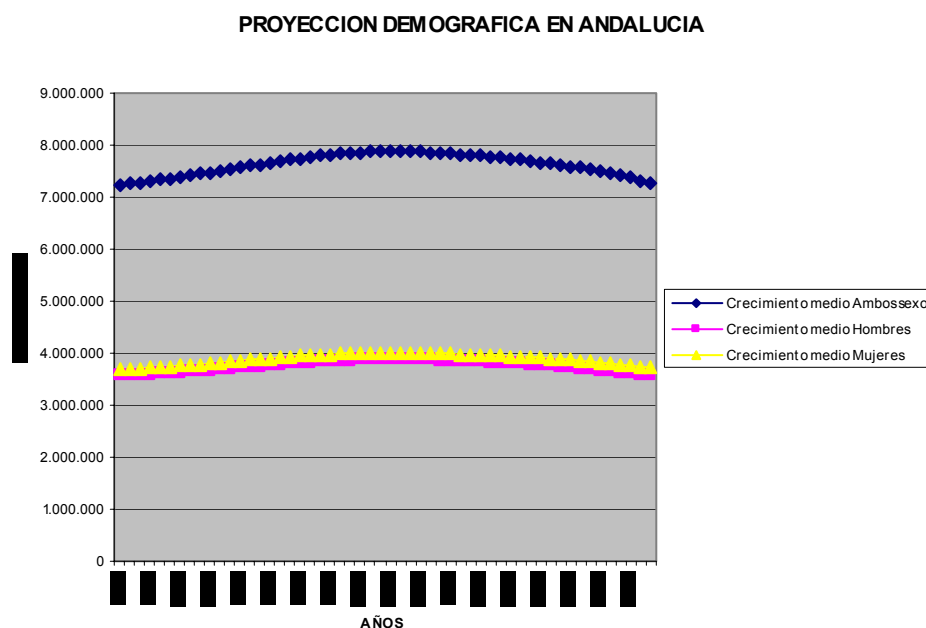


Gráfico 9 Proyección demográfica al 2050 en Andalucía.

A partir por tanto del año 2026 se prevé que se establezca la migración de población en Andalucía, con lo que la población lógicamente comenzará a decrecer como consecuencia del envejecimiento de la población.

Resulta interesante conocer la proyección de la demanda de electricidad en Andalucía para un futuro próximo, por ello se ha considerado la proyección de población en un escenario medio estimado por el Instituto Andaluz de Estadística para el año 2003 y a partir de él aplicar el ratio de consumo a las proyecciones de los próximos años según los siguientes valores:

-Habitantes/año 2003 Andalucía.....7.358.379

- Consumos año 2003.....33.774,60 GWh
- Ratio consumo /habitante.....4.589,95 Kwh./hab.

Aplicando este valor encontrado a las proyecciones de cada provincia tendremos los valores de cada columna correspondiente a las ocho provincias andaluzas.

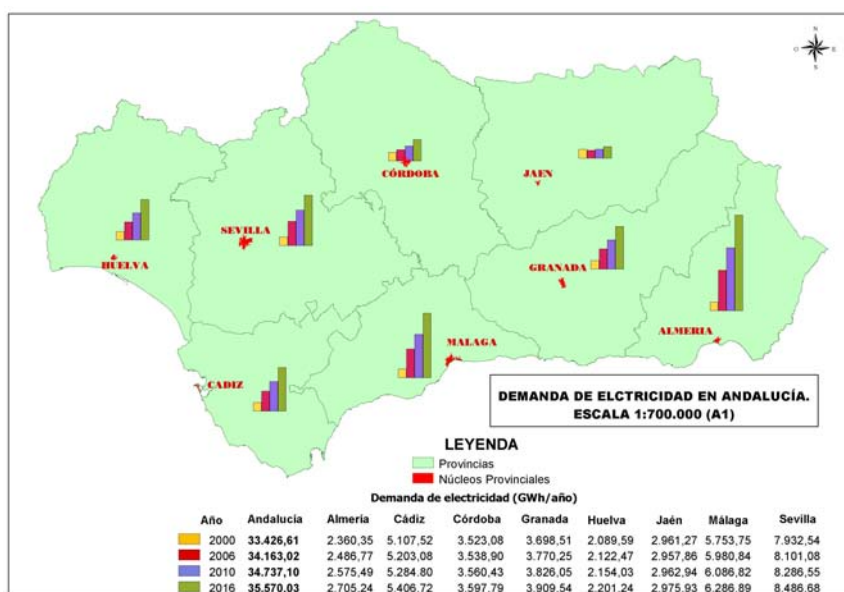


Gráfico 10 Proyección de la demanda de electricidad por provincias.

El aumento de la renta per cápita de la población andaluza con el consiguiente aumento del poder adquisitivo generalizado, ha provocado el incremento de los consumos de electricidad en los hogares por encima de los consumos derivados de la industria, de forma que en el gráfico siguiente se comprueba como a partir de los años 1967 en adelante, se va produciendo un distanciamiento de la curva del consumo industrial, siendo mas acentuado este hecho a partir de los noventa y manteniéndose este fenómeno hasta los días actuales.

En estos momentos el consumo de los hogares derivado del gran número de electrodomésticos y equipos de climatización existentes, ha tomado un gran protagonismo en la curva de carga, por tanto, será necesario un análisis exhaustivo de este fenómeno para intentar buscar una solución en el sentido de la eficiencia energética (como ya ha hecho el nuevo Código Técnico de la Edificación de Junio de 2006).

En apartados anteriores se ha descrito de forma pormenorizada el papel que las energías renovables tienen actualmente en el sector eléctrico así como el protagonismo que están llamadas a tener en un futuro próximo con motivo del progresivo deterioro del medioambiente como consecuencia de las emisiones vertidas así como el agotamiento de los recursos de combustibles fósiles.

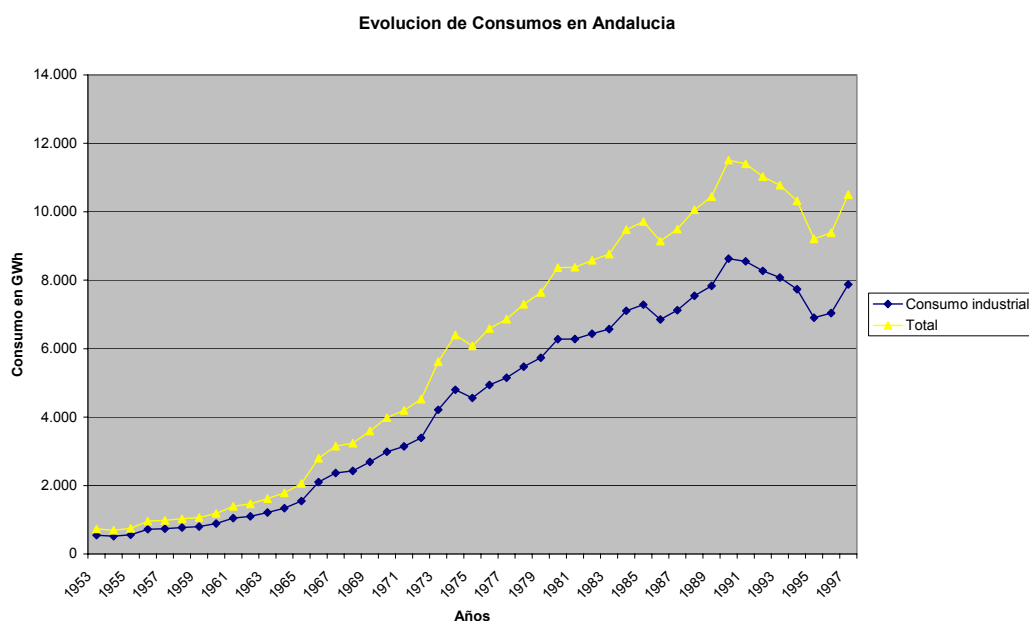


Gráfico 11 Evolución de Consumos en Andalucía Industrial y Total

Por tanto en los siguientes capítulos se estudiarán las posibilidades de sustituir energías convencionales por sistemas con energías renovables y mas concretamente con energía solar fotovoltaica, mediante el sistema de conexión a red. Por ello se estudiarán aquellas variables que influyen en este tipo de Centrales desde el punto de vista de la ubicación de las mismas.

3 PAPEL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

3.1 LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA UNIÓN EUROPEA

En diciembre de 1997, el Consejo de Europa y el Parlamento Europeo adoptaron el “Libro Blanco para la Estrategia Comunitaria y Plan de Acción” (Energy for the future, 1997), las ideas propuestas en este libro son: las fuentes de energía renovable pueden ayudar a reducir la dependencia de las energías fósiles y aumentar la seguridad. Los efectos positivos también se fundamentan en la reducción de las emisiones de CO₂ y la creación de puestos de trabajo.

Las fuentes de energía renovable supusieron en 1996 el 6% de la consumo de energía interna total. Los objetivos de la unión es doblar esta cantidad en 2010".

En el libro verde “Hacia una estrategia europea para la seguridad de la energía” (Green Paper, 2000) se destacó la fuerte dependencia de la energía de la unión europea (el 50% es importada en estos momentos, pero teniendo en cuenta los países candidatos aumenta hasta el 80%) si no se toman medidas esta dependencia aumentará en los próximos 20 a 30 años hasta el 70% de las necesidades energéticas de la unión, en comparación con el 50% actual.

Por lo tanto, la estrategia a largo plazo de la unión europea para el suministro y la seguridad de energía se debe diseñar para asegurar el bienestar de su ciudadano, mientras que tiene en cuenta además el respeto por el medioambiente y mira hacia el desarrollo sostenible (Stipulated in Articles 2 and 6, 1997).

Los objetivos propuestos para la aportación de energías renovables en el libro blanco se pueden doblar partiendo del 6% de 1995 a los 12% de 2010 así

como la comisión del protocolo de Kyoto para reducir las emisiones de gas del invernadero por el 8% una vez más se precisan.

El libro verde también indica que en el momento en que estamos no parece probable que la energía nuclear siga creciendo. Esto es debido a la liberalización de los mercados de la energía y de su competitividad comparados con otras fuentes de energía (e.g. gas natural), la aceptación pública y una solución posible al problema de la basura nuclear. En la actual situación política (decisión por ciertos Estados miembros para abandonar este sector), es probable que la contribución de la energía nuclear cambie poco de ahora hasta 2020.

El aumento de la demanda (Arnulf Jäger-Waldau, 2005) de la energía del sector de transporte (el +50% hasta 2010) y la dependencia del 98% del petróleo crea otra dependencia para las energías renovables, e.g. biofuels).

Esto tiene una importancia particular para la unión europea que ya es dependiente del 76% (EU15) en las importaciones del petróleo que aumente hasta el 94% (EU30) en 2010 si continua la tendencia actual.

No menos importante es el papel de la unión europea en el mercado de la energía del mundo y su papel para reclamar la promoción de las energías renovables. Mientras que EU confía en la energía importada, la dependencia de condiciones del suministro y de la demanda en el mercado internacional tienen que ser forzosamente tenidos en cuenta.

Respecto a la industria fotovoltaica europea, ésta mantiene su posición con un 26,2% de cuota del mercado mundial. A ello ha contribuido especialmente el dinamismo del mercado alemán, con un crecimiento en 2005 del 44%. La expansión de la industria fotovoltaica europea superó las propias capacidades de abastecimiento en 2005, como resultado de la escasez de silicio, principal materia prima de las células fotovoltaicas.

No obstante, las perspectivas de crecimiento son favorables, como lo demuestra la voluntad del sector en general de ampliar su capacidad de producción de silicio solar, con lo cual se espera hacer frente al problema señalado. La potencia total instalada en Europa a finales del año 2005 se incrementó en un 56%, situándose en 1.788 MWp. La mayor aportación a ese incremento se debió a instalaciones conectadas a red, que en la actualidad representan más del 90% de toda la potencia fotovoltaica instalada.

En la Unión Europea la potencia total instalada a finales de 2005 alcanzaba los 1.788 MWp, (PV News) un 56% superior a la existente en el año anterior. Durante 2005 se instalaron un total de 640 MWp adicionales, de los cuales el 94% (603 MWp) correspondieron a Alemania. España ocupa la segunda posición, no sólo en lo que a capacidad total instalada se refiere, sino también en cuanto a crecimiento registrado en 2005, con 14,5 MWp adicionales.

En el sector fotovoltaico, Alemania destaca por encima de sus socios europeos tanto en términos de potencia instalada (el 86% del total en Europa), como en términos de capacidad de producción. A continuación figuran, en cuanto a potencia instalada, España y Holanda. En 2005 Alemania aumentó su potencia instalada en 603 MWp, incremento muy superior, no sólo a la potencia acumulada en los restantes Estados miembros, sino también al incremento experimentado por otros países punteros como Japón o Estados Unidos.

La fortaleza del mercado alemán se explica, en buena medida, atendiendo a la revalorización de las primas desde la aprobación de la nueva Ley de Energías Renovables en el año 2004.

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA PRODUCCIÓN DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS (2005)		
	MWp	%
Japón	833	48,2
Europa	452	26,2
China y Taiwán	200	11,6
Estados Unidos	153	8,9
Resto del mundo	89	5,2
TOTAL	1.727	100

Gráfico 12 Distribución geográfica de la producción de células fotovoltaicas 2005.

Fuente: PV News

También el mercado español ha experimentado mejoras con respecto al ejercicio 2004, (EurObservER 2006) incrementando su capacidad instalada en un 39% mediante la incorporación de 14,5 MWp adicionales. De este modo, España, con una potencia acumulada total de 51,8 MWp, pasa a ocupar la segunda posición a nivel europeo. El crecimiento observado en España se debe, en buena medida, a las favorables condiciones introducidas por el RD 436/2004 para el sector fotovoltaico, que posibilita una ampliación de las instalaciones fotovoltaicas beneficiarias de las primas al situar el umbral de potencia para la percepción de las primas más altas en 100 kWp. El potencial solar de nuestro país, junto al nuevo objetivo al 2010 establecido por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (de 400 MWp), hacen del mercado español uno de los más atractivos de este sector.

Potencia fotovoltaica en la Unión Europea-25, 2005 (MWp)

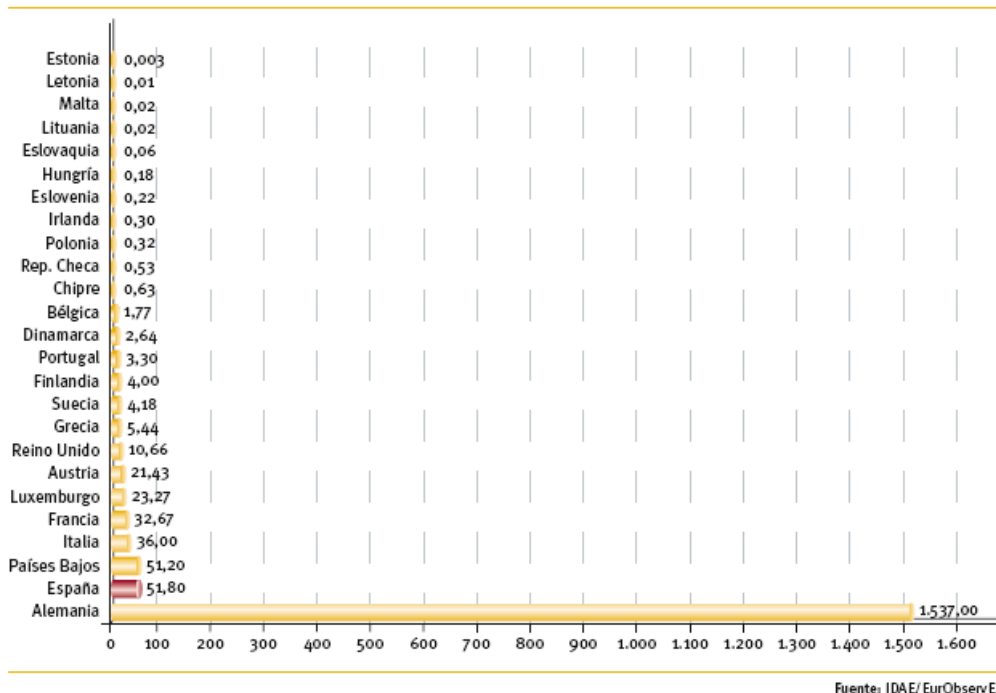


Gráfico 13 Potencia fotovoltaica en la Unión Europea 2005.

Italia, por detrás de Holanda, ocupa el cuarto puesto a nivel europeo, (EurObservER 2006) con una potencia acumulada total de 36 MWp. La adopción de un nuevo sistema de apoyo en julio de 2005 ha supuesto un incremento considerable en el número de solicitudes de conexión a red, superando éstas, en conjunto, la potencia máxima fijada (100 MWp) para la concesión de las ayudas. Esta circunstancia ha obligado a promulgar un nuevo decreto que eleva el límite de potencia a 500 MWp. Por otra parte, el gobierno italiano ha limitado el número de autorizaciones anuales a 85 MWp. El sistema de apoyo tendrá validez por un periodo de 20 años, estando las tarifas sujetas, a partir del año 2007, a regresiones del 5% además de a un ajuste en caso de inflación.

Francia es otro mercado que está dando señales de dinamismo, tal y como se desprende de sus avances en los dos últimos años. A finales del año

pasado la potencia instalada se incrementó en 6,4 MWp, correspondientes principalmente a aplicaciones conectadas a red, tanto en el continente como en los territorios de ultramar.

Con esto se alcanzó una potencia acumulada total de 32,67 MWp (EurObservER 2006). En el caso del continente, el establecimiento de un nuevo sistema de incentivos para el sector doméstico en el año 2005 no ha sido muy exitoso. Este sistema combina un bajo precio de adquisición de la electricidad de origen fotovoltaico con una financiación del 40% del coste de los equipos. Los resultados fueron más favorables en aquellas regiones donde se aplicó una prima adicional. Ante esta situación, el gobierno francés ha optado por mejorar los incentivos a los productores individuales a partir del presente año 2006.

Respecto a la situación en los territorios de ultramar, ésta ha sido claramente mejor, lo cual permitió asegurar la expansión del mercado francés en el año 2005.

Por detrás de Francia se encuentra Luxemburgo que, por otra parte, ocupa el primer lugar en términos de potencia fotovoltaica instalada per cápita.

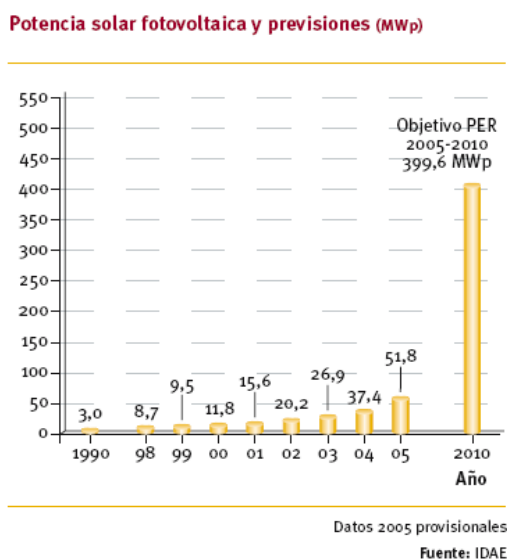


Gráfico 14 Potencia solar fotovoltaica y previsiones.

Otro aspecto importante a tener en cuenta en el papel que juegan las energías renovables en Europa viene determinado por la legislación que las regula, en este sentido la una de ls reglas que mas importancia tiene es la Directiva 2001/77/EC, 2001.

Los objetivos han sido fijados por cada Estado miembro Gráfico 15 Objetivos de energía renovable propuestos por la Directiva para los diferentes estados miembros. La línea azul es 1995 (12%) y la línea verde 2010 (22%), pero cada país tiene la libertad por lo menos hasta 2005 de elegir la clase de esquemas de ayuda (las medidas y los incentivos) con los cuales deseen alcanzar los objetivos. Los Estados miembros fueron obligados originalmente para divulgar los avances del progreso sobre la puesta en práctica y el éxito de los métodos elegidos cada 2 años.

La directiva también regula el acceso a la red (Arnulf Jäger-Waldau; 2005) y obliga los Estados miembros para asegurar un tratamiento que no discrimine la electricidad generada por energías renovables.

La directiva se basa en el desarrollo de los siguientes principios:

- Cuantificación de los objetivos de cada país para alcanzar la producción de electricidad por energías renovables.
- Aceptación de los diversos esquemas y poner las diversas ayudas en cada país en marcha.
- Definir un esquema armonizado a nivel de la UE propuesto por la Comisión.
- Simplificación de de los procedimientos administrativos nacionales para las autorizaciones.

- Garantizando el acceso a la transmisión y la distribución de la electricidad de la energía renovable.

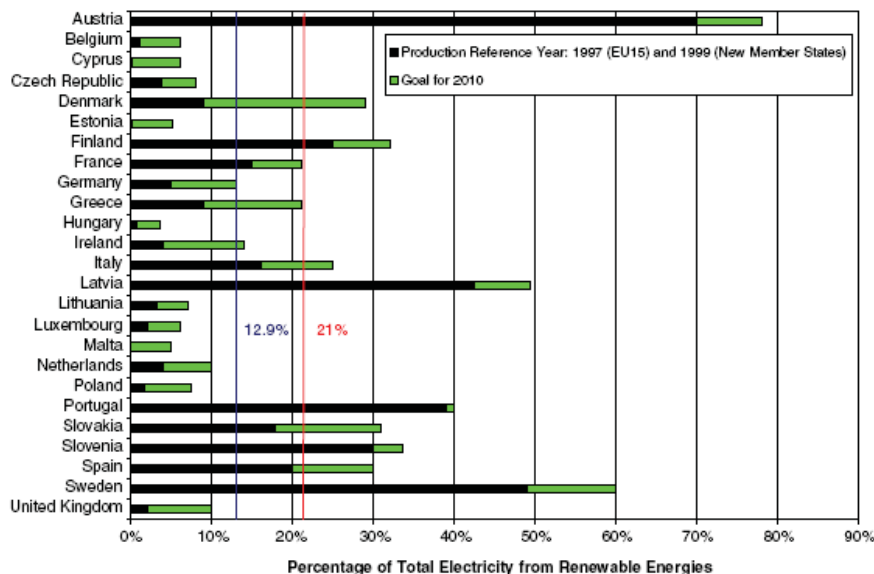


Gráfico 15 Objetivos de energía renovable propuestos por la Directiva para los diferentes estados miembros. La línea azul es 1995 (12%) y la línea verde 2010 (22%).

3.2 SITUACIÓN EN ESPAÑA

En el año 2005, las energías renovables, en términos de energía primaria, representaron un consumo equivalente a 8,5 millones de tep, contribuyendo de esta manera al 5,9% del consumo total nacional, levemente inferior respecto a la aportación del año anterior (6,2%). Una vez más, la causa de este descenso responde a la baja hidraulicidad (Boletín IDAE Octubre 2006).

Un análisis más detallado de la situación de las energías renovables en el año 2005 permite destacar tres fuentes energéticas por su mayor contribución al balance global. Éstas son, en orden de importancia, la biomasa, la energía

eólica y la energía hidráulica que, en conjunto, representaron una cobertura del 5,2% de la demanda de energía primaria, es decir, el 89% de la aportación total de las energías renovables. Sin embargo, tal y como ya se apuntaba con anterioridad, el consumo de energías renovables en el año referido experimentó un leve retroceso debido a la menor disponibilidad de recursos hídricos. Esto dio como resultado una producción hidráulica de 1.679 ktep, un 38% inferior a la del año precedente.

En contraste con lo anterior, la energía eólica presenta una evolución anual constante y creciente desde 1998, siendo en la actualidad la fuente energética de mayor crecimiento. Así, durante el año 2005, se registró un aumento de 1.593 MW en la potencia instalada, alcanzando una potencia total acumulada a finales del ejercicio de 9,9 GW. Esta circunstancia posiciona a España, que en la actualidad cuenta con cerca de 500 parques, en el segundo puesto del ranking mundial en cuanto a potencia eólica instalada.

En lo que se refiere a la biomasa, en el año 2005 fueron 387 las nuevas instalaciones que entraron en funcionamiento, el triple respecto al año anterior.

Prácticamente la totalidad fueron instalaciones térmicas (principalmente, en el sector doméstico) mientras que las eléctricas tan solo han supuesto un incremento de potencia de 9,9 MW, por debajo de las cifras disponibles de años anteriores. Con ello, se pone de manifiesto una cierta desaceleración del crecimiento de este tipo de instalaciones.

El biogás, por su parte, mantiene un ritmo de crecimiento estable que en el año 2005, con 5 nuevas instalaciones, se ha traducido en un incremento de 22 ktep de producción, principalmente debido a la explotación de vertederos, que en nuestro país representan el origen del 74,6% del biogás valorizado.

En consecuencia, se ha producido un aumento en la capacidad de generación eléctrica (fundamentalmente en plantas de cogeneración) de 10,7 nuevos MW de potencia. Actualmente, se cuenta con 105 instalaciones de biogás que totalizan una potencia de 151,6 MW.

La energía fotovoltaica ha experimentado una evolución positiva durante el año 2005, registrando un aumento de 14,5 MWp en la potencia eléctrica instalada.

Es la tecnología de mayor crecimiento relativo en ese año (39%), por encima del de la energía eólica, del orden del 19%. La buena marcha de esta área obedece a las mejoras introducidas por el RD 436/2004, no sólo en las primas a la generación eléctrica con este tipo de instalaciones, sino también en la modificación del umbral de potencia requerido para la concesión. Así, el nuevo umbral, establecido en 100 kW, posibilita un mayor número de instalaciones beneficiarias y, por tanto, una mayor expansión del sector fotovoltaico.

Otras áreas energéticas a destacar por su actividad en el año 2005 son la energía solar térmica y los biocarburantes.

En lo que se refiere a la energía solar térmica, este año, la superficie de colectores aumentó en 106.886 m², lo que supone una superficie total instalada de un 16% por encima de lo instalado a finales de 2004. En lo sucesivo, se espera que la reciente aprobación del Código Técnico de la Edificación proporcione un impulso considerable a este sector. De acuerdo con la nueva norma, todos los edificios nuevos, a partir de septiembre de 2006, quedan obligados a cubrir parte de la demanda energética con sistemas solares térmicos.

Por su parte, el sector de los biocarburantes ha dado muestras de un gran dinamismo durante el año 2005, incrementándose la producción en 37 ktep, como resultado de las 2 nuevas instalaciones de biodiésel en operación. El régimen fiscal favorable a la producción de biocarburantes está propiciando la aparición de nuevas compañías en el mercado, asegurándose así la tendencia de crecimiento del sector. La contribución de las energías renovables al balance total de generación eléctrica fue del 16,3% en 2005, donde más del 90% de esta contribución se debió a la aportación de dos fuentes energéticas: la energía

eólica y la hidráulica, con, respectivamente, el 44% y el 49% de toda la producción eléctrica del año 2005 en instalaciones que utilizan fuentes energéticas renovables.

La producción eléctrica con fuentes renovables registró un descenso respecto al año anterior como consecuencia de la menor disponibilidad de recursos hídricos en el año 2005. Así, las centrales hidráulicas, en términos absolutos, dieron una producción total de 11.576 GWh inferior a la del año 2004, correspondiendo el 91% de ese decremento a las centrales hidráulicas de potencia superior a 10 MW.

El descenso de la producción hidráulica se ha visto parcialmente compensado por el aumento de producción (5.387 GWh) (Boletín IDAE Octubre 2006) experimentado por las restantes fuentes de energía renovables, en especial, la energía eólica, cuya producción en el año 2005 se ha incrementado en 4.843 GWh, llegando incluso a superar en determinados momentos a la producción hidroeléctrica.

El número de proyectos ejecutados en el año 2005 para el total de las energías renovables, tanto en aplicaciones térmicas como eléctricas, superó los 9.000. La práctica totalidad de éstos se desarrolló en el sector de la energía solar: 6.299 en instalaciones de energía solar térmica y 2.814 en instalaciones de energía solar fotovoltaica.

No obstante, a pesar del elevado número de proyectos acometidos en el sector solar, la aportación energética más significativa en el año 2005 vino de otras áreas como la eólica, biomasa, biocarburantes y biogás.

En términos económicos, la realización de todos los proyectos desarrollados durante el año anterior trajo consigo una inversión total de 822,5 millones de euros, de los cuales el 64% correspondió al área de energía eólica. Los apoyos públicos permitieron cubrir el 6% de las inversiones, elevándose este porcentaje hasta el 30% en el caso de instalaciones de aprovechamiento de energía solar térmica.

Consumo de energías renovables en España

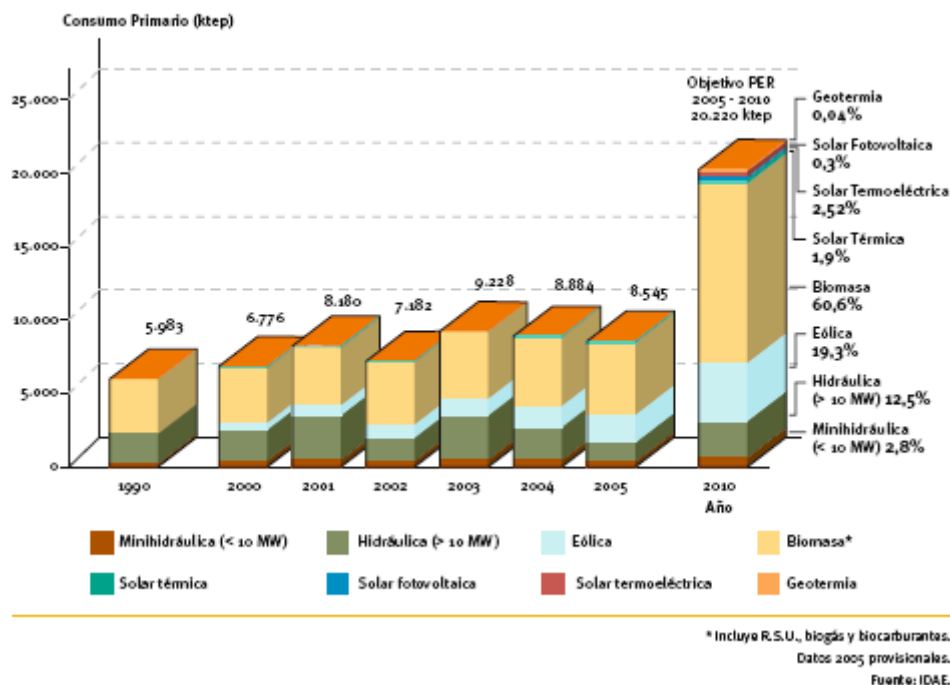


Gráfico 16 Consumo de energías renovables en España.

El sector de la energía eólica, como es habitual por su mayor actividad, exige las mayores inversiones, que en el año 2005 ascendieron a 526 millones de euros para la ejecución de 96 nuevos proyectos de potencia equivalente a 1.593 MW adicionales.

Por detrás de la energía eólica en cuanto a la cuantía de las inversiones asociadas se refiere, se sitúa la energía solar fotovoltaica (107 millones de euros), necesarios para la ejecución de 2.814 proyectos. De este modo, el ratio de inversión para esta área, considerando la totalidad de instalaciones, aisladas y conectadas a red, asciende a 7.411 € por kilovatio instalado. Con ello, se pone de manifiesto una tendencia descendente en dicho ratio, motivada por la mayor actividad experimentada en este sector. Esta actividad es tanto más acusada en lo que se refiere a instalaciones conectadas a red, cuyo número, en la actualidad, supera los 1.000 proyectos anuales, frente a los tan solo 11 de

POTENCIA ELÉCTRICA POR ÁREAS TECNOLÓGICAS (kw)	
	Realizado = Puesto en explotación en 2005
Hidráulica	39.452
Eólica	1.593.691
Biomasa	9.925
Biogás	10.734
Residuos Sólidos Urbanos	0
Solar Fotovoltaica	14.450
Total	1.667.952

Gráfico 17 Potencia eléctrica por áreas tecnológicas en el año 2005.

Fuente: IDEA

1998. A continuación, se encuentran los sectores de la energía solar térmica de baja temperatura y del biogás, con inversiones respectivas de 60 y 37 millones de euros.

Potencia y producción eléctrica por áreas tecnológicas

	1990 ^(*)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
Hidráulica (> 10 MW)								
Potencia (MW)	16.553	16.379	16.399	16.399	16.399	16.418	16.432	16.778
Producción (GWh/año)	23.481	27.381	39.090	22.228	38.512	29.537	19.024	31.494
Hidráulica (≤ 10 MW)								
Potencia (MW)	612	1.588	1.630	1.666	1.704	1.749	1.788	2.199
Producción (GWh/año)	2.140	4.424	4.768	4.240	5.407	5.040	3.977	6.692
Eólica								
Potencia (MW)	7	2.292	3.276	4.892	6.236	8.319	9.912	20.155
Producción (GWh/año)	13	4.689	6.933	9.605	12.065	16.080	20.924	45.511
Biomasa (**)								
Potencia (MW)	106	150	173	288	331	344	354	2.039
Producción (GWh/año)	616	242	564	1.012	1.293	1.315	1.596	14.015
Biogás								
Potencia (MW)	—	50	55	73	125	141	152	235
Producción (GWh/año)	—	159	189	222	299	571	583	1.447
Residuos Sólidos Urbanos								
Potencia (MW)	27	107	157	163	163	189	189	189
Producción (GWh/año)	139	541	659	724	837	670	898	1.223
Solar fotovoltaica								
Potencia (MW)	3	12	16	20	27	37	52	400
Producción (GWh/año)	6	18	23	30	40	56	78	609
Solar termoeléctrica								
Potencia (MW)	0	0	0	0	0	0	0	500
Producción (GWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	1.298
TOTAL								
Potencia (MW)	17.308	20.579	21.707	23.501	24.985	27.196	28.878	42.494
Producción (GWh/año)	26.395	37.454	52.227	38.061	58.453	53.270	47.080	102.259

^(*) Datos de energía hidroeléctrica relativos a centrales > y ≤ 5 MW.

^(**) En 1990, Biomasa incluye biogás.

Datos 2005 provisionales.

Datos 2010: Objetivos Plan de Energías Renovables 2005-2010.

Fuente: IDAE.

Gráfico 18 Potencia y producción por áreas tecnológicas.

Por detrás de la energía eólica (Boletín IDAE Octubre 2006) en cuanto a la cuantía de las inversiones asociadas se refiere, se sitúa la energía solar fotovoltaica (107 millones de euros), necesarios para la ejecución de 2.814 proyectos. De este modo, el ratio de inversión para esta área, considerando la totalidad de instalaciones, aisladas y conectadas a red, asciende a 7.411 € por kilovatio instalado. Con ello, se pone de manifiesto una tendencia descendente en dicho ratio, motivada por la mayor actividad experimentada en este sector. Esta actividad es tanto más acusada en lo que se refiere a instalaciones conectadas a red, cuyo número, en la actualidad, supera los 1.000 proyectos anuales, frente a los tan solo 11 de 1998. A continuación, se encuentran los

sectores de la energía solar térmica de baja temperatura y del biogás, con inversiones respectivas de 60 y 37 millones de euros.

En el caso del biogás, las inversiones han supuesto un precio medio aproximado de unos 3.484 €/kW instalado, es decir, más del doble del correspondiente a la biomasa eléctrica. En esta última área, teniendo en cuenta todas las aplicaciones energéticas, la inversión necesaria para la realización de los nuevos proyectos acometidos en el año 2005 fue de 23 millones de euros.

El sector de los biocarburantes merece igualmente una mención en este contexto, dadas las expectativas que ofrece este mercado. Las dos nuevas instalaciones de biodiésel puestas en marcha el año pasado han supuesto una inversión de 22 millones de euros.

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005- 2010, vigente desde agosto de 2005, constituye la revisión del anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables en España. Con esa revisión se trataba de mantener el compromiso de cubrir al menos el 12% del consumo total de energía en 2010 con fuentes de energía renovables, así como de incorporar los otros dos objetivos indicativos establecidos, respectivamente, por la Directiva 2001/77/CE (29,4% de generación eléctrica con renovables) y Directiva 2003/30/CE (5,75% de biocarburantes en transporte para ese año) con posterioridad a la aprobación del mencionado Plan de Fomento.

Los objetivos del nuevo Plan para el año 2010 son, incluso, más ambiciosos, y suponen una contribución de las fuentes renovables del 12,1% al consumo de energía primaria, una producción eléctrica con este tipo de energías del 30,3% del consumo bruto de electricidad, y una aportación de biocarburantes del 5,83% al consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte en ese mismo año. El cumplimiento de estos objetivos supondrá un aumento de la contribución de las energías renovables al final del periodo cercano a los 10,5 millones de tep anuales, que irán distribuidos de la siguiente

manera: 7,6 millones de tep en aplicaciones eléctricas; 1,97 millones de tep en consumo de biocarburantes, y 907 ktep en aplicaciones térmicas.

Objetivos del Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 (Escenario PER)

	Situación en 2004 [Año medio ⁽¹⁾]			Objetivo de incremento 2005-2010 ⁽²⁾			Situación Objetivo en el año 2010		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
Generación de electricidad									
Hidráulica (> 50 MW) ⁽³⁾	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.794	468	360	687	59	3.257	6.480	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466	450	1.271	109	2.399	6.692	575
Biomasa	344	2.393	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.015	5.138
Centrales de biomasa	344	2.393	680	973	6.787	2.905	1.317	8.980	3.586
Co-combustión	0	0	0	722	5.036	1.552	722	5.036	1.552
R.S.U.	189	1.223	395	0	0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoeléctrica	—	—	—	500	1.298	509	500	1.298	509
Total Áreas Eléctricas	27.032	60.096	5.973	15.462	42.163	7.602	42.494	102.259	13.574
Usos térmicos									
	m ² Solar t. baja temp.	(ktep)	m ² Solar t. baja temp.	(ktep)	m ² Solar t. baja temp.	(ktep)			
Biomasa		3.487		583		4.070			
Solar térmica de baja temp.	700.805	51	4.200.000	325	4.900.805	376			
Total Áreas Térmicas		3.538		907		4.445			
Biocarburantes (Transporte)									
Total Biocarburantes		228		1.972		2.200			
Total Energías Renovables		9.739		10.481		20.220			
Consumo de Energía Primaria (Ktep) (Escenario energético: Tendencial/PER)		141.567				167.100			
Energías Renovables/ Energía Primaria (%)		6,9%				12,1%			

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.

(2): En los objetivos de incremento para el periodo 2005-2010, las producciones corresponden a un año medio de acuerdo con las potencias y las características de las instalaciones puestas en marcha durante ese periodo. Para las energías hidráulicas y eólica, sólo la mitad de la potencia instalada en el último año (2010) se ha traducido a producción en las columnas correspondientes.

(3): Incluye producción con bombeo puro.

Gráfico 19 Objetivos del Plan de Energías Renovables en España

El desarrollo de las energías renovables durante el primer año de vigencia del nuevo Plan 2005-2010, en términos de energía primaria, ha significado un incremento de consumo de 270 ktep (del orden del 77% de las previsiones

establecidas para el año 2005 y del 2,6% de los objetivos totales fijados para el conjunto del periodo).

El nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010 define, para cada una de las áreas energéticas, los objetivos anuales de contribución a los objetivos globales.

En la elaboración del Plan y definición de sus objetivos, se ha considerado la producción teórica correspondiente a un año medio, calculada a partir de las potencias reales existentes en cada área y no de la producción real. Se ha procedido de esta manera para evitar el sesgo que introduciría la mayor o menor disponibilidad de recursos hídricos, eólicos o solares en el año de referencia y en los sucesivos años de planificación.

Es por eso que la valoración del grado de cumplimiento de los objetivos fijados para las diferentes fuentes de energía renovables se hará sobre la base de la producción teórica y no de la producción real.

La evolución registrada en el año 2005 (relativamente moderada) resulta comprensible teniendo en cuenta que el nuevo Plan fue aprobado en agosto de ese mismo año y que las medidas previstas producirán resultados en plazos muy distintos, requiriendo, en ocasiones, un plazo relativamente largo para alcanzar su plena efectividad.

Desglosando la evolución de las renovables de manera acorde a los diferentes objetivos definidos por el Plan, (Boletín IDAE Octubre 2006) se aprecia que las *áreas de generación eléctrica* son, en conjunto, las que en mayor medida se han ajustado a los objetivos y, con 1.681 MW instalados durante 2005, han cubierto ya el 85,7% del objetivo de nueva potencia establecido por el Plan para ese año, y el 10,9% del objetivo fijado hasta la finalización del PER en el año 2010.

Las *áreas térmicas*, con un aumento de su consumo de 25 ktep en 2005, han cubierto como media el 40,3% del objetivo correspondiente a ese año, lo

que representa el 2,7% del objetivo global de estas dos áreas (biomasa y solar térmica de baja temperatura) para el año 2010.

Finalmente, respecto a los *biocarburantes*, el incremento experimentado (37 ktep) equivale al 73,8% del objetivo del Plan para 2005 y al 1,9% del correspondiente a 2010.

Merece la pena destacar la contribución de la energía eólica a los objetivos definidos por el Plan para el año 2005. Así, con una producción próxima a 150 ktep, representa más del 50% del consumo total de energías renovables, a pesar de que el crecimiento experimentado fue, sin embargo, inferior al objetivo señalado para el año 2005. La energía eólica es una de las fuentes renovables donde la tecnología presenta mayor grado de madurez, con importantes expectativas de incrementar su contribución futura.

En nuestro país, a lo largo de los últimos diez años su aportación ha pasado de jugar un papel testimonial a representar un parte sustancial de nuestro balance eléctrico —superior al 7% en 2005.

En el área de la energía solar, durante el año pasado, las instalaciones fotovoltaicas puestas en operación han permitido cubrir alrededor del 80% de los objetivos energéticos del 2005, con un cumplimiento algo mayor en las instalaciones aisladas que en las conectadas a la red.

Por su parte, las instalaciones de aprovechamiento de energía solar térmica de baja temperatura han alcanzado este año el cumplimiento de más del 70% de sus objetivos. La aprobación, en los primeros meses de 2006, del Código Técnico de la Edificación, ha de tener un importante efecto de impulso para el crecimiento del área en los próximos años, que afectará también a la energía solar fotovoltaica.

La biomasa, en lo que respecta a las aplicaciones eléctricas, ha cubierto prácticamente el 100% de sus objetivos energéticos para el año 2005, aunque éstos apenas representan el 1% de los objetivos globales del área a lo largo del

periodo de aplicación del Plan. No obstante, las aplicaciones térmicas de la biomasa tan sólo han cubierto el 33% de los objetivos energéticos del año 2005, aunque suponen cerca del 3% de los objetivos correspondientes al total del período.

El biogás ha crecido muy por encima de sus objetivos para el año 2005, alcanzando alrededor del 11% de los objetivos energéticos globales del área hasta 2010.

En cuanto a la energía minihidráulica, esta área ha cubierto aproximadamente el 55% de los objetivos energéticos del año 2005, mientras que la hidráulica de media potencia (entre 10 y 50 MW) apenas ha alcanzado el 25% de sus objetivos anuales.

Finalmente, merece una mención el sector de la energía solar termoeléctrica, que evoluciona en conformidad a las previsiones del Plan, no registrando aún ninguna planta en funcionamiento. Se prevé, sin embargo, un cambio a corto plazo, con la próxima incorporación de esta energía a nuestro sistema energético, como es esperable teniendo en cuenta el grado de madurez alcanzado por este sector en nuestro país con proyectos en diferentes etapas de promoción y ejecución.

En lo que respecta a la evolución de los aspectos económicos del Plan, y comenzando por las *inversiones* llevadas a cabo en el sector de las energías renovables a lo largo del año 2005, se puede decir que éstas representaron un volumen superior a 1.900 millones de euros. Esta cifra, a su vez, indica un gasto del 88,4% sobre las previsiones del Plan para ese año, y del 8,1% de toda la inversión prevista (23.599 millones de euros) en el periodo cubierto por el Plan. Estos resultados se encuentran estrechamente condicionados por las fuertes inversiones exigidas por las áreas de generación eléctrica, que suponen el 95% del gasto realizado en el año 2005.

Diferenciando según las áreas energéticas, las inversiones realizadas este primer año de vigencia del Plan han supuesto más del 85% de las previstas en

el caso de la biomasa eléctrica, eólica y solar fotovoltaica, e incluso han superado las previsiones como ha ocurrido en el sector de los biocarburantes (171,5%) y biogás (497,2%).

Otras áreas, sin embargo, han quedado más distantes de las previsiones, como la solar térmica, biomasa térmica e hidráulica.

3.3 SITUACIÓN EN ANDALUCÍA.

En Andalucía el avance que han sufrido las energías renovables ha sido muy notable, aún en el año 2003 tal como se puede observar en la tabla siguiente, existía una clara hegemonía de la cogeneración en el sector de las energías renovables con motivo de la fuerte incentivación de la que era objeto.

Sin embargo una serie de factores favorables como, la modificación de la legislación y la reducción de las primas pagadas por kWh generado en cogeneración, la mejora de la tecnología, la reducción de costes de construcción y otros, ha propiciado que se potencie la energía eólica como sustitutiva, por lo que en este momento ha pasado a ser el principal sistema de generación eléctrica en el sector del régimen especial tal como se puede apreciar en el gráfico siguiente.

POTENCIA INSTALADA EN RÉGIMEN ESPECIAL POR TIPO		
TIPO	POTENCIA (MW)	RATIO (%)
Cogeneración	858,3	64,9%
Generación con biomasa	74,1	5,6%
Biogás	6,5	0,5%
Residuos	37,5	2,8%
Tratamiento de residuos	15,0	1,1%
Hidráulica	91,2	6,9%
Eólica	233,8	17,7%
Termosolar	0,0	0,0%
Solar Fotovoltaica	6,1	0,5%
Total	1322,5	100,0%

Gráfico 20 Distribución de potencia en régimen especial año 2003.

SODEAN.

Fuente de Información: Unidad Estadística CICE

Como se verá en capítulos siguientes, es mucha la esperanza que los organismos tienen puesta en el sistema eólico, hecho que queda patente al prever la mejora de las infraestructuras de evacuación (subestaciones y líneas de transporte) para hacer posible que toda la capacidad de generación se ponga en valor.

No pasa lo mismo en el sector fotovoltaico, que ante una buenísima acogida de la legislación de primas por parte de la sociedad, y ante la posibilidad de lograr con creces el objetivo de los 400 MW al año 2010, tanto el gobierno estatal como el Andaluz han tomado una serie de medidas para “enfriar” esta situación.

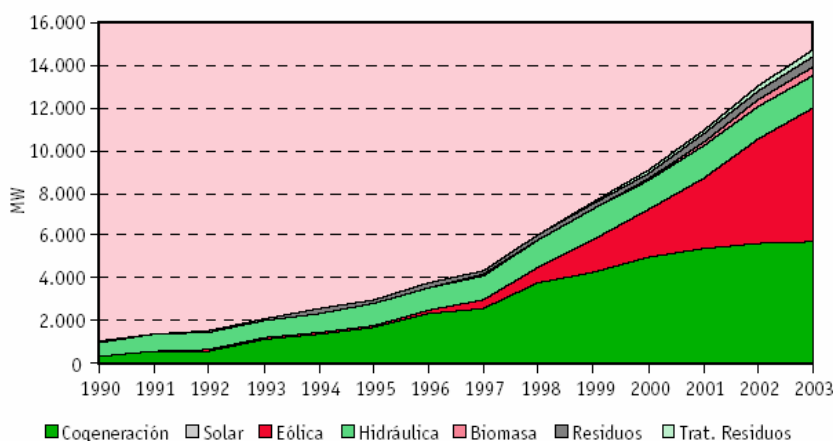


Gráfico 21 Representación de las energías renovables en el panorama nacional.(CNE y Red Eléctrica Española, Informe 2005)

A nivel nacional, la perspectiva no es muy distinta, en este sentido, en el informe sobre las ventas en régimen especial en España en el año 2004, realizado por la **Comisión Nacional de la Energía**, se refleja como las ventas de electricidad procedentes de las energías renovables, incluidas en el régimen especial aumentan anualmente. Este crecimiento es aún mayor en los últimos años debido a la influencia de la energía eólica cuyo crecimiento ha sido especialmente acusado.

Sin embargo cabe destacar que la evolución total de las energías renovables incluyendo la producción de la gran hidráulica, se ve más influenciada por la hidraulicidad del año correspondiente, que por el crecimiento de las tecnologías renovables del régimen especial. Existe el

objetivo comunitario de que la producción con energías renovables alcance en España una cuota del 29,4% sobre la demanda bruta de electricidad en el año 2010, incluyendo la gran hidráulica.

Las ventas de electricidad procedente de energías renovables incluidas en el régimen especial en España, durante 2004 ha supuesto el 9%¹ de la demanda eléctrica nacional (22% incluyendo la producción hidráulica en Régimen Ordinario). En 2003 estos porcentajes fueron del 8% y del 24% respectivamente. Hay que tener en cuenta que el año 2004 ha sido relativamente seco, registrando durante prácticamente todo el año menos precipitaciones que en 2003. El índice producible² en 2004 ha sido 0,78 frente a 1,15 en 2003. Adicionalmente, el peso de la producción eólica sobre la demanda se ha incrementado en un punto respecto a 2003 (6% en 2004 frente a 5% en 2003).

Con respecto a la producción de energías renovables, cabe señalar que en el cómputo de la cuota anual no se ha tenido en cuenta que durante los tres últimos años, algunas empresas eléctricas han exportado certificados verdes a otros Estados miembros a través del sistema RECS (Renewable Energy Certificate System), por no tratarse de un sistema oficialmente aceptado en España. Es decir, en dicha cuota se ha considerado toda la producción renovable sin descontar la cuota correspondiente a los certificados verdes exportados a otros países, ni la que se haya podido importar por este procedimiento.

Por otra parte, la energía vertida por la cogeneración en 2004, se ha mantenido en el 8% (al igual que en 2003) de la demanda peninsular bruta, frente al objetivo indicativo de la Unión Europea de conseguir que la

¹ Faltaría incluir dentro de este porcentaje la producción de aquellas instalaciones de energías renovables que producen electricidad para su propio consumo.

² El índice del producible de un aprovechamiento hidroeléctrico, sistema o región en un intervalo de tiempo determinado, es el cociente entre su energía producible y su energía producible media, referidas ambas a un mismo período y a un mismo equipo hidroeléctrico. La energía producible es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un período de tiempo. (REE)

cogeneración represente el 18% de la generación del conjunto de los Estados Miembros en 2010. A este respecto, el Documento de Planificación aprobado por el Gobierno el 13 de septiembre de 2002, ha considerado como hipótesis que la cogeneración alcanzará en 2011 un 17% de la demanda.

4 EL SECTOR FOTOVOLTAICO

4.1 NORMATIVA DEL SECTOR FOTOVOLTAICO ACTUAL

La ley 54/1997 de 27 de noviembre fijaba como meta, que las fuentes de energías renovables cubrieran en el año 2010 al menos el 12 % de la demanda energética de España, por otra parte y a nivel de Andalucía se (PLEAN 2003)³ fijaba como objetivo del fomento de las energías renovables "*Dejar trazado el camino para que en el año 2010, el 15 % de la energía total demandada por los andaluces tenga su origen en fuentes renovables, obteniendo en el año 2006 una cifra significativa (10,6 %) de ese 15 %.*"

La situación de Andalucía con respecto a Europa en cuanto a la participación de energías renovables en la estructura energética, tanto primaria como final, en el año 2003 resultaba muy baja, sin embargo. En España el porcentaje representaba el 6,7 % del consumo primario, siendo en Europa inferior, mientras que en Andalucía eran el 6,0 % y el 5,6 % respectivamente.

La entrada en vigor por otra parte del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, del Ministerio de Industria y Energía, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, (BOE nº 312, de 30/12/1998) (DEROGADO) en su artículo 28.1 según la redacción dada en la Disposición Adicional Primera del RD 841/2002, determina las primas para las instalaciones del grupo b.1.1 estableciendo dos niveles retributivos: 0,360607 €/kWh para las instalaciones "con potencia instalada de hasta 5 kW, siempre

³ Plan Energético de Andalucía 2003-2006 Datos energéticos de Andalucía 2003 de la Consejería de Innovación Ciencia y Empresa

que la potencia instalada nacional de este tipo de instalaciones no supere la potencia de 50 MW y de 0,180304 €/kWh para el resto de las instalaciones.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) aprobado por el gobierno el 30 de diciembre de 1.999 fijaba la cifra de 143,7 MW de energía fotovoltaica para el año 2010 de los cuales 115 MW deberían estar conectadas a red, estimándose un reparto de 50 MW compuestos por instalaciones de potencia inferior a 5 kW y el resto por instalaciones de potencia superior a 5 kW.

Más tarde es el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, el que establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE número 75, de 27/03/2004) el que da el impulso definitivo para que se considere una inversión interesante para el ciudadano la instalación de CFCR, a pesar de que desaparecen en la comunidad andaluza, las subvenciones de capital a fondo perdido para este tipo de instalaciones en suelo.

Para poder vender el kWh de electricidad producida, a una tarifa del 575 % de la TIR, (precio de mercado de kWh de referencia) para los primeros 25 años, contados desde su puesta en marcha y del 465 % para los restantes, la nueva potencia máxima se fija en 100 kWp, estas nuevas condiciones están reguladas en el artículo 33 del REAL DECRETO 436/2004 por el que se regulan las tarifas, primas e incentivos de las instalaciones de la categoría b) grupo b.1 energía solar.

Más recientemente se ha aprobado el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo de 2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y que sustituye al Real Decreto 436/2004, viniendo a confirmar la continuidad en la política de apoyo a las tecnologías de las energías renovables. No obstante este nuevo Real Decreto introduce algunos mecanismos de defensa para proteger al sector de posibles tendencias especulativas.

Los cambios más significativos con respecto al antiguo Real Decreto 436/2004 se enumeran a continuación.

Artículo 1.- Objeto.

Siguen considerándose como Grupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial

Se mantienen sensiblemente igual los procedimientos para la inclusión en el régimen especial, reduciéndose solo algunos documentos a presentar para la solicitud, el resto permanece invariable.

Artículo 18. Obligaciones de los productores en régimen especial.

Se incluye en el apartado d) la necesidad de que todas aquellas instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deban de estar adscritas a un centro de control de generación.

Artículo 36. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b).

Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría b) será la contemplada en la tabla 3, siguiente.

Se contempla, para algunos subgrupos, una retribución diferente para los primeros años desde su puesta en servicio.

Las tarifas para la especialidad de fotovoltaica b.1.1 aumentan considerablemente con respecto al RD 436/2004 para la potencia superior a 100 kW e inferior a 10 MW igualándose prácticamente con las de potencia inferior a 100 kW.

Artículo 37. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior para las instalaciones del grupo b.1 y de lo dispuesto en el artículo 44, a los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para el subgrupo b.1.1, 371 MW y para el subgrupo b.1.2, 500 MW.

Es importante señalar que no se aumenta el cupo de potencia previsto en el RD 436/2007 de 371 MW para la especialidad de Fotovoltaica aunque se prevé su estudio en el año 2008 para fijar nuevos objetivos.

Disposición adicional decimotercera. Mecanismos de reparto de gastos y costes.

Queda patente en esta disposición que los costos de mejora de redes serán de cuenta de los titulares de las instalaciones generadoras, sin embargo no está clara la cuantía de estas mejoras por lo que se prevé que se envíen los datos reales al MITC para su evaluación.

El nuevo RD prevé que “Antes de que transcurra un año desde la entrada en vigor del presente real decreto, los operadores de las redes de transporte y distribución, elevarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de los mecanismos tipo para el reparto de gastos y costes a aplicar a los productores de régimen especial, o a aquellos de las mismas tecnologías del régimen ordinario beneficiarios, como consecuencia de la ejecución de instalaciones de conexión y refuerzo o modificación de red requeridos para asignarles capacidad de acceso a la red.

Tabla 3

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Limite Superior c€/kWh	Limite Inferior c€/kWh	
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	44,0381				
			a partir de entonces	35,2305				
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	41,7500				
			a partir de entonces	33,4000				
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	22,9764				
			a partir de entonces	18,3811				
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038	
			a partir de entonces	21,5498	20,3200			
	b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
			a partir de entonces	6,1200	0,0000			
b.3			primeros 20 años	6,8900	3,8444			
			a partir de entonces	6,5100	3,0600			
b.4			primeros 25 años	7,8000	2,5044	8,5200	6,5200	
			a partir de entonces	7,0200	1,3444			
b.5			primeros 25 años	*	2,1044	8,0000	6,1200	
			a partir de entonces	**	1,3444			
b.6	b.6.1	P≤2 MW	primeros 15 años	15,8890	11,5294	16,6300	15,4100	
			a partir de entonces	11,7931	0,0000			
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	14,6590	10,0964	15,0900	14,2700	
			a partir de entonces	12,3470	0,0000			
	b.6.2	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900	
			a partir de entonces	8,4752	0,0000			
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790	
			a partir de entonces	8,0660	0,0000			
	b.6.3	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900	
			a partir de entonces	8,4752	0,0000			
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	11,8294	7,2674	12,2600	11,4400	
			a partir de entonces	8,0660	0,0000			
b.7	b.7.1		primeros 15 años	7,9920	3,7784	8,9600	7,4400	
			a partir de entonces	6,5100	0,0000			
	b.7.2	P≤500 kW	primeros 15 años	13,0690	9,7696	15,3300	12,3500	
			a partir de entonces	6,5100	0,0000			
		500 kW ≤ P	primeros 15 años	9,6800	5,7774	11,0300	9,5500	
			a partir de entonces	6,5100	0,0000			
	b.7.3		primeros 15 años	5,3600	3,0844	8,3300	5,1000	
			a partir de entonces	5,3600	0,0000			

Tabla 1 Cuadro de tarifas R.D. 661/2007

Dichos mecanismos habrán de ser objetivos, transparentes y no discriminatorios y tendrán en cuenta todos los costes y beneficios derivados de la conexión de dichos productores a la red, aportados al operador y al propietario de la red de transporte y distribución, al productor o productores que se conectan inicialmente, a los posteriores que pudieran hacerlo. Los mecanismos tipo de reparto de gastos y costes, podrán contemplar distintos tipos de conexión y considerarán todas las repercusiones derivadas de la

potencia y energía aportadas por la nueva instalación de producción y los costes y beneficios de las diversas tecnologías de fuentes de energía renovables y generación distribuida utilizados. Atenderán, al menos, a los siguientes conceptos:

- a) Nivel de tensión y frecuencia.
- b) Configuración de la red.
- c) Potencia máxima a entregar y demandar.
- d) Distribución del consumo.
- e) Capacidad actual de la red receptora.
- f) Influencia en el régimen de pérdidas en la red receptora.
- g) Regulación de tensión.
- h) Regulación de potencia / frecuencia.
- i) Resolución de restricciones técnicas.
- j) Distribución temporal del uso de la red por los diversos agentes.
- k) Repercusión en la explotación y gestión de red.
- l) Calidad de suministro.
- m) Calidad de producto.
- n) Seguridad y fiabilidad.
- o) Costes y beneficios de la tecnología de generación”

Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Es importante esta disposición final ya que resulta una de la principales novedades con respecto al RD 436/2004, se fija en este apartado la necesidad de depositar un aval por importe de 500 €/kW (en el caso de 10 MW seria de 5.000.000,00 €) para poder solicitar el acceso a las redes de distribución y punto de conexión. Queda redactado como sigue:

1. Se modifica el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, como sigue:

Artículo 59 bis. Avals para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.

Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas o 20 €/kW para el resto de instalaciones. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte por parte del operador del sistema.

El aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación.

Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto.»

2. No será necesaria la elevación de la cuantía, cuando correspondiera, del aval citado en el apartado 1 anterior a aquellas instalaciones que, a la entrada en vigor del presente real decreto, hubieran depositado el aval correspondiente al 2% del presupuesto de la instalación, vigente hasta la entrada en vigor de la presente disposición.

3. Se añade un nuevo artículo 66 bis, con la siguiente redacción:

Artículo 66 bis. Avals para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.

Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas o 20 €/kW para el resto de instalaciones.

La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

Quedarán excluidas de la presentación de este aval las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.

El aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación.

En el caso de las instalaciones en las que no sea necesaria la obtención de una autorización administrativa, la cancelación será realizada cuando se realice la inscripción definitiva de la instalación.

Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto.»

4. Las instalaciones de producción en régimen especial que a la fecha de entrada en vigor de este real decreto no hayan obtenido la correspondiente autorización de acceso y conexión a la red de distribución, deberán presentar el resguardo mencionado en el artículo 66 (bis) del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en un plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha del presente real decreto. Transcurrido dicho plazo sin que el solicitante hubiera presentado el mismo, el órgano competente iniciará el procedimiento de cancelación de la solicitud.

De la lectura detallada de los párrafos anteriores, se puede ver claramente como el legislador pretende primar las instalaciones pequeñas (de potencia menor de 100 kW), para las que en principio no se estima necesario depositar aval para su tramitación, estas instalaciones pueden conectarse directamente en las redes de baja tensión, por lo que no será necesario la solicitud de acceso a redes de distribución. Sin embargo “castiga” de forma importante las grandes instalaciones con la obligatoriedad de depositar avales millonarios que seguramente ayudará a que aquellas empresas que solo busquen la especulación desistan rápidamente (todos esperamos esto).

4.2 SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Con respecto al caso concreto de la energía solar fotovoltaica, el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, a través de las publicaciones (IDAE 2006) dan una serie de datos interesantes que se ha creído conveniente reflejar en este trabajo para dar una idea clarificante de la evolución del sector.

Los datos provisionales de cierre del ejercicio 2005 (Ministerio de Industria Turismo y Comercio) en España sitúan la potencia fotovoltaica en funcionamiento en 51,8 MWp, con un incremento del 39% sobre la capacidad instalada a finales del 2004. Estos datos confirman el continuo crecimiento que, desde comienzos de siglo, mantiene el sector fotovoltaico, con incrementos anuales sostenidos superiores al 30% y, en los dos últimos años, cercanos al 40%. La normativa de tarifas aprobada por el RD 436/2004, unida a las ayudas de la Línea ICO-IDAE y de algunas Comunidades Autónomas, son el motor impulsor de este dinamismo.

Al crecimiento registrado en 2005 (boletín IDAE nº 8 Octubre 2006) han contribuido, principalmente, las Comunidades Autónomas de Navarra, Comunidad Valenciana, Murcia, País Vasco y Castilla y León, sumando, en conjunto, cerca del 90% de la nueva potencia instalada. Son especialmente relevantes las dos primeras, con incrementos respectivos de 5,1 y 3,8 MWp. Murcia, el País Vasco y Castilla y León, por su parte, han experimentado crecimientos superiores a 1 MWp durante el año 2005.

En buena medida como resultado de la nueva capacidad instalada en 2005, algo más de una quinta parte de la potencia total en funcionamiento se localiza en Navarra que, junto con Andalucía (16%) y la Comunidad Valenciana (13%) concentran el 50% de la capacidad total.

También en términos de número de instalaciones realizadas se han registrado fuertes crecimientos (Ministerio de Industria Turismo y Comercio) desde comienzos de siglo, pasando de las 926 instalaciones por año puestas en marcha en 1999 a más de 3.000 instalaciones en el año 2004.

Paralelamente, los tamaños medios por instalación se han multiplicado por más de 6, evolucionando desde los 800 Wp por instalación en 1999 a los 5 kWp en 2005. Desde 2003 se registra un cierto estancamiento o saturación en la capacidad del mercado nacional fotovoltaico: el número de instalaciones anuales se encuentra estabilizado en torno a las 3.000 al año.

Esta circunstancia se ha visto compensada por el incremento del tamaño medio de las instalaciones, que se ha duplicado entre 2003 y 2005.

Los incrementos en la potencia media por instalación se encuentran asociados a las nuevas normativas y ayudas públicas que, desde el año 2000, han favorecido al sector, dotando de mayor estabilidad a los promotores e inversores que actúan en el mismo. Entre estas actuaciones destacan el RD 1663/2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, el RD 436/2004, la Línea de Financiación ICO-IDAE y las subvenciones de las Comunidades Autónomas.

Así, el despegue de las instalaciones conectadas a red comienza en 2001, con posterioridad a la aprobación del RD 1663/2000, que simplificó las condiciones para la conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red. En aquellos momentos, el RD 2818/1998 establecía unas primas para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red con potencia unitaria inferior a 5 kW de 60 ptas/kWh, mientras que para las de potencia superior el incentivo era de 30 ptas/kWh. En consecuencia, el mercado comenzó a desarrollarse sobre la base de instalaciones de potencia unitaria no superior a los 5 kW. La aprobación en 2004 del R.D. 436 estableció unos incentivos a la producción de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos diferenciados en función de que la potencia unitaria fuera menor o mayor de 100 kW.

Esta nueva categorización tuvo incidencia en el tipo de instalaciones puestas en funcionamiento durante 2005, ralentizándose la potencia puesta en servicio de instalaciones con potencia inferior a 5 kWp e incrementándose fuertemente la capacidad instalada mediante plantas de tamaño comprendido entre 5 y 100 kWp.

Basándose en estas normativas y apoyos, la evolución del mercado fotovoltaico desde el año 2000 se ha caracterizado por un despegue y crecimiento espectacular de las centrales fotovoltaicas conectadas a red, que han multiplicado por 16 la potencia existente en 1998. Por su parte, la potencia instalada en centrales aisladas viene evolucionando de manera continuada y estable en el entorno del megavatio instalado al año, con una ligera tendencia a la baja.

Desde un punto de vista sectorial, la potencia fotovoltaica existente en España se encuentra localizada mayoritariamente en el sector residencial: el 53% que, junto con el área de servicios, totalizan más de las tres cuartas partes de la capacidad instalada. Dentro del sector servicios, la educación y las Administraciones Públicas son las ramas más intensivas, aglutinando el 9% de la potencia total instalada a nivel nacional. Por su parte, la potencia puesta en funcionamiento en el sector industrial va cobrando peso año tras año, representando ya el 18% de la total, con un incremento de casi tres puntos sobre el año 2004.

Cabe señalar, (boletín IDAE nº 8 Octubre 2006) como proyecto demostrativo dirigido a un colectivo de especial interés, los proyectos Solarízate I y Solarízate II, mediante los cuales se están ejecutando instalaciones en centros educativos.

Potencia solar fotovoltaica instalada cada año (MWp)

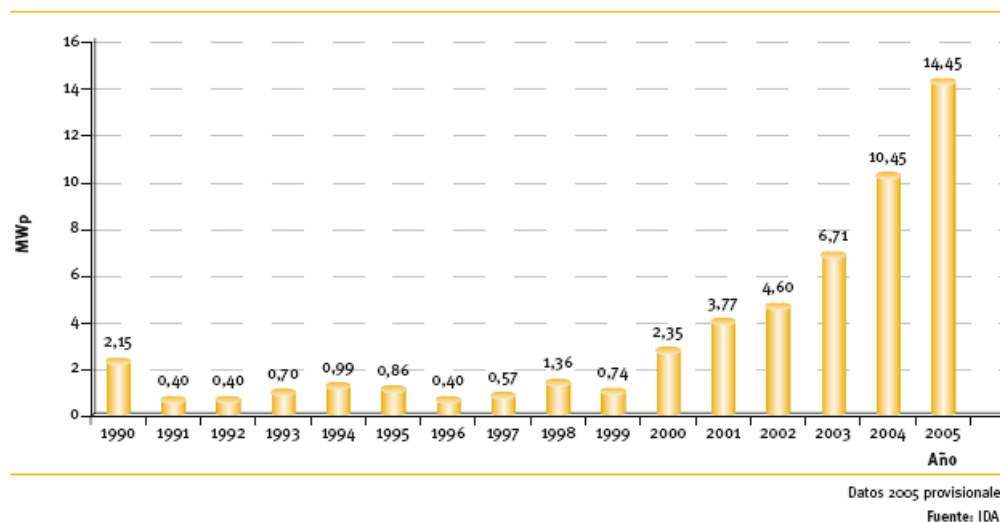


Gráfico 22 Potencia solar fotovoltaica instalada cada año.

Durante el primer año de vida del Plan de Energías Renovables (PER 2005-2010), los 14,5 MW instalados de energía solar fotovoltaica han supuesto alcanzar el 4% del objetivo de incremento de 363 MW previsto para el periodo 2005-2010. Asimismo, la potencia instalada en 2005 representa el 76,1% de la previsión de 19 MW para ese año del PER.

De los 14,5 MW instalados, 13,65 MW corresponden a instalaciones conectadas a red y 0,80 MW a instalaciones aisladas de red. En cuanto a energía generada, de los 21,5 GWh totales, 20,38 GWh corresponden a instalaciones conectadas a red, y 1,17 GWh a instalaciones aisladas de red. Los 21,5 GWh de producción generada suponen un 3,9% del objetivo de incremento previsto para el periodo 2005-2010, y un 84,6% de la previsión de 25,5 GWh para 2005.

En cuanto a los apoyos públicos a la inversión, el PER solo prevé ayudas a la inversión a los proyectos fotovoltaicos conectados a red durante 2005. Desde 2006 y hasta 2010 se prevén ayudas a la inversión para los proyectos fotovoltaicos aislados de red, a través de las CC AA, y ayudas a la explotación

a través de tarifas reguladas, primas e incentivos para los proyectos fotovoltaicos conectados a red.

Potencia pico instalada anualmente por tipo de central (kWp)

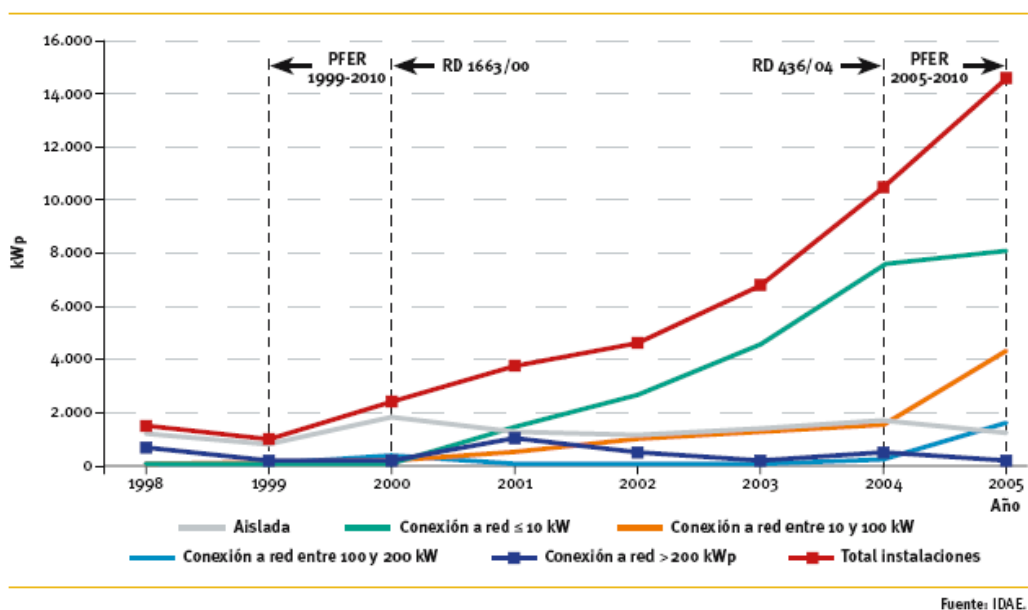


Gráfico 23 Potencia pico instalada anualmente por tipo de central.

El mantenimiento de los incentivos previstos (RD 436/2004), consistentes en el establecimiento de un sistema de tarifas, primas e incentivos que bonifiquen el precio de venta del kWh producido, es una de las principales medidas de apoyo económico contempladas en el Plan.

Los resultados (línea ICO-IDAE del 2005) son muy satisfactorios: se han aprobado un total de 4.624 proyectos en las líneas de ayuda para solar fotovoltaica, entre instalaciones conectadas a red e instalaciones aisladas. Esto supone un incremento del 19% respecto al número de proyectos aprobados en 2004. Estos 4.624 proyectos se dividen en dos grupos, según el tipo de ayuda recibida, ya que existen proyectos que han recibido ayudas a fondo perdido y financiación, y proyectos que han recibido solo financiación.

España destaca entre los países en los que social y empresarialmente la energía solar fotovoltaica está teniendo una mayor acogida. La versatilidad de la energía solar fotovoltaica, la posibilidad de acometer proyectos de muy diversos tamaños y emplazamientos son algunas de sus ventajas. Por ello, presenta unas importantes expectativas de crecimiento.

Nuestros fabricantes ya se encuentran desde hace años en posiciones de liderazgo internacional y ahora es el momento de que nuestro mercado interior adquiera una mayor dimensión.

En el apartado de medidas que se deben desarrollar a lo largo de todo el periodo de vigencia del Plan 2005-2010, cabe destacar la necesidad de integrar las ayudas del IDAE para energía solar fotovoltaica aislada de red con las de las Comunidades Autónomas, así como la participación en el desarrollo de proyectos innovadores, que deberá llevarse a cabo a través del IDAE y del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Por otro lado, en la propuesta de redacción del articulado del RD 436/2004 se plantea modificar el hito de potencia instalada para la revisión de las tarifas, primas e incentivos, desde 150 MW —establecido en el RD 436/2004— a 400 MW.

Las expectativas futuras de crecimiento del mercado fotovoltaico son óptimas. A ello contribuye, sin duda, la decisión de numerosos fabricantes a nivel mundial de incrementar su capacidad de producción.

Este es el caso de la compañía americana Hemlock, el mayor productor de silicio, que espera duplicar su producción en el año 2008. Otros ejemplos similares se localizan en China, Alemania y Noruega. Junto a ellos, se cuenta con una fuerte actividad investigadora dentro de la industria fotovoltaica con lo que, de manera conjunta, se espera paliar la escasez de silicio experimentada durante este último año.

En la actualidad, los desarrollos tecnológicos apuntan en la dirección de la nano tecnología y tecnologías de lámina delgada. Estas tecnologías presentan la ventaja de reducir los costes de producción.

Otras innovaciones a destacar son los desarrollos de lo que se ha venido a llamar “polímeros solares”, compuestos químicos que, por sus propiedades, pueden simular el comportamiento de las células fotovoltaicas convencionales.

Los pronósticos a nivel europeo para este sector son sumamente favorables a la vista de las tendencias observadas en los mercados alemán, español e italiano.

En Alemania se espera mantener el ritmo de las instalaciones fotovoltaicas a buen nivel gracias al precio de adquisición de la electricidad, garantizado hasta el año 2007.

Es previsible que, a partir de entonces, se renueve el sistema de incentivos, teniendo en cuenta las inversiones realizadas por el sector. Igualmente, en Italia, las expectativas son buenas a la vista de la decisión adoptada por el gobierno respecto a este sector, que incidirá en una reestructuración y expansión del mismo.

La situación es muy favorable también en España, encontrándose la industria fotovoltaica en pleno proceso de expansión, gracias a la actividad desarrollada, tanto por fabricantes autóctonos de proyección internacional, como por fabricantes foráneos, que ven en nuestro país importantes oportunidades de negocio para su lanzamiento. La actividad empresarial se ve asimismo reforzada por la presencia de numerosos centros tecnológicos y de investigación.

A este respecto, destaca la investigación en tecnologías de concentración solar. Concretamente, se prevé la puesta en marcha en el año 2008, en Puertollano, de un centro pionero a nivel mundial en sistemas de concentración.

La actividad desarrollada en este centro contribuirá a reducir los costes de producción inherentes a esta tecnología, convirtiendo a nuestro país en un referente mundial en energía solar. Asimismo, se cuenta en España con el desarrollo, en fase inicial, de una tecnología innovadora de producción de células solares a partir de proteínas

POTENCIA INSTALADA CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED A FINALES DEL 2005		
Comunidad Autónoma	Nº de Instalaciones	kWp
Andalucía	354	3228
Aragón	28	127
Asturias	37	178
Baleares	11	121
Canarias	83	926
Cantabria	16	90
Castilla-León	394	2.383
Castilla-La Mancha	75	1.406
Cataluña	218	2.338
Comunidad Valenciana	698	5.609
Extremadura	5	18
Galicia	114	937
Madrid	327	2.791
Murcia	369	3.246
Navarra	1.433	10.779
País Vasco	550	3.382
La Rioja	12	69
No regionalizable	0	0
Total	4.724	37.630

Gráfico 24 Potencia instalada con energía solar fotovoltaica conectada a red. Datos provisionales

Fuente de Información: IDAE

La industria fotovoltaica española se encuentra bien representada por fabricantes que, por su dinamismo y calidad tecnológica, ganan posiciones en el ranking mundial, tanto en fabricación de módulos como de células

fotovoltaicas. La fortaleza del mercado fotovoltaico español lleva a considerar a nuestro país como el segundo mercado más atractivo de este sector a nivel mundial, compartiendo posición con Alemania.

Una mayor presencia de la energía solar fotovoltaica en el entorno urbano pasa por superar la barrera de la integración arquitectónica, uno de los mayores retos de la energía solar fotovoltaica para los próximos años, para el que, sin duda, será clave el papel del nuevo Código Técnico de la Edificación, aprobado el pasado 17 de marzo (Real Decreto 314/2006).

La inclusión de la energía solar en el Código Técnico de la Edificación supone una apuesta legislativa muy importante en unas tecnologías que cuentan en España con unos niveles técnicos de diseño y ejecución muy altos, además de contar con una situación privilegiada del recurso solar.

EL IDAE viene tomando parte activa en diferentes tipos de proyectos de energía solar fotovoltaica. De acuerdo con el PER, se plantean para los próximos años como líneas de innovación tecnológica el desarrollo de materia prima, el desarrollo de módulos y la integración arquitectónica.

5 SISTEMAS DE AYUDA EN LA TOMA DE DECISIONES, SU APLICACIÓN EN LOS S.I.G.

En la definición del presente trabajo se estudiarán y ordenarán datos correspondientes a toda el área geográfica de Andalucía y correspondientes a múltiples variables, esto provocará que se genere una base de datos con unas dimensiones de muy difícil manejo si no se dispone de una herramienta adecuada.

Los SIG disponen de potentes funciones para digitalizar los datos geográficos y generar con ellos una base de datos extensa (Bosque Sendra, 1997, Cap.6) y bien organizada que pueden ayudar a obtener los datos que buscamos en el presente trabajo.

Cuando a la complejidad que presenta el manejo de bases de datos de gran tamaño mediante los SIG, se une la necesidad de ordenar de forma adecuada esos mismos datos, se hace necesaria la utilización conjunta de los SIG con alguna técnica como la Evaluación Multicriterio (EMC).

Estas técnicas de EMC se presentan como uno de los procedimientos ideales para el desarrollo de tareas de planificación territorial, habiendo sido ya suficientemente demostradas sus beneficiosas aportaciones (Voogd, 1983; Janssen y Rietveld, 1990; Pereira y Duckstein, 1993; Chuvieco 1993; Barredo, 1996; Malczewski, 1999; Bosque Sendra y García, 2000; Dai et al., 2001) entre otros muchos.

Esta abundancia de trabajos, indican la tendencia de la integración de las técnicas de EMC y SIG tratando de solventar de algún modo las carencias analíticas de los SIG (Gómez Delgado et al 2005). Esta integración ha hecho posible lo que viene llamándose “toma de decisión participativa” mediante la cual, el público puede acceder directamente, por ejemplo a la información

sobre procesos de planificación en sus comunidades y participar con sus opiniones (Thill, 1999:63).

Los sistemas de información geográfica SIG (Gomez Delgado et al 2005) pueden definirse como una tecnología integradora que une varias disciplinas con el objetivo común del análisis, la creación, la adquisición, el almacenamiento, la edición, la transformación, la visualización, la distribución, etc. de información geográfica.

Otra definición, los considera desde el punto de vista de las capacidades que tienen los SIG como, “Un sistema de Hardware, software y procedimientos elaborados para facilitar la obtención, gestión, manipulación, análisis, modelado, representación y salida de datos espacialmente referenciados para resolver problemas complejos de planificación y gestión” (NCGIA, 1990, vol.1, p.1-3).

El uso de sistemas de información geográfica (SIG) ha alcanzado últimamente un gran auge como herramientas de ayuda para la planificación del territorio (Barredo Cano J et al 2005), la localización de ubicaciones óptimas para ubicación de diversas actividades y la localización de instalaciones (Bosque Sendra J. et al 2004), incluso en el ámbito de los servicios, (Moreno y Col 1999 y 2001) han sido utilizados en trabajos de Geomarketing.

Sin embargo este auge no ha sido posible hasta los años 90, el motivo de este hecho, ha sido la dificultad manifiesta para crear y manejar grandes bases de datos, por la inexistencia del software necesario para realizar estas operaciones. No obstante, en estos últimos diez años, se ha desarrollado software muy potentes que permiten manejar bases de datos de gran tamaño, facilitando la aplicación práctica de las teorías desarrolladas en el ámbito de la investigación.

Aún existiendo grandes similitudes entre muchas de las herramientas de software desarrolladas para el manejo de SIG, también existen diferencias entre

ellas que las hacen especialmente aptas en cada caso para un estudio muy particular, así, existen Sistemas de Información Geográfica SIG como ArcGIS que manejan datos en forma Vectorial (puntos y líneas) y otros SIG como IDRISI o ArcWiev que trabajan con datos en formato raster (cuadrículas o pixels).

El modelo de datos vectorial concibe el espacio de modo continuo, cumpliendo los postulados de la geometría euclídea (Cebrian, 1988) de tal manera que la representación de los hechos espaciales del mundo real se realiza de manera más realista que en el modelo raster, debido a que los objetos espaciales se representan de manera explícita.

Con los SIG ha sido posible ordenar por capas cada una de las categorías de datos para ser procesadas adecuadamente y cruzadas con todos los datos en las siguientes fases.

Dentro de los sistemas de Evaluación Multicriterio existen varios métodos para la jerarquización y análisis de la consistencia de los datos, de entre ellos, se ha elegido para su aplicación el Método de Jerarquías Analíticas (MJA), más adelante se describirá de forma pormenorizada la metodología utilizada así como las razones de su elección.

Asimismo, los Métodos de Evaluación Multicriterio son frecuentemente integrados en un SIG para el análisis del emplazamiento óptimo para una actividad, permitiendo la obtención de mapas continuos de aptitud, y proporcionando el marco adecuado para la integración de los distintos factores (medio ambiente, economía y sociedad), que intervienen en la aptitud del suelo para cada uso.

Existen diversas técnicas de evaluación multicriterio aplicables a la evaluación de la aptitud de la tierra para un uso del suelo, entre las cuales la suma lineal ponderada es la más sencilla y la más frecuentemente aplicada (Eastman et al., 1998; Engelen et al., 1999; Jun 2000; Mendoza 1997; Ridgley y Heil 1998; Weerakoon 2002).

Otra técnica de evaluación multicriterio empleada con este propósito es el análisis de punto ideal, en el cual se calculan las distancias de cada alternativa con respecto a un punto ideal, para cada criterio. La mejor alternativa (unidad espacial) será aquella que tenga una menor distancia al punto ideal. Se han desarrollado diversas técnicas que emplean distintas medidas de distancia al punto ideal (Barredo 1996; Carver 1991; Malczewski 1996; Pereira y Duckstein 1993).

Dado que se dispone de múltiples variables que incidirán en la elección de los suelos óptimos, se ha elegido el Método de las Jerarquías Analíticas (*AHP, Analytic Hierarchy Process*) (Banai 1993; Eastman 1995; Jun 2000; Mendoza 1997; Weerakon 2002). Este método representa un problema específico mediante una estructura jerárquica y después establece las prioridades de las alternativas basándose en el juicio del usuario.

CAPITULO.-2

OBJETIVOS, MATERIAL Y
METODOS

6 OBJETIVOS.

España cuenta con magníficos profesionales y estudiosos de la generación eléctrica a través de la tecnología solar fotovoltaica, desde organismos tan prestigiosos como el IES (Instituto de la Energía Solar), CIEMAT, Universidad de Jaén, estupendos ingenieros y matemáticos analizan los parámetros eléctricos y los materiales que pueden mejorar los rendimientos de las actuales células fotovoltaicas, de igual forma otras prestigiosas universidades como la Alcalá de Henares o de Granada en sus departamentos de Geografía estudian sistemas espaciales complejos mediante novedosos sistemas de Información Geográfica.

Si embargo es bastante común que investigadores de los materiales fotovoltaicos desconozcan totalmente los Sistemas de Información Geográfica y a la inversa.

Hace no mucho tiempo, me dirigí por correo electrónico a un magnifico ingeniero al que admiro por sus conocimientos sobre la energía solar fotovoltaica para pedirle opinión sobre cuales cree que son los factores a tener en cuenta para la instalación de una CFCR, proponiéndole en mi correo entre otros, factores de tipo medioambiental, legales, climatológicos y otros, a esta misiva, mi colega me respondió diciendo que no me podía ayudar ya que él, que lleva dedicándose bastante tiempo a estos asuntos, solo tiene en cuenta, en primer lugar los niveles de radiación solar existentes en la zona y en segundo y último lugar, la distancia a las líneas de evacuación.

Puede el lector con este comentario comprender hasta que punto existe un vacío o falta de conexión entre ingenieros y geógrafos para desarrollar instrumentos fiables y sobre todo herramientas que permitan tomar decisiones en la elección de ubicaciones óptimas de algunas instalaciones de tipo deseable.

Es por tanto objetivo del presente trabajo aunar los conocimientos de unos y otros para poder llevar a cabo un estudio completo sobre la determinación de ubicaciones óptimas para la instalación de centrales fotovoltaicas conectadas a red, incluyendo criterios específicos del mundo de la ingeniería como los eléctricos y otros criterios propios de las ciencias ambientales o la geografía como son los climatológicos, ambientales, orográficos y legales.

El objetivo principal del presente trabajo es la definición de un modelo de decisión sobre la capacidad de acogida de suelos para la ubicación de centrales fotovoltaicas conectadas a red, considerando diversos factores.

En este documento no solo se desarrolla un estudio profundo aplicado al territorio de la comunidad andaluza sino que genera un modelo exportable a cualquier otra zona geográfica aún teniendo características totalmente distintas.

Como segundo objetivo y para dar validez a los resultados obtenidos mediante la aplicación del modelo, se lleva a cabo una metodología para la validación del modelo, mediante la aplicación de distintos métodos matemáticos y estadísticos.

Desde el punto de vista operacional, se estructura pues el presente trabajo en tres partes perfectamente diferenciadas, a saber:

- Desarrollo de la base de datos.
- Definición del modelo.
- Validación del modelo.

7 MATERIAL Y MÉTODOS.

7.1 SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA SOLAR (SIG).

Sin la ayuda de herramientas apropiadas para el tratamiento de datos especiales, hubiera sido tremendamente laboriosa y compleja la realización de algunos apartados de la base de datos por el gran número de datos considerados.

Para procesar la información generada como consecuencia del estudio de los 295 municipios de Andalucía que conforman la base de datos necesaria para el desarrollo del presente trabajo y en cada uno de ellos los datos correspondientes a los distintos valores de tipología de suelos, distancias a carreteras, cascos urbanos, niveles de radiación etc., se ha utilizado el software de Sistema de Información Geográfica Arc. View. 3.2 y algunas de sus extensiones.

Tal como se ha comentado en los correspondientes apartados, los valores climatológicos de los municipios considerados en el estudio han sido obtenidos de la base de datos existente en <http://re.jrc.cec.eu.int/pvgis/pv/index.htm>, se trata del proyecto PVGIS financiado por la unión Europea.

El sistema de información geográfica para el sector fotovoltaico (PVGIS), proporciona un compendio de mapas, basados en la radiación solar y proporciona además la producción eléctrica de sistemas fotovoltaicos en Europa, África, y el sudoeste de Asia.

Este SIG forma parte del proyecto SOLAREC que contribuye a la puesta en práctica de la energía renovable en la unión europea como fuente de energía

sostenible, este proyecto ha sido promovido por la Comisión Europea a través del JRC, (Join Research Centre).

Para el desarrollo de la segunda fase “Definición del modelo” se ha utilizando el programa informático ArcView 3.2. y la extensión Spatial Analyst que engloba la herramienta Model Builder, mediante la cual se pueden obtener las capas debidamente jerarquizadas.

A partir de la extensión Model Builder se puede estudiar la relación entre distintas capas de información que ocupan el mismo espacio geográfico.

7.2 PARAMETROS DEL GENERADOR

Un generador fotovoltaico representado por una célula o conjunto de células asociadas en serie y paralelo para alcanzar los valores deseados de tensión e intensidad, se puede caracterizar por un circuito equivalente y por una curva I-V que variará en función de unas condiciones específicas ambientales, tal como la irradiancia recibida y la temperatura a que están sometidos los generadores.

El comportamiento eléctrico de la célula viene determinado por la expresión:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{mv_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad \text{Ecuación 1}$$

donde:

$-I_L, I_0, m, R_s$ y R_p son parámetros característicos para el módulo o célula Fotovoltaica.

- I_L es la corriente foto generada en Amperios.

- I_0 es la corriente inversa de saturación del diodo en Amperios

- m es el factor de idealidad del diodo.

- R_s es la resistencia en serie, en Ohmios.

- R_p es la resistencia en paralelo en Ohmios

- V_t es el voltaje térmico kT/q , siendo K la constante de Boltzman, para un $k=1.3854 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$, T es la temperatura del dispositivo (K) y “ q ” la carga del electrón, $q=1.6021 \times 10^{-19} \text{ C}$

Esta expresión no obstante a pesar de representar de forma exacta el funcionamiento de la célula, sin embargo no puede utilizarse directamente dado que algunos de los parámetros que intervienen son difíciles de conocer por no tener medida directa como es el caso de I_L , I_0 .

Por esta razón es conveniente utilizar otros métodos cuya utilización requiera exclusivamente de los parámetros conocidos, bien sea por ser suministrados por el fabricante de los módulos (características eléctricas de los módulos en condiciones estándar) bien por datos meteorológicos (temperatura y radiación incidente) suministrados por los distintos organismos encargados de controlar estos parámetros.

La tensión e intensidad de salida del módulo dependerá del tipo de conexionado interior del mismo, de forma que para el caso de que todas las células sean de iguales características, la corriente generada por un módulo sería igual a la corriente generada por un célula multiplicada por el número de células en paralelo y el voltaje sería igual al voltaje de la célula multiplicado por el número de células en serie:

$$I_{\text{mod}} = I_c x N_p$$

$$V_{\text{mod}} = V_c x N_s$$

Ecuación 2

Siendo:

N_p y **N_s** es el número de células en paralelo y en serie que contiene el módulo respectivamente.

Por lo que teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores podemos obtener la curva característica de un módulo fotovoltaico mediante la siguiente expresión:

$$I = N_p \left(I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V / N_s + I R_s / N_p}{m v_t} \right) - 1 \right] - \frac{V / N_s + I R_s / N_p}{R_p} \right)$$

Ecuación 3

7.2.1 CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS DEL GENERADOR

Del estudio de las ecuaciones anteriores se desprende que la ecuación 1 se puede transformar en la siguiente ecuación.

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I R_s}{m v_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p}$$

Ecuación 4

$$I = I_{SC} - I_0 \exp \frac{V + I R_s}{V_t}$$

Ecuación 5

que haciendo I=0 conduce a la tensión de circuito abierto expresada en la siguiente expresión:

$$V_{oc} = V_t \ln \frac{I_{SC}}{I_0}$$

Ecuación 6

de donde:

$$I_0 = I_{SC} \exp\left(-\frac{V_{OC}}{V_t}\right) \quad \text{Ecuación 7}$$

y sustituyendo la ecuación 7 en la ecuación 5 tendremos:

$$I = I_{SC} \left(1 - \exp\left(-\frac{V - V_{OC} + IR_s}{V_t}\right) \right) \quad \text{Ecuación 8}$$

Esta última expresión resulta de gran utilidad ya que los valores de los parámetros que contiene son fáciles de obtener.

7.2.2 CONDICIONES ESTÁNDAR Y TONC

Las características eléctricas estándar del generador son aquellas que nos vienen dadas por el fabricante y que serán al fin las que se utilicen para el dimensionado de la CFCR

Estas características estándar de tipo universal son las siguientes:

Condiciones estándar de Medida STC:

- Irradiancia.....1000 W/m²
- Espectro solar.....AM 1,5G (incidencia normal)
- Temperatura de célula.....25 °C.

Condiciones estándar de operación:

- Irradiancia.....800 W/m²
- Espectro solar.....AM1,5G (incidencia normal)
- Temperatura ambiente.....20 °C.
- Velocidad del viento.....1 m/sg.

Teniendo en cuenta que la temperatura alcanzada por las células en las condiciones estándar de operación se denomina temperatura de operación nominal, TONC.

7.2.3 DETERMINACIÓN DEL RATIO DE RENDIMIENTO.

Aunque no es el tema principal de este trabajo, si se darán las variables que pueden determinar el *Performance Ratio* o rendimiento global del sistema por ser la característica que necesitará conocer en primer lugar el promotor de una CFCR para una primera toma de decisión sobre la viabilidad de la inversión.

En un primer avance simplista, se puede decir que el rendimiento global del sistema vendrá definido por la generación bruta de energía menos las perdidas, por tanto lo asociaremos a una medida de rendimiento asociada a la siguiente expresión:

$$\eta_{PR} = \frac{P_{no\ min\ al}}{P_{obtenida}} \text{ en(\%)}$$

Ecuación 9

Dado que la potencia nominal será la determinada por el inversor, en adelante trataremos de encontrar las diferentes pérdidas que se producen en el sistema de forma que una vez conocidos estos datos, el conocimiento del *Performance Ratio* será inmediato.

Existen algunos trabajos publicados (M.A. Abella et al, 2006) que analizan este fenómeno en profundidad, llegando a la conclusión de que este ratio tiene una gran variabilidad en función de los componentes que se incluyan y de la forma que tenga el sistema, así pues, el tipo de pérdidas que se pueden dar básicamente son las que se relacionan en la siguiente tabla:

TIPO DE PERDIDAS				
CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	EN CONTINUA	EN ALTERNA	LUGAR	EQUIPOS
Mismatch L_M	Ohmicas DC $L_{OHM,DC}$	Ohmicas AC $L_{cableado,AC}$	Polvo y suciedad L_{PS}	Rendimiento Inversor η_{inv}
Sombreado L_{somb}	Angulares y espectrales L_{AS}	Transformadores		Seguimiento L_{SPMP}
	Potencia Nominal Generador L_{PN}			

Tabla 2 Tipos de pérdidas en una CFCR

Si sumamos los valores de todas estas pérdidas y se las restamos a la potencia P_m obtenida por el generador tendremos realmente la potencia neta que se inyectará a red que es el valor que interesa en este estudio.

En una primera aproximación, tendremos en cuenta todas las pérdidas que se dan en la parte de continua, y que restadas a la potencia del generador nos dará la potencia disponible a la salida del generador FV, P_{DC} y por tanto se obtiene:

$$L_{DC} = 1 - \prod (1 - L_{i,DC}) \quad \text{Ecuación 10}$$

$$P_{DC} = P_m(1 - L_{DC})$$

Ecuación 11

Las pérdidas originadas por el rendimiento del inversor como consecuencia del seguimiento del punto de máxima potencia η_{SPMP} pueden determinarse mediante la siguiente expresión:

$$L_{SPMP} = 1 - \eta_{SPMP}$$

Ecuación 12

La potencia en corriente continua a entrada del inversor por tanto, será la obtenida por el generador, minorada en las pérdidas por seguimiento del inversor del PMP expresado mediante la siguiente expresión:

$$P_{DC, SMP} = P_{DC} \eta_{SPMP} = P_{DC}(1 - L_{SPMP})$$

Ecuación 13

Una vez tenemos determinadas las pérdidas en la parte de continua, necesitamos evaluar las pérdidas en la parte de alterna por lo que el primer elemento de importancia que nos encontramos es el inversor y que necesitamos evaluar, en este elemento tenemos un valor importante a tener en cuenta como es el rendimiento, el valor de la potencia en alterna del inversor viene dado por:

$$P_{AC} = P_{DC, MPP} \eta_{SPMP}$$

Ecuación 14

Otro elemento importante en la zona de alterna es el cableado, por lo que habrá que tener en cuenta las pérdidas ohmicas $L_{ohm,AC}$, de forma que la potencia neta para inyectar a la red una vez tenida en cuenta esta variable será:

$$P_{ohm,AC} = P_{AC} (1 - L_{ohm,AC}) \quad \text{Ecuación 15}$$

Existen otro tipo de pérdidas como el sombreado del generador, perdidas en caso de conexión a redes de media tensión de los transformadores por trabajo en vacío durante la noche, perdidas en los diodos de paneles, temperatura, etc., de forma que la potencia resultante será:

$$P_{red} = P_{AC,ohm} (1 - L_{somb}) (1 - L_{otros}) \quad \text{Ecuación 16}$$

A modo orientativo, se describen algunos de los efectos estimados con la denominación de otros, por ejemplo la perdidas por temperatura que como se sabe tienen un efecto inversamente proporcional al rendimiento del generador en un orden de 4 % por cada 10 °C que aumente la temperatura de la célula con respecto a la temperatura de referencia (25 °C) y que vendrá determinado por la siguiente expresión:

$$L_{temp} = 1 - \frac{E_m}{\frac{P_m^*}{G^*} G_a(\alpha, \beta)} \quad \text{Ecuación 17}$$

donde:

- E_m es la energía integrada anual en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.
- $G_{a(\alpha,\beta)}$ Irradiación integrada anual incidente en el plano del generador FV.

$$E_m = \sum_{\text{año}} P_m \quad \text{Ecuación 18}$$

$$G_a(\alpha, \beta) = \sum_{\text{año}} G_h(\alpha, \beta) \quad \text{Ecuación 19}$$

Siendo a su vez $G_{h(\alpha,\beta)}$ los valores horarios de irradiancia en el plano del generador.

Las pérdidas por rendimiento del inversor se estiman según la siguiente ecuación:

$$L_{\eta_{inv}} = 1 - \frac{E_{AC}}{E_{DC,SPMP}} \quad \text{Ecuación 20}$$

Siendo:

- $E_{DC,SPMP}$ la energía integrada anual a la entrada del inversor.

- E_{AC} la energía en corriente alterna integrada anual incidente a la salida del inversor expresadas como:

$$E_{DC,SPMP} = \sum_{\text{año}} P_{DC,SPMP} \quad \text{Ecuación 21}$$

$$E_{AC} = \sum_{\text{año}} P_{AC}$$

Ecuación 22

7.3 ANÁLISIS DE DATOS METEREOLÓGICOS

7.3.1 MODELO SOLAR PARA EL CÁLCULO DE RADIACIÓN SOLAR

Ante la dificultad de obtención de datos sobre años climatológicos tipo para Andalucía, que puedan servir de referencia en los siguientes cálculos, se ha utilizado la base de datos existente en <http://re.jrc.cec.eu.int/pvgis/pv/index.htm>, se trata del proyecto PVGIS financiado por la unión Europea y cuyo equipo de trabajo tiene una gran solvencia científica (Ewan D. Dunlop et al, 2006).

El sistema de información geográfica para el sector fotovoltaico (PVGIS), proporciona un compendio de mapas, basados en la radiación solar y proporciona además la producción eléctrica de sistemas fotovoltaicos en Europa, África, y el sudoeste de Asia.

Este SIG forma parte del proyecto SOLAREC que contribuye a la puesta en práctica de la energía renovable en la unión europea como fuente de energía sostenible, este proyecto ha sido promovido por la Comisión Europea a través del JRC, (Join Research Centre).

El modelo de r.sun se aplica en Grass GIS usando el lenguaje de programación C, trabaja en dos modos, en el modo 1 por tiempo instantáneo, calcula los mapas de los componentes seleccionados, irradiación directa, difusa

y albedo [$W./m^2$] y del ángulo solar incidente [grados], en el modo 2, con la suma diaria de la irradiación solar [Wh./m²] y la duración de la irradiación directa [minutos], los mapas se calculan mediante la integración de los valores de irradiancia, que a su vez se calculan en un periodo de tiempo desde la salida hasta la puesta de sol.

Además de la irradiancia de cielo claro, el modelo puede calcular valores de cielo cubiertos a condición de que se defina el índice del cielo claro. El modelo considera una obstrucción del cielo por las características locales del terreno usando un parámetro de sombreado opcional. Si se decide sombrear por los efectos de áreas montañosas puede dar lugar a una disminución dramática de los valores de la radiación especialmente en las altitudes bajas del sol.

El modelo requiere solamente la elevación obligatoria de algunos parámetros de la entrada sobre nivel del mar, pendiente y aspecto del terreno o superficie, número del día (por el modo 2), y un tiempo solar local (para el modo 1).

Los otros parámetros de entrada se procesan internamente (declinación solar), también los valores se pueden eliminar por los ajustes explícitamente definidos al conocerse las necesidades específicas del usuario: turbiedad atmosférica, índice de albedo, radiación directa y componentes difusos del índice del cielo claro, paso del tiempo usado para el cálculo de la irradiación de todo el día (desde la salida hasta la puesta del sol) y del muestreo en la cual la visibilidad de una célula se evalúa.

7.3.2 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN

RADIACIÓN DIRECTA

La producción de una instalación fotovoltaica ubicada en (Wei Tian et al, 2006) el campo es función de la orientación en que se colocan los paneles, la irradiancia recibida total, la irradiancia espectral, la velocidad del viento, la temperatura del aire, y de las pérdidas relacionadas al sistema.

En áreas urbanas, la atenuación de la radiación solar debido a la contaminación atmosférica es obvia, y el contenido espectral solar también es función de la contaminación. La temperatura del aire urbano es más alta que en el campo circundante, y la velocidad del viento en áreas urbanas es generalmente menor que en áreas rurales. Está demostrado que la amortiguación de la radiación solar en el ambiente urbano es la razón principal de la disminución del rendimiento de un módulo fotovoltaico. La eficacia urbana de un módulo fotovoltaico es más alta que la del sistema urbano porque la temperatura del módulo FV en las áreas urbanas es levemente más alta que en las áreas rurales.

Fuera de la atmósfera, la irradiancia directa, también conocida como la constante solar (I_0), es igual a 1.367 W.m^{-2} . La órbita de la tierra es ligeramente excéntrica y la distancia del Sol a la Tierra varía levemente a lo largo del año. Por lo tanto, un factor de la corrección ε a tener en cuenta, es la variación de la distancia solar, esta variable se aplica en el cálculo de la normal extraterrestre de G_0 de la irradiancia directa solar [W.m^{-2}]:

$$G_0 = I_0 \varepsilon$$

Ecuación 23

donde:

$$\varepsilon = 1 + 0,03344 \cos(j - 0,048869) \quad \text{Ecuación 24}$$

siendo j el ángulo del día en radianes:

$$j = \frac{2\pi j}{365,25} \quad \text{Ecuación 25}$$

y j es el número del día que varía a partir del 1 de enero al 365 (366) 31 diciembre.

La irradiancia normal directa solar B_{oc} [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$], es atenuada por la atmósfera despejada, y se calculada como sigue:

$$B_{oc} = G_0^{-0,8662 \cdot T_{LK} \cdot m \cdot \delta_R(m)} \quad \text{Ecuación 26}$$

El término $-0.8662 T_{LK}$ es el factor atmosférico de la turbiedad de Linke para una masa de aire 2 (Kasten F. 1996). El parámetro m en la ecuación es la masa de aire óptica relativa [-] calculada usando la fórmula (Kasten et al ,1989)

$$m = \frac{\frac{p}{p_0}}{\left(\operatorname{sen} h_0^{\operatorname{ref}} + 0,50572(h_0^{\operatorname{ref}} + 6,07995)^{-1,6364}\right)} \quad \text{Ecuación 27}$$

donde h_0 es la altitud solar (ángulo entre el sol y el horizonte) en grados corregida por el componente atmosférico de la refracción Δh_0 donde:

$$\Delta h_0 = 0,061359(0,1594 + 1,123h_0 + 0,065656h_0^2) / (1 + 289344h_0 + 277,3971h_0^2)$$

Ecuación 28

$$h_0 = h_0 + \Delta h_0 \quad \text{Ecuación 29}$$

El p/p_0 es la componente en la ecuación 36 para la corrección de la elevación dada z [m]:

$$\frac{p}{p_0} = \exp\left(\frac{-z}{8434,5}\right) \quad \text{Ecuación 30}$$

El parámetro $\delta_R(m)$ está relacionado con la masa de aire m y está calculado según la fórmula (Kasten et al, 1996) siguiente:

Para $m \leq 20$:

$$\delta_R(m) = \frac{1}{(6,6296 + 1,7513m - 0,1202m^2 + 0,0065m^3 - 0,00013m^4)}$$

Ecuación 31

para $m > 20$

$$\delta_R(m) = \frac{1}{(10,4 + 0,718m)}$$

Ecuación 32

La irradiancia en una superficie horizontal B_{hc} [$W.m^{-2}$] se calcula como:

$$B_{hc} = B_{0c} \cdot \text{sen} h_0$$

Ecuación 33

Donde h_0 es el ángulo solar de la altitud.

La irradiancia en una superficie inclinada B_{ic} [$W.m^{-2}$] se calcula como:

$$B_{ic} = B_{hc} \cdot \text{sen} \delta_{\text{exp}}$$

Ecuación 34

O también como:

$$B_{ic} = B_{hc} \frac{\sin \delta_{exp}}{\sin h_0}$$

Ecuación 35

donde δ_{exp} es el ángulo solar de la incidencia medido entre el sol y una superficie inclinada.

RADIACIÓN DIFUSA

Para cielos nublados, la irradiación difusa aumenta y la irradiación directa disminuye.

La valoración del componente difuso en una superficie horizontal de la D_{hc} [$W \cdot m^{-2}$] es el resultado del producto de la irradiancia extraterrestre normal G_0 , un factor de radiación difusa T_n función de transmisión en el factor T_{LK} de la turbiedad de Linke, y función solar difusa F de la altitud dependiente solamente de la altitud solar h_0 (Scharmer and Greif 2000):

$$D_{hc} = G_0 T_n(T_{LK}) F_d(h_0)$$

Ecuación 36

La estimación de la función de transmisión $T_n(T_{LK})$ da una irradiancia difusa teórica en una superficie horizontal con el sol situado en la vertical para el factor de la turbiedad de Linke de la masa de aire 2.

Se utiliza la siguiente expresión polinómica de segundo orden:

$$T_n(T_{LK}) = -0,015843 + 0,030543T_{LK} + 0,0003797T_{LK}^2 \quad \text{Ecuación 37}$$

Se evalúa la función solar de la altitud usando la expresión:

$$E_d(h_0) = A_1 + A_2 \operatorname{sen} h_0 + A_3 \operatorname{sen}^2 h_0 \quad \text{Ecuación 38}$$

donde los valores de los coeficientes A_1 , A_2 y A_3 solamente dependen de Turbiedad de Linke T_{LK} definida en las expresiones siguientes:

$$A_1 = 0,26463 - 0,061581T_{LK} + 0,0031408T_{LK}^2 \quad \text{Ecuación 39}$$

$$A_1 = \frac{0,0022}{T_n(T_{LK})} \quad \text{si } A_1 \cdot T_n(T_{LK}) \leq 0,0022$$

$$A_1 = A_1' \quad \text{si } A_1 \cdot T_n(T_{LK}) \geq 0,0022$$

$$A_2 = 2,04020 + 0,18945T_{LK} - 0,011161T_{LK}^2$$

$$A_3 = 1,3025 + 0,039231T_{LK} + 0,0085079T_{LK}^2$$

El modelo para estimar la irradiancia difusa en un plano inclinado de la superficie D [W.m^{-2}] distingue entre las zonas soleadas y superficies sombreadas. Las ecuaciones son las siguientes (Muneer, 1990):

a) para zonas soleadas y cielo no cubierto (h_0 en radianes):

si $h_0 \geq 0,1$ (i.e.5,7°)

$$D_{ic} = D_{hc} \frac{F(\gamma N)(1-K_b) + K_b \text{sen} \delta_{\text{exp}}}{\text{sen} h_0} \quad \text{Ecuación 40}$$

si $h_0 < 0,1$

$$D_{ic} = D_{hc} \frac{F(\gamma N)(1-K_b) + K_b \text{sen} \gamma N \cos A_{LN}}{(0,1 - 0,008 h_0)} \quad \text{Ecuación 41}$$

donde:

$$A_{LN} = A_0 - A_N \quad \text{Ecuación 42}$$

$$A_{LN} = A_{LN}^* \text{ if } -\pi \leq A_{LN}^* \leq \pi$$

$$A_{LN} = A_{LN}^* - 2\pi \text{ if } A_{LN}^* \geq \pi$$

$$A_{LN} = A_{LN}^* + 2\pi f A_{LN}^* \leq -\pi$$

b) para superficies en sombra ($\delta_{exp} < 0$ y $h_0 \geq 0$):

$$D_{ic} = D_{hc} F(\gamma_N) \quad \text{Ecuación 43}$$

donde $F(\gamma_N)$ es una función contable para la irradiancia difusa que puede calcularse con la siguiente ecuación (γ_N en radianes):

$$F(\gamma_N) = r_i(\gamma_N) + \left(\text{sen } \gamma_N - \gamma_N \cos \gamma_N - \pi \text{sen}^2(\gamma_N / 2) \right) N \quad \text{Ecuación 44}$$

donde $r_i(\gamma_N)$ es una fracción de la bóveda de cielo vista por una superficie inclinada [adimensional]:

$$r_i(\gamma_N) = \frac{(1 + \cos \gamma_N)}{2} \quad \text{Ecuación 45}$$

y el valor de N para superficies en sombra es 0.25227. Para cielo abierto las superficies bajo cielo claro se calcula el término N como:

$$N = 0,00263 - 0,712K_b - 0,6883K_b^2 \quad \text{Ecuación 46}$$

El factor K_b es una medida de la cantidad de irradiancia disponible (proporción entre la irradiancia directa y la irradiancia solar extraterrestre en una superficie horizontal):

$$K_b = \frac{B_{hc}}{G_{oh}} \quad \text{Ecuación 47}$$

donde G_{oh} [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$] se calcula como:

$$G_{oh} = G_{oh} \text{sen} h_0 \quad \text{Ecuación 48}$$

RADIACIÓN REFLEJADA POR LA TIERRA (ALBEDO)

La estimación de la irradiancia reflejada por el suelo para superficies inclinadas. (R_i) responde a una función isotrópica. La irradiancia reflejada por el suelo en una superficie inclinada [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$] es proporcional al valor G_{hc} de la irradiancia horizontal global, al albedo mas desfavorable ρ_g y una fracción de la tierra vista por una superficie inclinada $r_g(\gamma_N)$ (Muneer T. 1997):

$$R_i = \rho_g G_{hc} r_g(\gamma_N) \quad \text{Ecuación 49}$$

donde:

$$r_g(\gamma N) = \frac{(1 - \cos \gamma N)}{2}$$

Ecuación 50

y la irradiancia global en una superficie horizontal G_{hc} [$W.m^{-2}$] se da como una suma de la componente directa y la componente difusa:

$$G_{hc} = B_{hc} + D_{hc}$$

Ecuación 51

Existen tablas para los valores típicos de albedo (Scharmer y Greif, 2000) para una variedad de superficies.

En general los valores oscilan entre 0.2 y 0.15 como los que se utilizan habitualmente

POSICIÓN DEL SOL

La posición del sol con respecto a la superficie horizontal se da por dos coordenadas:

-Altitud solar h_0 (ángulo entre la trayectoria del sol y una superficie horizontal)

- Acimut solar A_0 (ángulo horizontal entre el sol y el meridiano), se calcula como sigue (Krcho, 1990):

$$\text{sen} h_0 = C_{31} \cos T + C_{33}$$

Ecuación 52

$$\cos A_0 = \frac{(C_{11} \cos T + C_{13})}{\left((C_{22} \sin T)^2 + (C_{11} \cos T + C_{13})^2 \right)^{\frac{1}{2}}} \quad \text{Ecuación 53}$$

donde:

$$C_{11} = \sin \varphi \cos \delta \quad \text{Ecuación 54}$$

$$C_{13} = \cos \varphi \sin \delta$$

$$C_{22} = \cos \delta$$

$$C_{31} = \cos \delta \cos \varphi$$

$$C_{33} = \sin \varphi \sin \delta$$

La declinación del sol δ [rad] se calcula (Gruter J.W. 1984):

$$\delta = \arcsen\left(0,3978 \sin(j' - 1,4 + 0,0355 \sin(j' - 0,0489))\right) \quad \text{Ecuación 55}$$

donde el cálculo del ángulo j del día ' [radianes] .

El ángulo T [rad] de la hora se calcula a partir del tiempo solar local t expresado en horas decimales como:

$$T = 0,261799(t - 12)$$

Ecuación 56

La posición del sol con respecto a una superficie inclinada (ángulo solar de incidencia) es definida por el ángulo δ_{exp} (Krcho, 1990) Si una superficie inclinada es definida por el ángulo de inclinación γ_N y el acimut A_N (ángulo entre la proyección normal en la superficie horizontal y el este) entonces:

$$\text{sen} \delta_{\text{exp}} = C_{31} \cos(T - \lambda) + C_{33}$$

Ecuación 57

donde:

$$C_{31} = \cos \varphi \cos \delta'$$

Ecuación 58

$$C_{33} = \text{sen} \delta' \text{sen} \varphi$$

Ecuación 59

y:

$$\text{sen} \varphi' = \cos \varphi \text{sen} \gamma_N \cos A_N + \text{sen} \varphi \cos \gamma_N$$

Ecuación 60

$$\text{tg} \lambda = \frac{(\text{sen} \gamma_N \text{sen} A_N)}{(\text{sen} \varphi \text{sen} \gamma_N \cos A_N + \cos \varphi \cos \gamma_N)}$$

Ecuación 61

El ángulo de la hora de salida/puesta del sol sobre una superficie horizontal T se puede entonces calcular como:

$$\cos T_h^{r,s} = -C_{33} / C_{31} \quad \text{Ecuación 62}$$

El ángulo de la hora de salida/puesta del sol sobre una superficie inclinada T se puede calcular por analogía:

$$\cos(T_i^{r,s} - \lambda) = -C_{33} / C_{31} \quad \text{Ecuación 63}$$

CÁLCULO DE LA RADIACIÓN REAL

La irradiancia es calculada con mapas del cielo claro con el uso de un factor que da parámetros de atenuación de la cubierta de la nube. Los ejemplos de cálculos explícitos de este parámetro se pueden encontrar en Becker 2001, Kitler y Mikler 1986. Sin embargo, la observación de la nubosidad por una rutina meteorológica del servicio es generalmente propensa a los errores subjetivos y no describe suficientemente la naturaleza física y el patrón espacial-temporal dinámico de diversos tipos de cubierta de la nube. Por lo tanto, tiene que ser utilizado un parámetro más simple. Las soluciones para las superficies horizontales e inclinadas son levemente diferentes. El nivel de irradiancia global en una superficie horizontal se condiciona G_h que G_{hc} valor de radiación del cielo claro se multiplique por el índice k_c del cielo claro (Beyer et al 1996, Rigollier et al. 2001):

$$G_h - G_{hc} k_c$$

Ecuación 64

El índice k_c representa la transmisión atmosférica expresada como cociente entre la radiación global horizontal y las condiciones del claro-cielo.

Para un sistema de estaciones meteorológicas de tierra, el índice del cielo claro se puede calcular por valores de la radiación global del cielo claro G_{hc} :

$$k_c = \frac{G_{hs}}{G_{hc}}$$

Ecuación 65

Como alternativa, k_c se puede derivar también de otros datos climatológicos (Kasten et al 1980).

Los mapas de k_c se deben entonces derivar por la interpolación espacial k_c se puede calcular directamente como mapa de la irradiancia en la superficie de onda corta medido por los satélites. Este método se basa en la complementariedad entre el albedo planetario registrado por el radiómetro y el flujo radiante superficial (Cano et al 1986, Beyer et al 1996, Hammer et al 1998).

Calcular la irradiancia global para *las superficies inclinadas*, G_i la D_h difusa y los componentes B_h de la radiación global y del índice k_c del cielo claro tienen que tratarse por separado como se especifica en las siguientes ecuaciones:

$$D_h = D_{hc} k^d_c$$

Ecuación 66

$$B_h = B_{hc} k^b_c$$

Ecuación 67

El cociente de radiación difusa y la radiación global D_h/G_h para los cielos claros y cubiertos cambia según la nubosidad. En Europa los valores de D_h / G_h están normalmente en el intervalo 0.3-1.0 (Kasten y Czeplak et al 1980) Los procesos físicos subyacentes son complicados y representados solamente por las ecuaciones empíricas (Scharmer y Greif, 2000, Kasten y Czeplak el at o 80, Hrvol' 1991). Sin embargo, para muchas estaciones meteorológicas, además de la radiación global horizontal G_{hs} , el componente difuso D_{hs} se mide o se calcula por la nubosidad del sol o de otros datos climatológicos. El mapa de G_{hs} y de D_{hs} se puede derivar de los valores del punto por la interpolación espacial. Consecuentemente, los mapas de componentes difusos y del índice del cielo claro pueden ser calculados:

$$D_h = G_h D_{hs} / G_{hs}$$

Ecuación 68

$$B_h = G_h - D_h$$

Ecuación 69

$$k^d_c = D_h / D_{hc}$$

Ecuación 70

$$k_c^b = \frac{B_h}{B_{hc}}$$

Ecuación 71

donde el subíndice s se aplica para distinguir los datos medidos en las estaciones meteorológicas de B_{hs} y de D_{hs} de los valores estimados B_h , y D_h .

7.3.3 NIVELES DE IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL

Si tenemos en cuenta que los datos de partida que tenemos para poder calcular el potencial de producción eléctrica, es la superficie útil, interesa conocer los niveles de irradiación global sobre superficie horizontal disponibles en cada zona. Para ello se han obtenido dichos niveles de la base de datos PVGIS .

La base de datos de la radiación solar se ha desarrollado con los datos climatológicos homogeneizados para Europa y disponibles en el atlas solar europeo de radiación, usando el modelo de r.sun y las técnicas de la interpolación s.vol.rst y s.surf.rst.

El algoritmo modelo estima los componentes, difusos y reflejado con cielo claro y de la irradiación directa, irradiación global en superficies horizontales o inclinadas. También son estimadas las posibles sombras por montañas cercanas en función de la altitud del lugar considerado.

La irradiación diaria total [Wh.m^{-2}] es obtenida por la integración de los valores de irradiación [W.m^{-2}] calculados en intervalos regulares de tiempo durante el día.

La base de datos está compuesta por mapas que representan doce promedios mensuales y un promedio anual de sumas diarias de irradiación global para las superficies horizontales, así como planos inclinados en ángulos de 15, 25, y 40 grados. Además de los datos anteriores, en los mapas se ha

considerado la irradiación con cielo claro, la turbiedad de Linke, y el cociente D/G. La siguiente figura describe la metodología para la obtención de datos.

Pasos para el cálculo

1. Cálculo de la irradiación global con cielo claro en una superficie horizontal.
2. Cálculo e interpolación espacial del índice del cielo claro y cómputo de los mapas de irradiación global en una superficie horizontal.
3. Cómputo de los componentes difusos y de la irradiación globales con cielos cubiertos y de la irradiación global en superficies inclinadas.
4. Comparación de la exactitud con ESRA e interpolación de mapas.

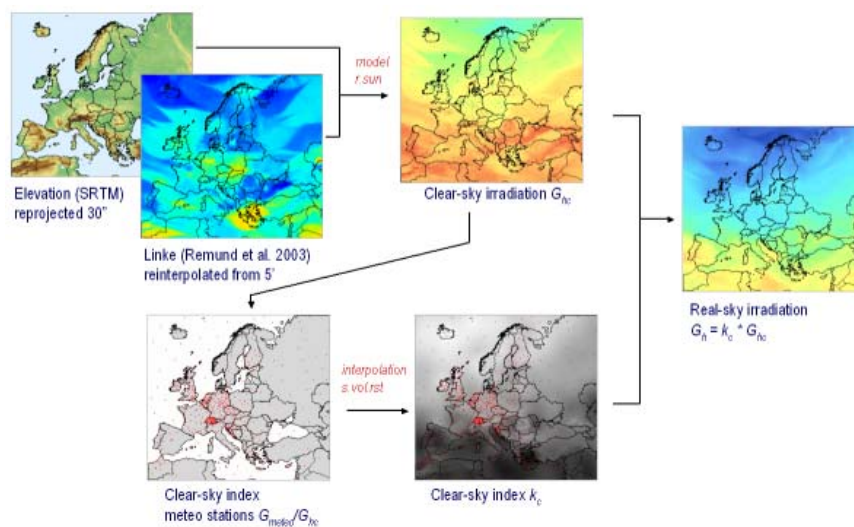


Gráfico 25 Esquema de cálculo para la irradiación Global Horizontal.

El modelo de cielo claro de ESRA es de gran utilidad para la evaluación de la radiación solar a partir de imágenes de satélite (J.Polo, 2006). Un modelo de cielo claro es básicamente una parametrización para estimar la radiación solar integrada en todo el espectro en un día completamente despejado. Para días cubiertos o parcialmente cubiertos, la estimación de la radiación solar por

métodos físicos resulta muy compleja, ya que requiere un profundo conocimiento de la morfología de la cubierta nubosa.

El modelo de ESRA (European Solar Radiación Atlas) es una parametrización que solo requiere como variable a determinar, el factor de turbiedad de Linke, que debe ser medido de forma experimental.

7.3.4 TEMPERATURAS MEDIAS

Por la incidencia negativa que tiene la temperatura en los valores de rendimiento y por tanto de capacidad de producción de las células de silicio (Estefanía Caamaño et al, 1998), se ha estimado conveniente incluir los valores de temperaturas medias de las zonas de estudio.

Será interesante analizar la idoneidad en la elección del suelo no solo en función de los niveles de Irradiación Horizontal, sino también en función de la temperatura media anual, ya que será recomendable la elección de una zona con buenos niveles de Irradiación Horizontal, pero con temperaturas medias o lo mas bajas posible.

Es inmediato deducir la importancia de la temperatura al observar la ecuación de la potencia en el punto de máxima potencia de un generador fotovoltaico. (M.A.Abella et al, 2006).

$$P_m = P_m^* \frac{G}{G^*} [1 - \delta(T_c - T_c^*)] \quad \text{Ecuación 72}$$

donde:

$$T_c = T_a + \left(\frac{(TONC - 20)}{800} \right) G$$

Ecuación 73

Siendo:

- G la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico.
- T_c la temperatura de la célula.
- T_a la temperatura ambiente.
- P_m la potencia en el punto de máxima potencia del generador Fotovoltaico.
- P_m^\square la potencia nominal en condiciones estándar, STC.
- TONC la temperatura nominal de operación.
- δ el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia, dada por la ecuación siguiente:

$$\delta = \frac{1}{qV_m} \left(\frac{qV_m - E_g}{T} - \gamma mk \right)$$

Ecuación 74

Siendo:

- E_g la energía del GAP.

- m factor de idealidad del diodo en la ecuación que representa la curva IV.

En caso de utilización de paneles de silicio, ampliamente extendidos y probados, los valores típicos para este material serian:

$$\delta = 4,41 \times 10^3 \text{ } ^\circ C$$

$$T_c = 300 \text{ } ^\circ K, m = 1, kT_c = 26meV, V_{DC} = 0.65V, V_m = 0.55V$$

$$V_m = 0.55V, E_g 1.1eV, \gamma = 3$$

Otros textos (Estefanía Caamaño et al, 1998) también han dado mucha importancia a la repercusión de la temperatura en la producción de una CFCR, definiendo el Factor de Temperatura (FT), como un factor que cuantifica el efecto producido por la temperatura de operación de las células, sobre la energía producida por el generador en un tiempo determinado, τ mediante la siguiente ecuación:

$$FT = \frac{E_{DC}(G_{inc}, T_c)}{E_{DC}(G_{inc}, T_{c,ref})} \Big|_{\tau} = \left(\frac{\int_{\tau} P_m(I_{inc}, T_c, t) \cdot dt}{\int_{\tau} P_m(I_{inc}, T_{c,ref}, t) \cdot dt} \right) \quad \text{Ecuación 75}$$

De una forma mas simplificada se puede expresar como

$$FT = 1 - \gamma(TOE - T_{c,ref}) \quad \text{Ecuación 76}$$

donde TOE es la Temperatura de operación Equivalente del Generador en el periodo considerado, ponderada por la irradiancia incidente.

$$TOE = \frac{\int_{\tau} T_c(t) \cdot I_{inc}(t) \cdot dt}{\int_{\tau} I_{inc}(t) \cdot dt} \quad \text{Ecuación 77}$$

7.4 MODELO DEFINICIÓN Y ESTRUCTURA.

El Gráfico 26 Diagrama de flujo en la determinación del modelo de decisión (Barredo 1996) resulta auto explicativa sobre el procedimiento seguido para la obtención de nuestro modelo.

En este caso se trata de un sistema de Evaluación Multicriterio con un solo objetivo y varios criterios. Tal como queda reflejado en dicha figura, en primer lugar se ha determinado el objetivo a conseguir, para a continuación establecer los criterios y factores, tanto los que tendrán una importancia relativa como aquellos que desempeñan una función limitante. El siguiente paso ha sido definir la metodología adecuada para asignar los pesos a cada criterio y factor.

Una vez obtenidos estos pesos, se han introducido en un Sistema de Información Geográfica, utilizando el programa informático ArcView 3.2. y la extensión Spatial Analyst que engloba la herramienta Model Builder, mediante la cual se pueden obtener las capas debidamente jerarquizadas.

A partir de la extensión Model Builder se puede estudiar la relación entre distintas capas de información que ocupan el mismo espacio geográfico.

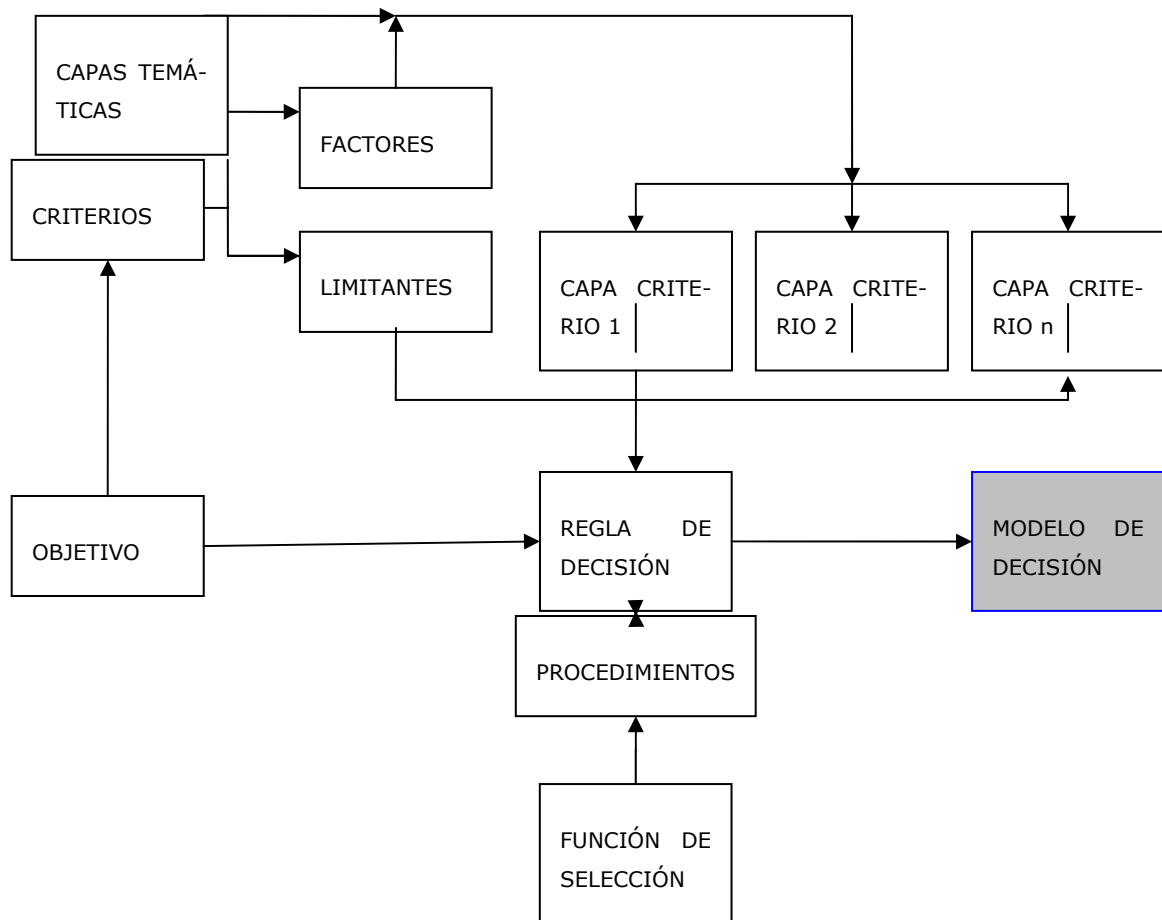


Gráfico 26 Diagrama de flujo en la determinación del modelo de decisión (Barredo 1996)

Las capas temáticas utilizadas en el desarrollo del modelo, provienen de bases de datos ya existentes en el mercado como:

- Usos de suelo de Andalucía, editado por la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía.
- Red de Carreteras de Andalucía, editado por la Consejería de Obras Públicas de la Junta de Andalucía.

- Cañadas Reales de Andalucía, editado por la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía.
- Sistemas hidrográficos de Andalucía.
- Lugares de Interés Comunitario (LIC's) de Andalucía.
- Parques Naturales y espacios protegidos de Andalucía.

El resto de capas de factores tanto limitantes como positivos han sido desarrolladas por el autor, corresponden todas ellas al ámbito andaluz, y son las que a continuación se relacionan:

- Temperaturas medias anuales diurnas.
- Irradiación Solar anual sobre superficie horizontal.
- Irradiación solar difusa.
- Horas Equivalentes de Sol Anuales (HES).
- Ubicación de subestaciones eléctricas.
- Impacto visual.
- Pendientes.
- Orientación.

El siguiente paso, ha sido agrupar todas estas capas por factores y normalizarlas, asignándoles un valor dentro de una escala del 1 al 10, siendo el 1 el peor valor y 10 el mejor.

Estos temas de entrada, que en principio se encuentran en formato vectorial se han convertido a formato raster (mediante la función Vector Conversión), posteriormente se les ha aplicado un proceso de reclasificación (Reclass) para obtener temas discretos.

En algunos casos, para obtener distancias a núcleos de población, a subestaciones o carreteras se han creado áreas de influencia (buffer).

A todos estos temas se les ha aplicado finalmente un proceso Weighted Overlay, definido (Burrough y MacDonnell, 1998:304) como: *”el proceso de superponer representaciones digitales de varios conjuntos de datos espaciales, uno sobre otro, de manera que cada posición en el área cubierta puede ser analizada en términos de dichos datos”*. Con este proceso se ha conseguido crear un tema de salida combinando todas las características de los temas de entrada dentro de un área geográfica.

La capacidad de acogida del territorio puede establecerse a partir del conocimiento de la aptitud del territorio y el impacto sobre el mismo; es decir, integrando estos dos elementos podemos plantear diferentes niveles de capacidad de acogida para las unidades especiales que conforman el territorio en estudio a partir de un determinado uso o actividad (Barredo Cano J. 1996).

Ya que la capacidad de acogida del territorio podemos entenderla como la sumatoria de los factores positivos menos la sumatoria de los factores negativos o limitantes, es por lo que la primera cuestión a resolver ha sido la determinación de cuales son los factores que participan en el proceso.

En el Diagrama de flujo en la determinación del modelo de decisión (Barredo 1996) se describe la secuencia de actuaciones y la interrelación entre ellas para la determinación del modelo de decisión.

7.4.1 METODOS DE EVALUACIÓN MULTICRITERIO (EMC).

Dentro de los Métodos de Evaluación Multicriterio podemos encontrar varias combinaciones, de un solo objetivo y un solo criterio, de un solo objetivo y varios criterios o de varios objetivos y varios criterios (Jankowski, 1995).

En este trabajo hay un solo objetivo, que no es otro que la obtención de suelos para la ubicación de Centrales Fotovoltaicas Conectados a Red, pero con unas características muy concretas, que a su vez estarán determinadas por los criterios que mas adelante se describirá.

También existen distintos métodos de EMC, cada método de EMC tiene unas características y propiedades que los definen individualmente, según el tipo de evaluación, los datos a manejar, las características de los objetivos, así como el punto de vista del centro decidor, se elegirá el método a utilizar (Gómez Delgado M. et al, 2005).

En función de todas estas variantes, los métodos de EMC pueden clasificarse en tres grandes grupos (Jankowski, 1995), a saber:

1. Técnicas compensatorias.
2. Técnicas no compensatorias.
3. Técnicas Borrosas.

Las primeras necesitan un mayor peso cognitivo (Hwang y Yoon, 1981) ya que requieren que el centro decidor asigne los pesos a los criterios como regla de decisión, mientras que las segundas requieren un menor peso cognitivo ya que solamente asignan un valor ordinal a los criterios.

Asimismo, las técnicas compensatorias se basan en la suposición de que un valor alto de una alternativa se puede compensar con un valor bajo de la misma alternativa en otro criterio, por ejemplo, es posible que un suelo con unas características climatológicas excelentes pierda valor al tenerse en cuenta el factor uso de suelo.

Para determinar de forma adecuada el peso que cada criterio o factor interviniente tiene en el resultado final de las capas resultantes, se ha optado

por utilizar dentro de los sistemas de Evaluación Multicriterio, el método de las Jerarquías Analíticas propuesto por Thomas Saaty (Saaty, 1997), se trata de un procedimiento de comparación por pares de los criterios, que parte de una matriz cuadrada en la cual el número de filas y columnas está definido por el número de criterios a ponderar.

La metodología de las Técnicas de Evaluación Multicriterio, (Kao, 1996) y del Método de las Jerarquías Analíticas combinado con la utilización de Sistemas de Información Geográfica (Montos et al.,2005), ha permitido comprobar que las valoraciones dadas a cada uno de los criterios y factores, ha sido acertada, basándonos en los Índices de Consistencia obtenidos.

7.4.2 TÉCNICA DE LAS JERARQUIAS ANALITICAS (MJA).

Dentro del grupo de Técnicas Compensatorias expuestas en el apartado anterior, podemos encontrar distintos métodos, entre los que destacan por su importancia los siguientes:

- Sumatoria Lineal Ponderada.
- Método de las Jerarquías Analíticas.
- Análisis de Concordancia.
- De punto Ideal.

El método de Sumatoria Lineal Ponderada representa uno de los más utilizados en este tipo de análisis, debido a su sencillez es el método incluido en 36 de los 41 programas de EMD (Evaluación Multicriterio Discreta) revisados por Barba-Romero y Pomerol (1997).

Por su parte, el sistema elegido para la realización del presente trabajo, ha sido el Método de Jerarquías Analíticas o de Saaty, se caracteriza por ser muy apropiado en problemas de decisión en que se requiere gran fiabilidad y flexibilidad, como lo demuestra el hecho de que este método se haya extendido al ambiente de la decisión borrosa (Banai, 1993; Siddiqui et al.,1996) o a la programación matemática.

Para Gass y Rapcsak (2004), el MJA descompone un problema complejo en jerarquías, donde cada nivel es descompuesto en elementos específicos. El objetivo principal se coloca en el primer nivel y a partir de ahí, los criterios, sub-criterios y alternativas de decisión se listan en los niveles descendientes de la jerarquía.

Las ventajas del uso de la técnica MJA son expuestas por Beynon (2002), quien indica que existen al menos 3:

1. Se permite evaluaciones en las que existen factores de orden cualitativo.
2. Se obtiene pesos asignados a cada uno de los elementos, los cuales son usados como criterio de decisión.
3. El uso de ordenadores permite obtener el análisis de sensibilidad en los resultados.

Otra de las ventajas del uso del MJA, que manifiestan Harker y Vargas (1987), es que esta técnica facilita el consenso entre las personas que actúan como decidores cuando se trabaja en grupos, al facilitar la comunicación entre ellos.

Según Condon (2003), el MJA permite identificar y tomar en cuenta las inconsistencias de los decisores, ya que rara vez estos son consistentes en sus juicios con respecto a factores cualitativos.

Por su parte Tung y Tang (1998) declaran que el MJA tiene la capacidad de manejar problemas complejos de la vida real, ya que habiendo comparado con 5 modelos para determinar pesos y prioridades, se encontró que el MJA produjo los resultados más fiables de todos los modelos probados.

Como se ha mencionado con anterioridad, el método de análisis jerárquico propuesto por Thomas Saaty., se trata de un procedimiento de comparación por pares de los criterios que parte de una matriz cuadrada en la cual el número de filas y columnas está definido por el número de criterios a ponderar. Así se establece una matriz de comparación entre pares de criterios, comparando la importancia de cada uno de ellos con los demás, posteriormente se establece el eigenvector principal, el cual establece los pesos (**wj**) que a su vez proporciona una medida cuantitativa de la consistencia de los juicios de valor entre pares de factores (Saaty, 1980:17).

La escala de medida que se emplea en este método y que estima el coeficiente **a_{ij}**, ha surgido de 28 escalas alternativas que se ensayaron y es la siguiente (Barba-Romero y Pomerol, 1997:113):

$$S = \left\{ \frac{1}{9}, \frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2}, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 \right\}$$

Si denominamos **a_{ij}** a dicho peso y utilizamos una escala de comparación, si la ponderación relativa escogida es $a_{23}=3/1$ entonces la importancia relativa del atributo 3 respecto al 2 será el recíproco $a_{32}=1/3$.

Intensidad importancia relativa	Definición (i respecto a j)	Valores a_{ij}	Numérico a_{ji}
1	Igual importancia	1	1
2	Intermedia	2	½
3	Moderadamente más importante	3	1/3
4	Intermedia	4	¼
5	Más importante	5	1/5
6	Intermedia	6	1/6
7	Mucho más importante	7	1/7
8	Intermedia	8	1/8
9	Extremadamente más importante	9	1/9

Tabla 3 Definición de ponderaciones en el método de MJA.

Una vez obtenidos los valores de todas las comparaciones pareadas, se prepara una matriz comparativa, que denominamos **A**, la cual es cuadrada y tiene dimensión **n** (igual al número de criterios utilizados) tal como queda en el siguiente Gráfico 27 Matriz comparativa de criterios.

$$A = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{2n} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{3n} \\ a_{n1} & a_{n2} & a_{n3} & a_{nn} \end{vmatrix}$$

Gráfico 27 Matriz comparativa de criterios.

Realizada la comparación de los factores en la matriz y asignados los juicios de valor entre pares de factores, es necesario realizar el cálculo de peso (w_j) para cada factor, el cual como se ha comentado anteriormente, describe en forma precisa las características de los juicios de valor considerados.

El procedimiento utilizado para obtener el vector principal, (Ennio Pozzobon et al, 2003) consiste en completar la matriz de comparación con los valores de juicio de valor, obteniendo a continuación los valores normalizados para cada columna mediante la suma de los valores de cada columna existente en la matriz.

A continuación, se genera una matriz auxiliar en la que el valor de cada celda corresponde al resultado de la división de cada valor de juicio a_{ij} entre la sumatoria de la columna correspondiente.

Finalmente, se obtiene el promedio de los valores normalizados de las filas. Este promedio corresponde al vector propio principal (w_j) el cual se normaliza dividiendo cada uno de los valores de dicho vector entre n (número de factores), obteniéndose de esta manera el vector propio principal normalizado que representa los pesos (w_j) de cada factor.

FACTOR	A	B	C	D	Vector Principal normalizado (W _j)
A	1				$\sum A_{ij}/n$
B		1			$\sum B_{ij}/n$
C		a _{cb}	1		$\sum C_{ij}/n$
D				1	$\sum D_{ij}/n$

Gráfico 28 Matriz auxiliar

donde:

$$A_{ij} = \sum a_{cb} / \sum B$$

Ecuación 78

Finalmente:

$$(w_j) = \sum A_{ij}/n$$

Ecuación 79

La Evaluación de la Valoración Saaty (1992), es el paso siguiente a la obtención del vector propio principal, así, este procedimiento permite el cálculo del vector valor máximo, a través del cual se establece una medida operativa de consistencia en la asignación de los juicios de valor (a_{ij}), lo que

también permite reconsiderar dicha asignación en caso de que no se considere consistente.

El valor que ofrece este procedimiento para el cálculo de la consistencia, es la razón de consistencia (**RC**), dicho valor se establece a partir del cociente entre el valor del índice de consistencia (**IC**) y el índice aleatorio (**IA**), estimado del promedio del **IC** de 500 matrices recíprocas positivas generadas de manera aleatoria obteniéndose los resultados de la Tabla 4 Índices aleatorios de consistencia.

n°	3	4	5	6	7	8	9	10
IA	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Tabla 4 Índices aleatorios de consistencia.

La tabla anterior muestra los **IA** para diferentes números de atributos, los cuales son representados por **n** y este a su vez indica el tamaño de la matriz de comparaciones apareadas.

De forma que obtenemos la expresión:

$$RC = \frac{IC}{IA}$$

Ecuación 80

siendo:

$$IC = \frac{\lambda_{MAX} - n}{n - 1}$$

Ecuación 81

donde:

λ_{MAX} = Vector Valor Máximo de A.

n= Número de factores de la matriz de comparación.

Concretándose así, (Saaty 1992) que para valores de **RC** mayores o iguales a 0,10 los juicios de valor deben ser revisados, ya que no son lo suficientemente consistentes para establecer los pesos (**W_j**); si, por el contrario la **RC** es inferior a 0,10, podemos considerar satisfactorios los juicios de valor asignados.

El **IC** es un valor obtenido a partir del vector valor máximo (λ_{max}) de la manera siguiente:

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$$

Ecuación 82

Siendo **n** el número de factores en la matriz de comparación, mientras que el valor del vector propio máximo (λ_{max}) se obtiene a partir del producto del vector propio principal normalizado por la matriz de comparación de factores, obteniendo así un nuevo vector, en el cual se divide cada uno de sus componentes entre su correspondiente vector propio principal normalizado.

Como consecuencia de estas operaciones, se obtiene un segundo nuevo vector, en el cual se suman sus componentes y se dividen posteriormente entre **n**, obteniendo así el vector propio máximo (λ_{max}), que se utiliza en la estimación de la consistencia como un reflejo de la proporcionalidad de las preferencias implícitas en los juicios de valor asignados.

7.4.3 PROCESO PARA LA OBTENCIÓN DE CAPAS

La representación de resultados se realiza con la extensión Model Builder de Arc View 3.2, mediante un organigrama conformado por nodos, cada nodo representa un proceso.

Los criterios y factores se han ordenado según su importancia y se han normalizado para que estén dentro de una escala del 0 al 10, siendo el 0 el de menos valor y 10 el de más.

La normalización se ha llevado a cabo mediante la siguiente ecuación (Gómez Orea 1992):

$$N = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}}$$

Ecuación 83

siendo

- N: valor normalizado
- I: valor real
- I_{\min} y I_{\max} : valor mínimo y máximo de la escala de valores que se quiere normalizar

El modelo realizado se puede dividir en tres bloques:

- Determinación de la capa Limitantes.
- Obtención del resultado de la relación de los criterios: capa Criterios.

- Obtención del resultado de la relación de los factores: capa Factores.

Los factores que en un principio se encontraban en formato vectorial posteriormente se han convertido a formato raster (*Vector Conversion*) con un tamaño de celdilla de 10 metros de lado, una vez convertidos al formato raster han sido sometidos a distintos procesos.

El proceso más importante es el de superposición (*Overlay*), consiste en crear un tema de salida combinando todas las características de los temas de entrada en un área geográfica determinada, este proceso puede ser de dos tipos:

1. Superposición Aritmética (*Arithmetic Overlay*), se utiliza para agregar, restar, multiplicar, o dividir factores múltiples en un área geográfica.
2. Superposición por peso (*Weighted Overlay*) donde a cada uno de los temas de entrada se les asigna un peso en tanto por ciento basado en su importancia dentro del modelo, siendo al final la suma de todos el 100%.

7.5 ESTRUCTURA DE LA VALIDACIÓN DEL MODELO

El proceso de validación debería estar formado por tres componentes (Qureshi et al., 1999):

1. Verificación.

2. Validación.
3. Análisis de sensibilidad.

Considerando como verificación del modelo, a la comprobación de que los resultados cumplen con los requisitos de entrada, o dicho de otra forma, si se ha construido de forma correcta el modelo examinado, por ejemplo, contrastando si los criterios seguidos en la regla de decisión son o no acertados.

Esta fase de verificación está soportada en modelos matemáticos que nos indican la importancia de cada parámetro considerado, la importancia pues que tiene la temperatura o la radiación en el rendimiento de una planta está definido matemáticamente, por lo que en este trabajo solo se ha tenido que considerar en que nivel de importancia está cada parámetro según otros estudios realizados.

La validación determinará si el modelo sirve para el uso al que estaba previsto, comprobando por ejemplo, que realmente los píxeles que indican la existencia de un río en unas coordenadas determinadas, corresponden con la existencia en el escenario real de ese elemento descrito en el modelo espacial. (J.Barredo, 1996)

El análisis de sensibilidad servirá para comprobar la robustez del modelo, observando como varían los datos de salida en función de las modificaciones introducidas en los datos de entrada, bien en la variación de los valores o en la metodología de su tratamiento.

Como proponen otros autores (Saltelli et al.,2000), el análisis de sensibilidad consistiría en determinar los factores que mas contribuyen a la variación de los resultados, conociendo de esta manera que resultados son menos estables en el modelo y que por tanto hay que seguir investigando para eliminar la incertidumbre.

En otros estudios de análisis de validación de los modelos (Pozzobon E. et al., 2003).se han utilizado en la misma investigación varias metodologías de validación para confirmar la validez de los resultados obtenidos.

7.5.1 METODOLOGIA DE ESTUDIO DE LA INCERTIDUMBRE DEL MODELO.

Como continuación en el estudio de incertidumbre del modelo propuesto con prioridad en los criterios climatológicos se tratará de averiguar la incertidumbre existente, por lo que a continuación se realiza una comparación entre dicho modelo y las tres alternativas restantes.

Los métodos estadísticos se aplican al estudio de fenómenos en cuya toma de decisiones prevalecen condiciones de incertidumbre (Pérez López C. 2005). Esta incertidumbre plantea al investigador la necesidad de medirla, siendo la medida de la incertidumbre la probabilidad.

A cada uno de los posibles resultados de un experimento se le atribuye una posibilidad de ocurrir, que siguiendo los Axiomas de Kolmogorov, será un número comprendido entre 0 y 1. Cualquier suceso S asociado al experimento tendrá mayor probabilidad de suceder cuanto más próxima esté de 1 su probabilidad, y menor cuanto más lo esté de 0.

Asociado al concepto de probabilidad está el concepto de variable aleatoria. Una variable aleatoria representa el conjunto de valores que pueden observarse en un fenómeno aleatorio, valores que dependen del azar y sobre los cuales es posible establecer una medida de su probabilidad. Según el número de valores que pueda tomar, la variable aleatoria puede ser de dos tipos:

- Variable aleatoria discreta: si únicamente toma un número finito de valores.

- Variable aleatoria continua: cuando puede tomar los infinitos valores de un intervalo.

Con la ayuda del paquete de software SPSS 12 se realizará un estudio de las distribuciones de frecuencias y medidas de posición, dispersión y forma de cada uno de los modelos resultantes para comprobar su comportamiento.

Cuando los datos de una variable están dispersos, la dispersión sigue un cierto patrón. Inicialmente los datos no nos dicen nada por si mismos, pero si los dividimos en clases ordenadamente podemos observar la forma de cómo están distribuidos. Esta forma de la distribución de los datos inherente a su variabilidad se denomina distribución de frecuencias.

El histograma es una representación visual de los datos en la que pueden observarse más fácilmente tres propiedades esenciales de una distribución como son: forma, acumulación y dispersión o variabilidad.

Si los histogramas de frecuencias nos dan una representación visual de las tres propiedades más importantes de los datos, la cuantificación se puede llevar a cabo mediante:

- Medidas de posición.
- Medidas de dispersión

Las medidas de posición tratan de encontrar unas medidas que sintetizen las distribuciones de frecuencias. El valor de la variable elegida para representar a una distribución se llama promedio o medida de posición y es un valor representativo de todos los valores que toma la variable. Entre ellas están la mediana o valor central de los datos y la media aritmética.

Las medidas de dispersión nos permiten calcular la representatividad de una medida de posición, para lo cual será preciso cuantificar la distancia de los diferentes valores de la distribución respecto de la media. A tal distancia es a lo que, en términos estadísticos se denomina variabilidad o dispersión de la distribución.

Las medidas de dispersión tienen como finalidad estudiar hasta que punto para una determinada distribución de frecuencias, las medidas de tendencia central o de posición son representativas como síntesis de toda la información de la distribución. Medir la representatividad de una medida de posición equivale a cuantificar la separación de los valores de la distribución respecto a dicha medida.

Entre las medidas de dispersión absolutas referentes a promedios tenemos:

- Desviaciones medias.
- Varianza.
- Desviación típica.

La desviación media sobre la media aritmética nos proporcionará la eficacia de la media, y se define como la media aritmética de los valores absolutos de las diferencias entre los valores de la variable y la media aritmética. Su expresión es la siguiente:

$$D_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k |x_i - \bar{x}| n_i$$

Ecuación 84

Se define la desviación media respecto de la mediana como la media aritmética de los valores absolutos de las diferencias entre los valores de la variable y la mediana, y cuya expresión es la siguiente:

$$D_{Me} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k |x_i - Me| n_i$$

Ecuación 85

La varianza se define como la media aritmética de los cuadrados de las desviaciones de los valores de la variable con respecto a la media aritmética, es decir, el momento de segundo orden respecto a la media aritmética y queda definida según la siguiente expresión:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k (x_i - \bar{x})^2 n_i$$

Ecuación 86

Por otra parte la desviación típica se define como la raíz cuadrada, con signo positivo, de la varianza, con lo que la expresión será:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^k (x_i - \bar{x})^2 n_i}$$

Ecuación 87

Estas medidas de dispersión consideran los promedios y permiten medir el error que cometemos utilizando el promedio en cuestión como resumen de los datos.

7.5.2 METODOS DE ANALISIS DE SENSIBILIDAD.

Una vez definido el modelo y como tercera fase del trabajo, se procederá a la validación del modelo, estructurado en dos fases de estudio perfectamente diferenciadas pero interrelacionadas entre sí, a saber:

- Cálculo de la incertidumbre.
- Análisis de sensibilidad.

El propósito del análisis de la incertidumbre es determinar la incertidumbre en las estimaciones para las variables dependientes siendo estas los componentes del modelo resultante, (Draper, N. R., y Smith H., 1981; Imán, R. L., y Helton, J. C., 1988, Saltelli, de K. Chan, de M. Scout 2000; Saltelli, A., Andrés, T. H., y Homma, T., 1993. y Saltelli, A., y Marivoet, J., 1990).

El propósito del análisis de la sensibilidad es determinar las relaciones entre la incertidumbre en las variables independientes usadas en el análisis y la incertidumbre en las variables dependientes resultantes.

Para llevar a cabo el cálculo de la incertidumbre se ha utilizado el paquete informático SPSS 12 que permitirá realizar un estudio de las distribuciones de frecuencias y medidas de posición, dispersión y forma de cada uno de los modelos resultantes para comprobar su comportamiento.

De igual forma este paquete informático SPSS 12 nos permitirá el estudio de sensibilidad del modelo realizando diagramas de dispersión y análisis de regresión lineal.

Existen diferentes métodos para realizar el análisis de sensibilidad en los modelos de datos espaciales, por lo que antes de exponer el sistema adoptado en nuestro caso realizaremos una breve descripción de otros métodos matemáticos utilizados habitualmente, así como sus principales características.

Los métodos de análisis de sensibilidad se pueden agrupar en tres tipos (Saltelli et al. 2000):

1. Métodos “pantalla”, mediante los cuales se determinan que factores inciden mayoritariamente en la variabilidad de los resultados de salida y se ordenan según dicha variabilidad. Aconsejables cuando hay gran cantidad de factores.
2. Métodos Locales, en los que se mide la variabilidad que se produce en los resultados de salida variando de forma controlada cada factor de entrada pero manteniendo el resto fijos. Normalmente se varía un $\pm 5\%$ cada factor de entrada y se estudia el comportamiento de los resultados de salida manteniendo el resto de los factores de entrada fijos. Aconsejables si el modelo es lineal.
3. Métodos globales, ya que nos permite no solamente conocer la incertidumbre producida en los resultados que es provocada por la incertidumbre de los factores de entrada sino que también podemos conocer en que proporción la están provocando. La metodología utilizada es modificar todos los factores al mismo tiempo y analizar los efectos provocados en los resultados.

METODOS PANTALLA.

Dentro de estos métodos cuantitativos se engloban por un lado los basados en experimentos de control y por otro en experimentos factoriales. Entre los primeros tenemos el método de Morris y el método de Cotter y entre los segundos el método de bifurcación de Bettonvil.

El método de Morris, en el que su característica principal consiste en extraer un número determinado de medidas locales en diferentes puntos de los factores de entrada (x_1, \dots, x_r) y se selecciona un valor estándar de referencia, generalmente extraído de la literatura.

El método consiste en comprobar que efectos se producen en los resultados introduciendo modificaciones en ese valor de referencia elegido para los factores de entrada

Este proceso se repetirá para cada factor y cada muestra elegida, por tanto se obtendrá un amplio abanico de resultados que será posible analizar estadísticamente, por ejemplo hallando su media y su desviación típica. Es aconsejable si el número de factores es de al menos unos 100.

La obtención de una media muy elevada en los resultados del modelo con la variación de un factor en concreto, significa que este factor tiene una gran influencia sobre el modelo y un valor elevado de la desviación típica indicará que el factor que la produce tiene una alta interacción con otros factores de entrada (Campolongo et al. (2000)).

METODOS LOCALES

Los métodos locales (Gómez Delgado M. et al. 2005) proporcionan información sobre el punto concreto del espacio paramétrico donde se realiza el análisis.

Utilizaremos unos u otros dependiendo del tipo de ecuaciones que tenga el modelo o de la intervención o no de la variable tiempo. Una de las aplicaciones principales de este tipo de métodos es la de reducir un modelo complejo a otro más sencillo.

7.5.2.1.1 METODOS GLOBALES

Los métodos globales para el análisis de sensibilidad se clasifican en dos grandes grupos en función de la metodología en la que se basan. Así diferenciamos entre:

- Basados en muestreos (Análisis de Montecarlo) o los
- Basados en la varianza (Método de Sobol y método FAST: Fourier Amplitude Sensitivity Test).

EL METODO DE MONTECARLO

El método Montecarlo genera valores aleatorios dentro de un rango conocido para unas variables de entradas que fija el analista (las

correspondientes a los factores y criterios en estudio). Conociendo la función de transferencia (las operaciones aritméticas usadas en el SIG para el tratamiento de las capas) el proceso observa las respuestas a esas entradas generadas con valores aleatorios y simula la salida. Se obtienen así las probabilidades de ocurrencia de los valores de salida y su relación con la entrada.

Posteriormente, con los datos grafiados se puede deducir como se comporta estadísticamente esa función que define al sistema y ver si sigue una distribución estadística específica. El método de Montecarlo es uno de los más utilizados ya que se aplica en investigaciones tan diversas como el estudio de los riesgos del cancer o los efectos derivados de la exposición humana a sustancias tóxicas (Rai y Kewski, 1998; Hertwich et al, 1999; Herwich et al., 2000; Greenland, 2001) en el transporte de mercancías peligrosas (Pet-Armacost, et al., 1999) y en otros muchos casos, como los citados por Gómez Delgado M. et al. (2005).

METODOS GLOBALES BASADOS EN EL ANALISIS DE LA VARIANZA.

En cuanto a los métodos basados en el análisis de la varianza, utilizan para su desarrollo matemático la influencia que la variación de los factores de entrada ejercen sobre el comportamiento o varianza en el modelo resultante.

Así pues dada una función $y = f(x_1, x_2, \dots, x_k)$,

donde x_1, x_2, \dots, x_k son los factores independientes de entrada, que los consideramos como variables aleatorias independientes con funciones de

probabilidad asociadas p_i , con una función de probabilidad conjunta P e y es la función salida modelo, esto es,

$$P(x_1, x_2, \dots, x_k) = \prod_{i=1}^k p_i(x_i) \quad \text{Ecuación 88}$$

La media y la varianza resultantes serán:

$$E(y) = \int \int \dots \int f(x_1, x_2, \dots, x_k) \prod_{i=1}^k p_i(x_i) dx_i \quad \text{Ecuación 89}$$

$$V(y) = \int \int \dots \int (f(x_1, x_2, \dots, x_k) - E(y))^2 \prod_{i=1}^k p_i(x_i) dx_i = \int \int \dots \int f^2(x_1, x_2, \dots, x_k) \prod_{i=1}^k p_i(x_i) dx_i - E^2(y) \quad \text{Ecuación 90}$$

Si uno de los factores de la entrada x_j está condicionado a un valor genérico \tilde{x}_j , la varianza de y condicionada al valor \tilde{x}_j vendrá dada por:

$$V(y|x_j = \tilde{x}_j) = \int \int \dots \int (f(x_1, x_2, \dots, \tilde{x}_j, \dots, x_k) - E(y|x_j = \tilde{x}_j))^2 \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^k p_i(x_i) dx_i = \int \int \dots \int (f^2(x_1, x_2, \dots, \tilde{x}_j, \dots, x_k) \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^k p_i(x_i) dx_i - E^2(y|x_j = \tilde{x}_j))$$

Ecuación 91

Por otra parte, en el análisis de la sensibilidad, el principal interés se centra en la eliminación de la dependencia sobre el valor \tilde{x}_j , que resulta ser el valor correspondiente a los factores de entrada en el modelo, por lo que integrando $V(y|x_j = \tilde{x}_j)$ sobre la función de la densidad de la probabilidad de \tilde{x}_j , se obtiene

$$E(V(y|x_j)) = \int \int \dots \int f^2(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_k) \prod_{i=1}^k p_i(x_i) dx_i - \int E^2(y|x_j = \tilde{x}_j) p_j(\tilde{x}_j) d\tilde{x}_j \quad \text{Ecuación 92}$$

Restando a la ecuación 89 la ecuación 92 obtenemos:

$$V(y) - E(V(y|x_j)) = \int E^2(y|x_j = \tilde{x}_j) p_j(\tilde{x}_j) d\tilde{x}_j - E^2(y) \quad \text{Ecuación 93}$$

Es fácil demostrar que el lado izquierdo de la ecuación 93 es igual a $V(E(y|x_j))$. Este valor representa una medida de la sensibilidad de y con respecto al factor x_j , si dividimos por la varianza total de y , se obtiene el índice de sensibilidad de primer orden.

Los índices de sensibilidad de orden mayor, nos darían la sensibilidad del resultado del modelo debidas las interacciones entre los distintos factores del modelo. Su expresión viene dada por:

$$S_{ij} = (V[E(y|x_i, x_j)]) / V(y) \quad \text{Ecuación 94}$$

Entre los métodos globales basados en el análisis de la varianza mas usados está método SOBOL, desarrollado por I. Sobol en los años 90 y que está basado en la descomposición de la varianza, se trata de un modelo que necesita una gran carga computacional, el método que a continuación se expone fue propuesto por Sobol y posteriormente modificado por Saltelli en el año 2002.

El ajuste del problema de Sobol consiste en identificar un subconjunto de k factores que puedan explicar la mayor parte de la salida. Imaginemos que los factores se han repartido en un ensayo fijado $\mathbf{u} = (x_{i_1}, x_{i_2}, \dots, x_{i_m})$ y el sistema restante. $\mathbf{v} = (x_{l_1}, x_{l_2}, \dots, x_{l_{k-m}})$. El efecto total del subconjunto \mathbf{u} en la variación de la salida se puede estimar como:

$$U_v = \int \int \dots \int f(\mathbf{u}, \mathbf{v}) f(\mathbf{u}', \mathbf{v}) d\mathbf{u} d\mathbf{u}' d\mathbf{v} \quad \text{Ecuación 95}$$

$$V(E(y|\mathbf{v})) = U_v - E^2(y) \quad \text{Ecuación 96}$$

$$V(E(y|\mathbf{u})) + V(E(y|\mathbf{u}, \mathbf{v})) = V(y) - V(E(y|\mathbf{v})) \quad \text{Ecuación 97}$$

En la ecuación 97 está el primer efecto de la orden del sistema \mathbf{u} , mientras que $V(E(y|\mathbf{u}, \mathbf{v}))$ es el término de la interacción entre los sistemas \mathbf{u} y \mathbf{v} .

Si podemos considerar la aproximación $V(y) \cong V(E(y|\mathbf{v}))$, entonces \mathbf{v} no tiene influencia, y todos los factores dentro de \mathbf{u} se pueden fijar en un análisis posterior del modelo.

La ecuación 95 demuestra la misma situación para las variables adicionales de la integración ya descritas.

La ecuación 97 es un caso particular de un esquema general de la descomposición de la varianza propuesto por Sobol, en el que la varianza condicional total se pueda descomponer como:

$$V(y) = \sum_i V_i + \sum_i \sum_{j>i} V_{ij} + \dots + V_{12\dots k}$$

Ecuación 98

donde :

$$V_i = V(E(Y|x_i))$$

Ecuación 99

$$V_{ij} = V(E(Y|x_i, x_j)) - V_i - V_j$$

Ecuación 100

El desarrollo en Ecuación 98 contiene k términos V_i de primer orden, términos de la segunda orden V_{ij} etc., hasta el término de orden k , para un total $2^k - 1$ términos.

La versión de Sobol descrita en la Ecuación 98 se basa en una descomposición de la función f en sumandos de las funciones de los factores de entrada, es decir:

$$f(x_1, x_2, \dots, x_k) = f_0 + \sum_i f_i + \sum_i \sum_{j>i} f_{ij} + \dots + f_{12\dots k} \quad \text{Ecuación 101}$$

Homma y Saltelli., 1996 introdujeron la nueva estimación: U_{-j}

$$\hat{U}_{-j} = \frac{1}{n-1} \sum_{r=1}^n f(x_{r1}, x_{r2}, \dots, x_{rj}, \dots, x_{rk}) f(x_{r1}, x_{r2}, \dots, x_{r(j-1)}, x'_{rj}, x_{r(j+1)}, \dots, x_{rk}) \quad \text{Ecuación 102}$$

Como antes:

$$V(E(y|\mathbf{x}_{-j})) = \hat{U}_{-j} - \hat{E}^2(y) \quad \text{Ecuación 103}$$

donde $V(E(y|\mathbf{x}_{-j}))$ es la contribución total a la variación y debido a x_{-j} .

Esto implica que la diferencia $V(y) - V(E(y|\mathbf{x}_{-j}))$ es igual a la suma de todos los términos en la descomposición de la varianza (9) que incluyan x_j

Para el caso $k = 3$

$$S_1^T = \frac{V(y) - V(E(y|\mathbf{x}_{-1}))}{V(y)} = \frac{E(V(y|\mathbf{x}_{-1}))}{V(y)} = S_1 + S_{12} + S_{13} + S_{123} \quad \text{Ecuación 104}$$

donde $S_1 = \frac{V(E(y|x_1))}{V(y)}$, y expresiones análogas se pueden escribir para S_2^T, S_3^T . A los S_j^T se les llama Términos Efecto Total.

Los efectos totales son útiles para identificar los factores de la entrada que no son influyentes. Si el efecto total para un factor de entrada es insignificante, entonces ese factor se puede fijar a cualquier valor dentro de su gama de incertidumbre y por tanto se puede eliminar simplificando el modelo.

Cuando el modelo es puramente aditivo se cumplirá que $\sum_{i=1}^k S_i = 1$, mientras que para un factor dado x_j una diferencia importante en la media de S_j^T y S_j representan un papel importante de las interacciones para ese factor y .

Se puede obtener un análisis completo de la sensibilidad estimando todos los términos comprendidos en (10), siendo los términos igual a $2^k - 1$.

Con el método de Sobol el coste computacional es del orden de $n(2k + 1)$.

MÉTODO FAST.

Similar en técnica y estudio a los anteriores. La principal diferencia es que la integral múltiple que aparecía en el modelo de Sobol, se convierte en una simple mediante una transformada de Fourier.

7.5.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD EN EL ESTUDIO DEL CASO.

En cuanto al Análisis de la Sensibilidad, se ha sometido al modelo a varios tratamientos, el primero ha consistido en realizar varias combinaciones en las prioridades asignadas a los criterios para analizar los resultados obtenidos.

Esta metodología es muy similar a la que apunta Colorni et al. (1999) en la que sugiere la posibilidad de variar la estructura del problema (objetivos, criterios, etc.) o incluyendo las preferencias de distintos grupos de decisión.

También existen estudios de otros autores que han utilizado metodologías parecidas, entre otras encontramos el método Sobol y el método FAST (Fourier Amplitude Sensitivity Test) (Chan et al., 2000; Saltelli et al., 2000; Lu y Mohanty, 2001).

No resulta habitual sin embargo encontrar estudios exhaustivos de la sensibilidad del modelo, ya que en la mayoría de los casos este análisis consiste en llevar a cabo pequeñas modificaciones en los factores u objetivos a intervalos determinados para evaluar su incidencia sobre los datos de salida (Mareschal, 1988; Jankwki, 1995; Sddiqui et al., 1996; Colorni et al., 1999; Store y Kangas, 2001 entre otros citado por M.Gomez Delgado, 2004).

Se trataría pues de estudiar mediante la validación del modelo considerado, si este presenta incertidumbre respecto a posibles alteraciones en el orden de prioridad de los criterios considerados, dando por ejemplo prioridad a la ubicación con respecto al rendimiento.

En caso de que se determine que existe incertidumbre en los resultados, sería necesario estudiar la sensibilidad del modelo para determinar estas relaciones de incertidumbre entre los factores de entrada y los resultados del modelo.

Los métodos globales permiten no solamente conocer la incertidumbre producida en los resultados provocada por la incertidumbre de los factores de entrada, sino que también podemos conocer en que proporción la están provocando por lo que para este trabajo se ha decidido su utilización como métodos más adecuados.

En nuestro caso disponemos tanto de los factores de entrada como del modelo resultante, por lo que podemos realizar un seguimiento a lo largo de todo el proceso de evaluación de riesgo y de cada una de las incertidumbres asociadas a los factores, y así, caracterizar sus efectos sobre los resultados finales.

Proponemos dos métodos complementarios para el análisis de sensibilidad, un método cualitativo como es la generación de diagramas de dispersión (scatterplots) que nos dará una visión de relatividad correspondiente a los efectos provocados por las variables independientes sobre los resultados, y por otra parte y como complemento a la aplicación de este método cualitativo se propone la realización de un análisis de regresión que nos proporcionará una medida cuantitativa de la sensibilidad del modelo.

DIAGRAMAS DE DISPERSIÓN (SCATTERPLOTS).

La generación de diagramas de dispersión (scatterplots) es indudablemente la técnica más simple del análisis de la sensibilidad. Esta técnica consiste en la generación de diagramas de dispersión para entradas de cada variable independiente x_i junto con sus salidas, esto es, la representación de pares (x_i, y_j) .

Cuando no hay relación entre la variable independiente y la variable dependiente, los puntos individuales serán extendidos de forma aleatoria por el diagrama. Por el contrario, la existencia de una relación bien definida entre la distribución de los puntos individuales revela una fuerte relación entre la variable independiente y la variable dependiente.

Un inconveniente de este método es que necesita generar y examinar una cantidad grande de diagramas: por lo menos uno por el factor de la entrada.

Por otra parte, los scatterplots ofrecen una medida cualitativa de la sensibilidad y, por tanto, la importancia relativa de variables puede ser estimada pero no cuantificada.

ANÁLISIS DE REGRESIÓN.

Medidas más cuantitativas de la sensibilidad se basan en el análisis de la regresión. Una muestra multivariante de la entrada, x , es generada por una cierta estrategia de muestreo y la secuencia correspondiente de los m valores de la salida usando el modelo bajo análisis. El modelo de la regresión lineal toma la forma

$$y_i = b_0 + \sum_j b_j x_{ij} + \varepsilon_i$$

Ecuación 105

donde y_j es el valor de la salida en el modelo, b_j , $j = 1, \dots, k$ los coeficientes que necesitamos determinar y ε_i es el error (residual). Una forma común de determinar los coeficientes b_j es utilizar el método de mínimos cuadrados. Para ello se minimiza la expresión:

$$F(b) = \sum_i \varepsilon_i^2$$

Ecuación 106

y se obtiene un sistema lineal de ecuaciones cuya solución son los coeficientes b_j .

Una vez calculados los coeficientes b_j pueden ser utilizados para indicar la importancia de las variables individuales de la entrada x_j con respecto a la incertidumbre en la salida y . El modelo de la regresión se puede describir como:

$$(y - \bar{y}) / \hat{s} = \sum_j (b_j \hat{s}_j / \hat{s})(x_j - \bar{x}_j) / \hat{s}_j$$

Ecuación 107

donde :

$$\bar{y} = \sum_i y_i / m, \quad \bar{x}_j = \sum_i x_{ij} / m$$

Ecuación 108

$$\hat{s} = \left[\sum_i (y_i - \bar{y})^2 / (m - 1) \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 109}$$

$$\hat{s}_j = \left[\sum_i (x_{ij} - \bar{x}_j)^2 / (m - 1) \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 110}$$

Los coeficientes $b_j \hat{s}_j / \hat{s}$ se llaman coeficientes estandarizados de la regresión (SRC). Éstos se pueden utilizar para el análisis de la sensibilidad (siendo x^j la variable independiente) pues pueden cuantificar el efecto al variar cada entrada.

Cuando se usan los SRC's es importante considerar los coeficientes de determinación del modelo.

$$R_y^2 = \sum_{i=1}^m (\hat{y}_i - \bar{y})^2 / \sum_{i=1}^m (y_i - \bar{y})^2 \quad \text{Ecuación 111}$$

donde

\hat{y}_i denota la estimación y_i obtenido del modelo de regresión.

Así, cuanto más cerca esté R_y^2 de la unidad, mejor es el funcionamiento modelo.

CAPITULO.-3

RESULTADOS

8 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como se ha visto en apartados anteriores, resulta extremadamente complejo el procesado de datos espaciales relativos a superficies de grandes dimensiones como es el caso de la comunidad de Andalucía, este hecho provoca que los costos económicos de la redacción de trabajos con cierta envergadura se disparen y haga inviable su ejecución.

Resulta pues muy útil desde el punto de vista operativo, disponer de una herramienta que ayude a extrapolar estudios puntuales de una zona a otra distante con condiciones de suelo bien distintas, pero con una operativa de trabajo igual o similar.

En los siguientes apartados, se reproduce en gran parte el trabajo publicado (J. Arán et al. 2007-2) referente al desarrollo de un modelo para la elección de suelos idóneos, para la ubicación de Centrales Fotovoltaicas Conectadas a Red.

8.1 DESARROLLO DE LA BASE DE DATOS DE LOS FACTORES INTERVINIENTES.

En la primera fase de confección de la base de datos, se recopila todo el material que será utilizado en las fases posteriores de desarrollo y validación del modelo, se trata de una etapa del trabajo menos científica pero indudablemente muy laboriosa, ya que en ella se recaban todos los datos que posteriormente serán procesados.

En esta fase de preparación de la base de datos se ha considerado la información recabada en 295 municipios de la comunidad de Andalucía, tanto

en lo referente a las características de los suelos objeto de estudio como a las condiciones climáticas, esto ha generado un gran volumen de información que ha sido necesario gestionar mediante las herramientas informáticas que se han descrito en el capítulo anterior.

Las variables que será interesante conocer para confeccionar dicha base de datos podemos clasificarlas en principio en función de las siguientes tipologías:

- Percepción social de la instalación.
 - Instalaciones deseables.
 - Instalaciones no deseables.
- Condicionantes técnicos.
 - Datos Climatológicos de la zona.
 - Tecnología empleada en la Central.
 - Datos económicos de la inversión.
- Tipos de suelo.
- Ubicación.
- Datos geográficos de la ubicación de la CFCR.

Existe bastante literatura que analiza la ubicación de instalaciones desde el punto de vista social, básicamente se pueden clasificar las instalaciones como deseables o no deseables. La primeras gozan de una buena acogida por parte de la sociedad, viendo en ellas un beneficio por el bien que recibe la sociedad gracias al producto generado por ellas, su ubicación también puede generar un beneficio directo no por el producto producido sino por las infraestructuras que son necesarias para su funcionamiento, incluidos los puestos de trabajo generadas y de las cuales, los vecinos de la ubicación elegida serán beneficiarios.

En una clasificación simplista podríamos considerar que desde el punto de vista de la percepción que la sociedad, las instalaciones pueden clasificarse en deseables e instalaciones no deseables.

Una instalación deseable es aquella que genera efectos positivos para la sociedad, por tanto, uno de los principales factores que influyen en la determinación de su ubicación es la accesibilidad, considerando como tal la dificultad que la sociedad tiene para acceder a ellas.

Un rasgo común en el conjunto de modelos que se centra en las instalaciones deseables (Moreno Jiménez A., 1998) radica en que abordan y resuelven un doble problema: por un lado determinar la localización óptima de los equipamientos y por otro asignar la demanda (usuarios y consumidores) a servir a los puntos de oferta, de los que se deriva la definición de las áreas de servicio o de mercado. Por esta razón, una denominación frecuente de los mismos, muy extendida es la de modelos de localización-asignación (Hansen et al 1987) y (Moreno y López de los Mozos 1989), (Daskin 1995).

Es lógico pensar que las instalaciones deseables son usadas con frecuencia (colegios, centros de salud, etc) por lo que el desplazamiento hasta ellas supone un costo que mediante una correcta ubicación habrá que tratar de minimizar.

Por otra parte una instalación no deseable será aquella que produzca efectos adversos sobre la sociedad (instalaciones de gestión de residuos peligrosos, incineradoras, etc.), por lo cual la ubicación estará condicionada a minimizar dichos efectos negativos, ubicándolas lejos de los núcleos poblados.

Otro factor clave a tener en cuenta tanto en un tipo de instalaciones como en otras es el efecto de la oferta y la demanda (de servicio), por ejemplo, en el caso de un colegio, la oferta sería el número de centros existentes y la demanda serían los posibles usuarios o alumnos potenciales por lo que podemos aseverar que en este caso, el objetivo a conseguir con un buen diseño de ubicación no es

otro que el que la demanda esté perfectamente cubierta con la oferta y al mínimo coste.

Para el caso de una instalación no deseable, como los centros de gestión de residuos peligrosos, el objetivo del estudio se centraría en minimizar impactos negativos sobre la sociedad que los acoge, por ejemplo alejándolos de los núcleos poblados para evitar molestias.

En el caso concreto de nuestro estudio, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red pueden considerarse como del tipo deseables ya que no tienen en ninguna de las fases de diseño, desarrollo o final de la vida útil, efectos adversos sobre la sociedad o el medioambiente, por tanto analizaremos los factores oferta y demanda, en nuestro caso la oferta será la energía eléctrica generada y la demanda la energía eléctrica demandada por la sociedad, de modo que uno de los objetivos será acercar la oferta a la demanda para evitar pérdidas en el transporte de electricidad, a esta solución se le denomina habitualmente sistema de “generación distribuida” y en adelante será un factor clave a tener en cuenta en cualquier propuesta de ubicación.

La otra tipología de instalaciones será las no deseadas por los perjuicios o impactos negativos que sobre el medioambiente o sobre la sociedad generan, tanto en las fases de diseño, construcción, desarrollo o desmantelamiento.

Según sea el caso la metodología para la elección de su ubicación será bien distinta, por tanto se debe tener claro a que categoría pertenecen las instalaciones que serán motivo de estudio a lo largo del presente trabajo.

En cuanto a los datos climatológicos que condicionarán la producción de la CFCR, debemos tener en cuenta la información necesaria acerca de:

- Irradiancia Global sobre superficie horizontal.
- Irradiancia Difusa.
- Irradiancia Directa.

- Albedo.
- Temperaturas medias anuales diurnas.

Uno de los factores con mayor protagonismo es el tipo de suelo en que se ubicarán, las CFR, este dato no incide en el rendimiento de la central pero sin embargo representa una variable de respeto por el medio ambiente, por lo que tendremos en cuenta entre otros los siguientes parámetros:

- Valor agrícola de los Usos de suelo.
- Protección medioambiental del suelo:
 - LICs (Lugares de Interés Comunitario).
 - ZEPAs (Zonas de Especial de Protección de las Aves).
 - Espacios pertenecientes a la RENPA (Red de Espacios Naturales Protegidos de Andalucía): Parques Naturales, Nacionales, etc.
 - IHA (Inventario de Humedales de Andalucía).

Resulta del mismo modo importante conocer la ubicación en cuanto a la accesibilidad de las infraestructuras, tanto para facilitar las comunicaciones como para garantizar la evacuación de la electricidad generada, por ello se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Distancias a núcleos de población.
- Distancias a carreteras.
- Distancias a líneas de evacuación.
- Distancias a subestaciones.

En cuanto a los datos geográficos:

- Latitud.
- Longitud.
- Altitud.
- Orografía del terreno.

En cuanto a la tecnología empleada en la CFCR:

- Tipo de composición de la CFCR.
- Tipo de generador empleado.
- Tipo de inversor empleado.
- Sistema de seguimiento:
 - Fijo.
 - A un eje.
 - A dos ejes

En cuanto a los datos económicos de la CFCR, los principales son:

- Ratio de rendimiento.
- Incremento anual del precio de la energía.
- Incremento del precio del dinero en caso de la financiación ajena con interés variable.

Queda patente, la gran cantidad de variables que inciden en la elección de una ubicación ideal para la instalación de una central fotovoltaica conectada a red, este hecho hace tremendamente complejo para un profano en la materia

decidir una ubicación pero incluso para profesionales del sector se hace necesario acudir a herramientas de ayuda en la decisión.

8.1.1 FACTORES CLIMATOLÓGICOS

Para la alimentación de la base de datos resulta de vital importancia tener en cuenta la influencia que los factores climatológicos tendrán en los resultados que se obtendrán de su aplicación al modelo, es inmediato entender que la influencia de la radiación solar, tal como se ha comentado en apartados anteriores, la producción de una instalación fotovoltaica ubicada en (Wei Tian et al, 2006) el campo es función de la orientación en que se colocan los paneles, la irradiancia recibida total, la irradiancia espectral, la velocidad del viento, la temperatura del aire, y de las pérdidas relacionadas al sistema.

La salida real de un sistema fotovoltaico ubicado en el campo es función de la orientación, irradiancia total, irradiancia espectral, velocidad del viento, temperatura del aire, y las pérdidas relacionadas (Luque A. et al, 2003). Por lo tanto, es importante tener todos estos factores en cuenta para entender el funcionamiento de un sistema fotovoltaico.

Diversos investigadores han trabajado en torno a varios aspectos de los sistemas fotovoltaicos instalados en áreas urbanas, de cara a desarrollar esta nueva tecnología (Grosso M., 1998, Close J, 2001, Kurokawa K., 2001, Mardaljevic J, 2003), sin embargo se han llevado a cabo pocos estudios sobre la influencia del clima en la producción de los sistemas fotovoltaicos.

Algunos autores (Asl-Soleimani et al, 2001) divulgaron que la contaminación atmosférica puede reducir la salida de la energía de módulos solares más del 60%. Otros autores han (Wang et al., 2005) analizado la interacción preliminar entre el microclima y los sistemas fotovoltaicos urbanos.

Todos los dispositivos fotovoltaicos son espectro sensibles, y el espectro solar cambia a su vez con la distancia a la tierra a través de la atmósfera.

Por otra parte, la radiación solar de distribución directa espectral cambia perceptiblemente durante el día, mientras que el contenido espectral de la radiación difusa es más homogénea (Codato et al; 2004) y (Oliveira et al; 2002) se observa que la radiación solar provoca variaciones de producción en los módulos concretamente del 5% para el silicio policristalino y del 14% para el silicio amorfo (Hirata et al; 1995) la variación de la salida de producción de los módulos se relaciona directamente con la variación de radiación solar, y a su vez, la disminución en la salida de energía de los módulos fotovoltaicos se relaciona con el aumento de la temperatura del módulo para los módulos del silicio cristalino.

La alta temperatura ambiente y baja velocidad del viento provoca un aumento de temperatura del módulo. Así vemos como son muchos los factores que inciden en la producción de los módulos, por tanto resulta de vital importancia, conocer la influencia de todos los parámetros en el rendimiento de una CFCR, con esto conseguiremos caracterizar una serie de variables, que serán determinantes a la hora de decidir sobre la viabilidad económica y el rendimiento energético.

En las siguientes páginas se analizarán de forma pormenorizada cada una de las variables para conocer de forma más profunda su incidencia en el funcionamiento de una CFCR, pero ya se comienza a detectar la necesidad de disponer de una metodología de trabajo que ayude en el procesamiento de los datos que cada una de las variables nos proporciona así como su interrelación.

En el apartado 7.4. de este trabajo, se justifican los algoritmos matemáticos por lo que se obtienen los valores de los distintos parámetros climatológicos estudiados, y por los que se obtienen los mapas que a continuación se exponen.

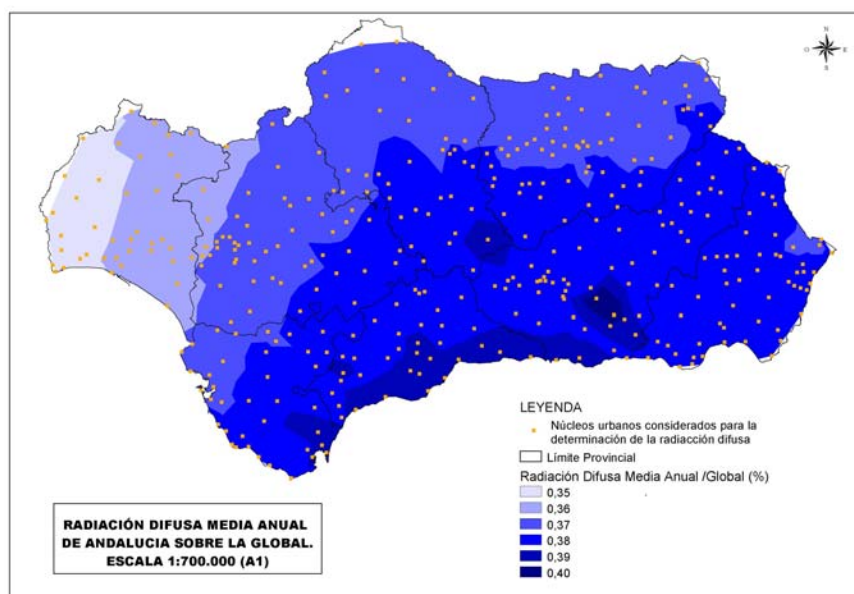


Gráfico 29 Radiación difusa anual.

Como se ha comentado con anterioridad, mientras que el contenido espectral de la radiación difusa es más homogénea (Codato et al; 2004) y (Oliveira et al; 2002), así, de la aplicación de las anteriores ecuaciones se obtiene el mapa de radiación difusa en el que se observa como los valores más altos se obtienen en las zonas costeras del mediterráneo y en el macizo de Sierra Nevada, mientras que hacia el interior va disminuyendo.

La homogeneidad de los resultados queda patente de la observación del mapa obtenido, así, si lo comparamos con los mapas resultantes del resto de parámetros climatológicos se aprecia como el valor de la radiación difusa es con diferencia el más homogéneo en la distribución de los resultados.

Otro parámetro muy útil en la elección de parámetros climatológicos es el de horas equivalentes de sol o HES. Este valor viene dado en kWh/kWp instalado.

Como se puede comprobar en el siguiente mapa este valor oscila para la comunidad de Andalucía entre los 1.436 kWh/kWp y los 1.582 kWh/kWp.

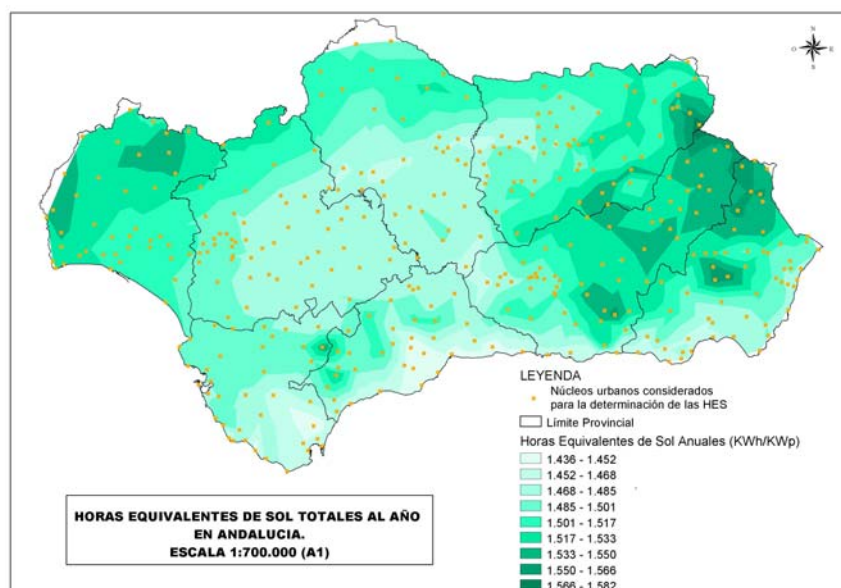


Gráfico 30 Mapa de Horas Equivalente de Sol anual en Andalucía.

De la observación del anterior gráfico, se comprueba como existen zonas como la cuenca del Guadalquivir correspondientes a la zona central de la provincia de Sevilla y sur de Córdoba, que aún teniendo niveles de radiación global sobre superficie horizontal muy altos, resultan con valores de HES moderados, este fenómeno como mas adelante se verá es debido entre otras causas a las altas temperaturas existentes en estas mismas zonas.

El resultado de aplicar el método expuesto en apartados anteriores (vease 7.4.3. y otros) a los 295 municipios considerados en el presente estudio, da como resultado el mapa expuesto en los gráficos siguientes. En él quedan reflejados todos los municipios considerados con los niveles de Gh obtenidos y que se aplican a todo el municipio (a los solos efectos de que resulte más gráfico). Hay que aclarar no obstante que las coordenadas introducidas para el cálculo han sido las del núcleo urbano.

Se observa que a nivel de Andalucía la variabilidad de los niveles obtenidos es bastante pequeña estando comprendida en una orquilla que va de los 4.557 Wh/m².día a los 4.911 Wh/m².día, esto representa unos niveles muy

altos si los comparamos con el resto de Europa y aún con el resto de España, lo que hace de esta región un área muy apta para los fines indicados en el presente estudio.

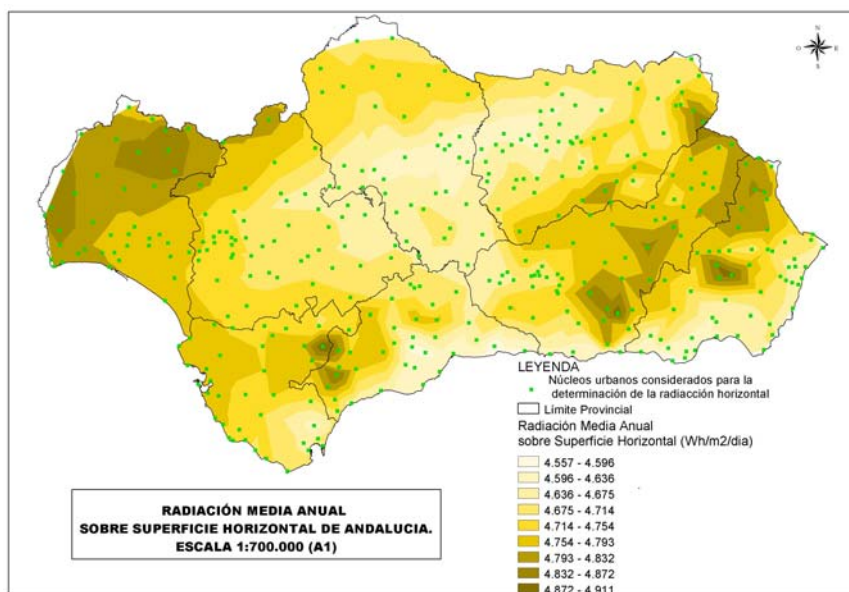


Gráfico 31 Media Anual de Niveles de Irradiación Global Horizontal en Wh/m²

En cuanto a los valores de irradiancia global sobre superficie horizontal, el resultado del estudio evidencia unos niveles más altos en la zona correspondiente al noreste de la provincia de Granada también conocida como Altiplano, y zonas limítrofes de Almería y Jaén, así como algunos municipios costeros de Huelva y Cádiz.

Los datos de irradiancia obtenidos oscilan entre un valor máximo de 1.801 kWh/m²/año, y mínimo de 1.652 kWh/m²/año con una media de 1.713 kWh/m²/año para radiaciones consideradas sobre superficie horizontal.

En el caso de irradiancia sobre superficie inclinada óptima, los valores anteriores aumentan en torno a un 10 % alcanzando el máximo calculado de 2.034 kWh/m²/año, mínimo de 1.864 kWh/m²/año y media de 1.938 kWh/m²/año.

Para valores de irradiancia sobre superficie vertical se obtiene 1.286 kWh/m²/año para el caso de máximo, 1.140 kWh/m²/año para los valores mínimos y de 1.219 kWh/m²/año para al caso medio.

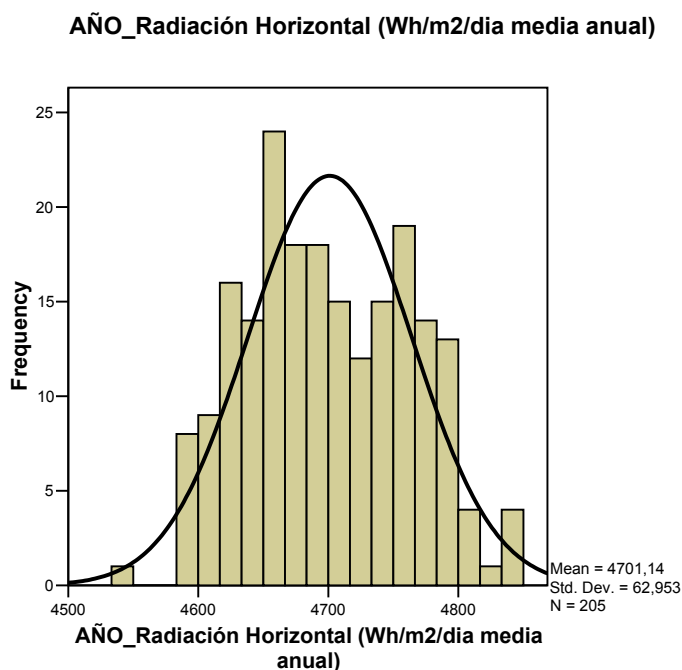


Gráfico 32 Histograma de valores de Radiación Global sobre superficie horizontal obtenidos en un año tipo en nuestro estudio.

La radiación solar es evidentemente un factor determinante cuando se trata de estudiar el potencial de energía solar de una región. Se exponen a continuación los valores obtenidos en nuestro estudio con los obtenidos en el estudio llevado a cabo por (A. Ramos et al, 2004) en el que se han considerado los datos aportados por 68 estaciones distribuidas por toda la región Andaluza, el

periodo de estudio considerado comprende desde 1999 hasta el 2004 para la radiación solar en (MJ/m^2 día). Los resultados obtenidos se pueden resumir como la media de radiación solar para Andalucía de $4,55 \pm 0,33 \text{ kWh.}/\text{m}^2$ día.

De la misma forma, en el estudio referenciado se observan grandes diferencias para cada estación del año, registrándose unos valores máximos de $6,44 \pm 0,55 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{día}$, en la época de verano y valores mínimos de media en otoño $2,888 \pm 0,249 \text{ kWh}/\text{m}^2$ día.

Estos valores anteriores registran pequeñas diferencias con los obtenidos en nuestro estudio, estas diferencias lógicamente se justifican al limarse las curvas de la serie anual con respecto a series mensuales.

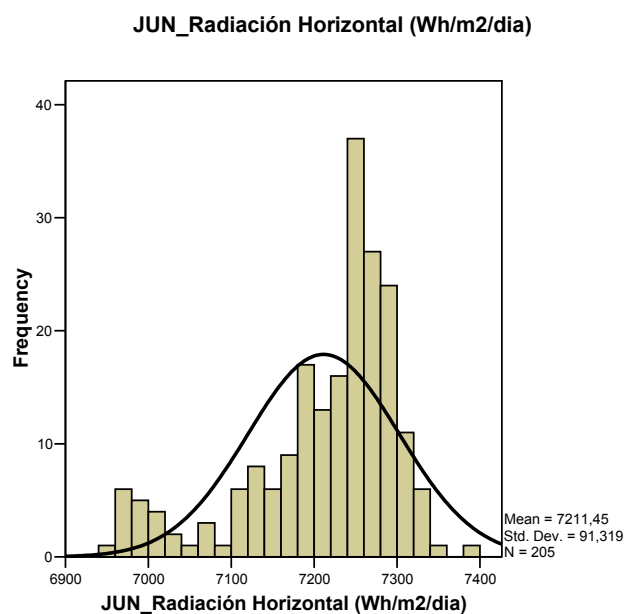


Gráfico 33 Histograma Radiación Global sobre superficie horizontal obtenido en el mes de Junio de un año tipo en nuestro estudio.

En cuanto a la incidencia negativa que las altas temperaturas tienen en la producción eléctrica de instalaciones fotovoltaicas, en los valores de rendimiento y por tanto de capacidad de producción de las células de silicio

(Estefanía Caamaño et al, 1998), se ha estimado conveniente incluir los valores de temperaturas medias de las zonas de estudio.

El resultado ha sido el mapa de temperaturas conformado por las isolíneas que unen los 295 municipios de estudio, y que ya nos dá una idea muy clara de las zonas de Andalucía que registran unos valores mas altos de temperatura media anual.

El valor considerado como parámetro de estudio es la temperatura media anual diurna, que es la única que vá a tener repercusión sobre la producción de los paneles solares, se desprecian por tanto los valores registrados en la noche por no se de interés para este estudio.

De la interpretación del mapa resultante, se aprecia que la depresión del Guadalquivir registra los valores mas altos de temperaturas médias diurnas anuales (comprendidas entre los 20,2 ° y 20.7 °), mientras que las temperaturas mas bajas se registran en las zonas del Altiplano de Granada y macizo de Sierra Nevada con valores comprendidos entre los 16,0 ° y 16,5°.

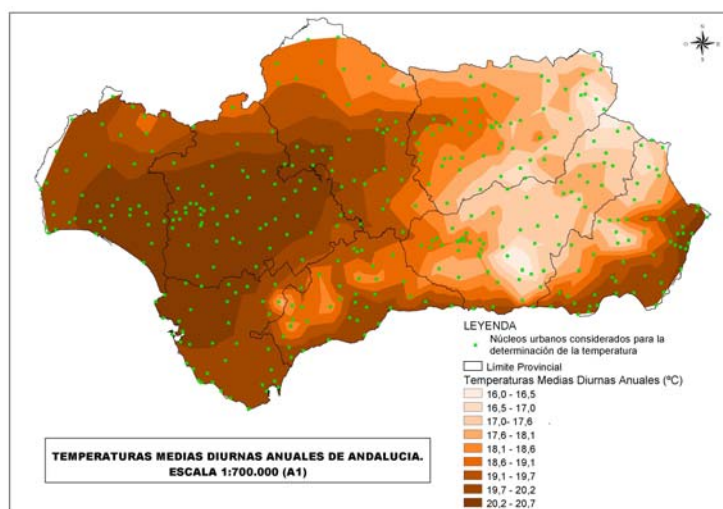


Gráfico 34 Temperaturas medias en Andalucía.

Estos resultados, tienen una clara justificación en la figura de Producción Eléctrica Relativa, en la que se aprecia claramente que existen zonas con un nivel de Irradiación Horizontal menor, como puede ser el caso del altiplano de Granada en su comparación con la depresión del Guadalquivir, y sin embargo presentan una mayor capacidad de producción eléctrica que otras con un mayor nivel de Irradiación Horizontal.

8.1.2 NUCLEOS DE POBLACIÓN ESTUDIADOS

Como consecuencia del planteamiento de producción eléctrica de una (CFCR) mediante el sistema de Generación distribuida se hace necesario en primer término definir los puntos de consumo mas importantes en Andalucía, por lo que se han considerado en este trabajo todos los núcleos con población mayor de 5.000 habitantes, en los que suponemos concentrada la mayor parte de la demanda de energía.

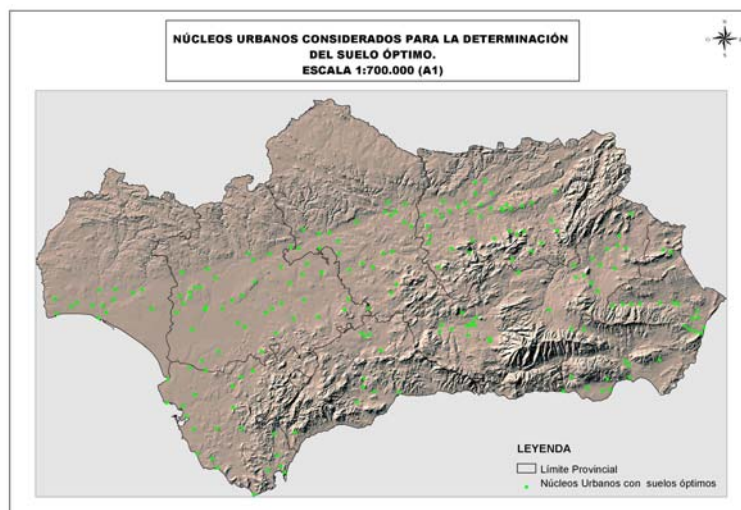


Gráfico 35 Núcleos con población mayor de 5.000 habitantes en el estudio de suelo óptimo

Para el análisis de las características de suelos se han considerado 220 municipios repartidos como se puede ver en la siguiente figura, distribuidos de forma homogénea en la zona centro de Andalucía y de forma más esponjada en las provincias de Granada Almería y zonas norte de Huelva, Sevilla y Córdoba.

Por otra parte, para el estudio de las condiciones climatológicas se han considerado 295 municipios, con esto se consigue evitar las zonas de penumbra que se generarían estudiando solo los 220 municipios en el análisis de suelo, ya que en este caso no hay núcleos en zonas protegidas o con fuertes pendientes.

Se observa a continuación como el mapa de núcleos considerados en el análisis de datos climatológicos barre perfectamente todo el territorio andaluz con lo cual las isolíneas resultantes serán mas fiables

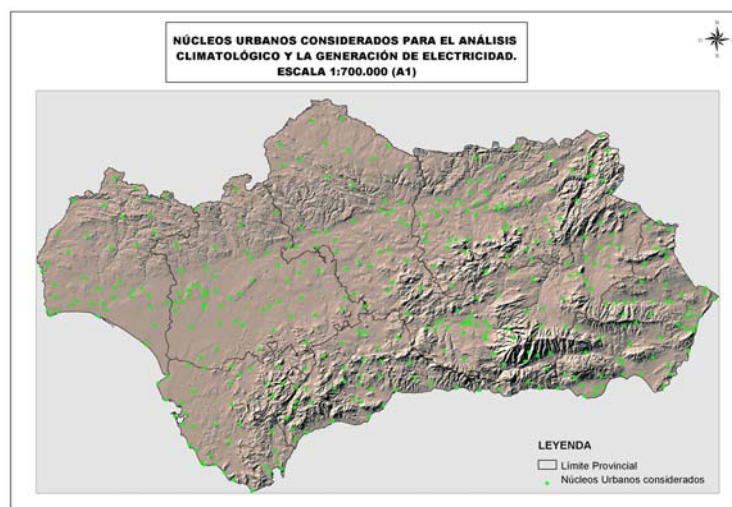


Gráfico 36 Núcleos considerados para el análisis climatológico.

A continuación se muestra la relación de municipios que han intervenido en el presente estudio a nivel de Andalucía para la confección de los distintos mapas de Radiación, Temperaturas y Horas equivalentes de sol anual.

Los valores que se muestran corresponden con los valores medios anuales de los siguientes parámetros:

- Temperatura media diaria anual en °C.
- Irradiancia media anual Global sobre superficie horizontal $G_{\text{Horizontal}}$ en Wh/m²/day
- Radiación Difusa % s($G_{\text{Horizontal}}$)
- Producción relativa media mensual kWh/kWp
- Producción relativa media anual total en kWh/kWp

Por motivos de espacio no se incluyen los valores mensuales de los datos expuestos en las siguientes tablas, por tanto solamente se muestran los valores medios anuales, sin embargo entendemos que son suficientes para que el lector tenga una idea aproximada de la cantidad de datos generados

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Nº	MUNICIPIO	PROVINCIA	ANUAL				
			T ^a	G _{horizontal}	R _{difusa}	P _{rel. Media}	P _{rel. Total}
1	Adamuz	CORDOBA	19,5	4641	0,37	123	1479
2	Adra	ALMERIA	19,9	4596	0,38	121	1457
3	Alcala de Guadaira	SEVILLA	20,7	4689	0,37	121	1457
4	Alcala de los Gazules	CADIZ	20,2	4735	0,39	123	1481
5	Alcala la Real	JAEN	17,7	4769	0,38	124	1486
6	Alcaudete	JAEN	18,6	4701	0,38	125	1497
7	Alcolea del Rio	SEVILLA	20,7	4662	0,37	123	1472
8	Alcontar	ALMERIA	15,8	4780	0,38	127	1526
9	Algeciras	CADIZ	19,9	4668	0,39	119	1431
10	Alhaurín el Grande	MALAGA	19,9	4623	0,39	118	1417
11	Alhendin	GRANADA	18,1	4729	0,38	125	1501
12	Aljaraque	HUELVA	20,3	4794	0,36	126	1516
13	Almeria	ALMERIA	20,1	4613	0,38	119	1433
14	Almodovar del Rio	CORDOBA	20,3	4622	0,38	122	1465
15	Almonte	HUELVA	20,6	4759	0,36	123	1480
16	Almuñecar	GRANADA	19,5	4615	0,39	119	1430
17	Alora	MALAGA	19,7	4623	0,39	142	1448
18	Andujar	MALAGA	19,3	4590	0,37	120	1438
19	Antas	ALMERIA	20,2	4656	0,38	145	1482
20	Antequera	MALAGA	19,1	4671	0,38	120	1443
21	Arahal	SEVILLA	20,6	4682	0,37	121	1454
22	Arboleas	ALMERIA	19,7	4685	0,38	147	1496
23	Arcos de la Frontera	CADIZ	20,4	4751	0,38	122	1465
24	Arjona	JAEN	18,9	4662	0,37	124	1490
25	Arjonilla	JAEN	19,2	4627	0,37	123	1476
26	Armillá	GRANADA	18,4	4714	0,38	122	1462
27	Ayamonte	HUELVA	20,0	4815	0,35	125	1495
28	Aznalcazar	SEVILLA	20,7	4737	0,37	124	1491
29	Aznalcollar	SEVILLA	20,6	4751	0,36	125	1499
30	Badolatosa	SEVILLA	19,8	4661	0,38	123	1475
31	Baena	CORDOBA	19,3	4647	0,38	120	1445
32	Baeza	JAEN	17,7	4739	0,37	124	1485
33	Bailen	JAEN	18,8	4642	0,37	121	1454
34	Baños de la encina	JAEN	17,0	4641	0,37	124	1488
35	Barbate	CADIZ	20,0	4719	0,38	120	1446
36	Barrios Los	CADIZ	20,0	4663	0,38	119	1426
37	Baza	GRANADA	17,3	4816	0,38	125	1503
38	Beas	HUELVA	20,4	4783	0,36	126	1512
39	Bedar	ALMERIA	19,3	4709	0,38	147	1496
40	Bedmar y Garciez	JAEN	18,0	4725	0,38	123	1473

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Nº	MUNICIPIO	PROVINCIA	Tª	G _{horizontal}	R _{difusa}	P _{rel. Media}	P _{rel. Total}
41	Begijar	JAEN	18,3	4687	0,37	125	1503
42	Benacazon	SEVILLA	20,6	4750	0,37	125	1497
43	Benahadux	ALMERIA	19,5	4662	0,38	144	1473
44	Benalup	CADIZ	20,1	4720	0,38	123	1475
45	Benamaurel	GRANADA	15,5	4835	0,38	129	1553
46	Berja	ALMERIA	17,8	4633	0,38	122	1467
47	Bollullos par del Condado	HUELVA	20,5	4776	0,36	124	1483
48	Bonares	HUELVA	20,5	4769	0,36	125	1504
49	Bornos	CADIZ	20,3	4767	0,37	125	1495
50	Bujalance	CORDOBA	19,3	4639	0,38	123	1479
51	Cabezas de San Juan	SEVILLA	20,6	4725	0,37	124	1483
52	Cabra	CORDOBA	19,2	4686	0,38	121	1456
53	Cabra de Sto. Cristo	JAEN	16,7	4849	0,39	130	1558
54	Cadiz	CADIZ	20,2	4779	0,37	123	1471
55	Campana (La)	SEVILLA	20,5	4673	0,37	123	1476
56	Caniles	GRANADA	17,7	4784	0,38	150	1531
57	Cantoria	ALMERIA	19,4	4688	0,38	147	1498
58	Cañada Rosal	SEVILLA	20,4	4666	0,37	123	1475
59	Cañete de laTorres	CORDOBA	19,4	4631	0,38	123	1477
60	Los Caños de meca	CADIZ	20,0	4647	0,38	122	1468
61	Carboneras	ALMERIA	18,7	4655	0,38	123	1480
62	Carlota	CORDOBA	20,1	4659	0,38	123	1476
63	Carmona	SEVILLA	20,6	4700	0,37	122	1460
64	La Carolina	JAEN	18,2	4656	0,37	122	1458
65	Carpio (El)	CORDOBA	19,7	4616	0,38	122	1470
66	Cartama	MALAGA	20,0	4587	0,39	141	1436
67	Cartaya	HUELVA	20,2	4798	0,35	127	1518
68	Casares	MALAGA	19,9	4740	0,39	124	1483
69	Castellar de la Frontera	CADIZ	20,0	4615	0,38	119	1434
70	Castilleja de la cuesta	SEVILLA	20,6	4738	0,37	123	1471
71	Castillejar	GRANADA	17,7	4763	0,38	150	1531
72	Castro del Rio	CORDOBA	19,7	4628	0,38	122	1469
73	Chauchina	GRANADA	18,7	4684	0,38	124	1488
74	Chiclana	CADIZ	20,2	4760	0,37	122	1463
75	Chimeneas	GRANADA	18,2	4708	0,38	125	1494
76	Chipiona	CADIZ	20,4	4787	0,37	123	1477
77	Cijuela	GRANADA	18,7	4677	0,38	124	1485
78	Coin	MALAGA	19,9	4633	0,39	119	1424
79	Conil Frontera	CADIZ	20,1	4756	0,38	124	1487
80	Cordoba	CORDOBA	20,0	4619	0,38	122	1467
81	Coria del Rio	SEVILLA	20,7	4718	0,37	122	1463
82	Cortes de Baza	GRANADA	16,3	4758	0,38	127	1529
83	Cuevas de Almanzora	GRANADA	18,5	4674	0,38	124	1490

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Nº	MUNICIPIO	PROVINCIA	T ^a	G _{horizontal}	R _{difusa}	P _{rel. Media}	P _{rel. Total}
84	Cuevas del Campo	GRANADA	16,1	4766	0,38	127	1529
85	Cullar Baza	GRANADA	17,6	4797	0,38	128	1541
86	Dalias	ALMERIA	18,9	4699	0,38	122	1458
87	DosHermanas	SEVILLA	20,7	4707	0,37	122	1459
88	Ecija	SEVILLA	20,3	4654	0,38	121	1446
89	El Ejido	ALMERIA	19,8	4607	0,38	119	1429
90	El Cuervo	SEVILLA	20,5	4750	0,38	122	1467
91	Espejo	CORDOBA	19,7	4646	0,38	123	1474
92	Espeluy	JAEN	19,2	4604	0,37	123	1473
93	Espera	CADIZ	20,5	4739	0,37	124	1486
94	Estepa	SEVILLA	19,5	4709	0,38	121	1455
95	Estepona	MALAGA	20,1	4647	0,39	119	1424
96	Fiñana	ALMERIA	16,1	4765	0,38	127	1520
97	Freila	GRANADA	16,2	4765	0,38	127	1525
98	Fuengirola	MALAGA	19,9	4618	0,39	118	1420
99	Fuente de Piedra	MALAGA	19,4	4693	0,38	123	1482
100	Fuente Palmera	CORDOBA	20,3	4649	0,37	123	1471
101	Fuente Vaqueros	GRANADA	18,7	4681	0,38	124	1487
102	Fuentes de Andalucía	SEVILLA	20,4	4688	0,37	123	1479
103	Gador	ALMERIA	19,8	4631	0,38	144	1469
104	Galera	GRANADA	17,6	4767	0,38	150	1534
105	Gallardos (Los)	ALMERIA	20,1	4678	0,38	124	1489
106	Garrucha	ALMERIA	20,4	4644	0,38	145	1478
107	Gribraleon	HUELVA	20,3	4781	0,36	126	1512
108	Granada	GRANADA	18,3	4719	0,38	122	1465
109	Guadahortuna	GRANADA	17,3	4786	0,38	128	1533
110	Guadalcazar	CORDOBA	20,2	4632	0,38	122	1468
111	Guadix	GRANADA	17,6	4758	0,38	123	1478
112	Guadarroman	JAEN	18,7	4630	0,37	124	1485
113	Guillena	SEVILLA	20,7	4709	0,37	124	1485
114	Herrera	SEVILLA	20,0	4664	0,38	123	1474
115	Higuera de Arjona	JAEN	18,9	4651	0,37	124	1487
116	Higuera Calatrava	JAEN	19,1	4650	0,38	124	1483
117	Hinojos	HUELVA	20,6	4766	0,36	125	1502
118	Hornachuelos	CORDOBA	20,4	4633	0,37	122	1466
119	Huelma	JAEN	17,0	4795	0,38	128	1534
120	Huelva	HUELVA	20,3	4782	0,36	124	1485
121	Hueneja	GRANADA	15,6	4808	0,38	128	1531
122	Huerca Overa	ALMERIA	18,1	4696	0,37	125	1501

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Nº	MUNICIPIO	PROVINCIA	Tª	G _{horizontal}	R _{difusa}	P _{rel. Media}	P _{rel. Total}
123	Huescar	GRANADA	17,2	4772	0,38	151	1538
124	Huetor-Tajar	GRANADA	18,8	4677	0,38	122	1469
125	Huevar	SEVILLA	20,6	4752	0,37	125	1497
126	Humilladero	MALAGA	19,4	4690	0,38	145	1481
127	Ibros	JAEN	18,6	4665	0,37	125	1496
128	Illora	GRANADA	17,7	4741	0,38	125	1505
129	Isla Cristina	HUELVA	20,0	4812	0,35	125	1494
130	Isla Canela	HUELVA	18,3	4817	0,35	127	1525
131	Jabalquinto	JAEN	18,6	4665	0,37	125	1496
132	Jaen	JAEN	18,5	4674	0,38	121	1455
133	Jerez Fra	CADIZ	20,4	4768	0,37	122	1469
134	Jimena	JAEN	18,1	4657	0,38	123	1482
135	Jimena de la Frontera	CADIZ	20,0	4707	0,38	123	1470
136	Jodar	JAEN	17,6	4727	0,38	123	1475
137	Lachar	GRANADA	18,6	4684	0,38	124	1487
138	Lantejuela	SEVILLA	20,3	4662	0,38	121	1448
139	Larva	JAEN	15,7	4793	0,38	128	1540
140	Lebrija	SEVILLA	20,6	4750	0,37	122	1467
141	El Lentiscal	CADIZ	19,9	4724	0,38	124	1494
142	Lepe	HUELVA	20,1	4810	0,35	123	1475
143	Linares	JAEN	18,7	4646	0,37	121	1456
144	La Linea Concepción	CADIZ	19,9	4664	0,39	119	1428
145	Loja	GRANADA	19,0	4645	0,38	119	1434
146	Lopera	JAEN	19,5	4603	0,38	122	1467
147	Lora del Rio	SEVILLA	20,6	4659	0,37	123	1472
148	Lucena	CORDOBA	19,3	4689	0,38	121	1457
149	Luisiana (La)	SEVILLA	20,4	4663	0,38	123	1471
150	Lupion	JAEN	18,5	4663	0,37	124	1494
151	Mairena de Alcor	SEVILLA	20,6	4710	0,37	122	1462
152	Mairena de aljarafe	SEVILLA	20,7	4721	0,37	122	1464
153	Malaga	MALAGA	20,0	4592	0,39	118	1415
154	Mancha Real	JAEN	18,1	4710	0,38	126	1507
155	Maracena	GRANADA	18,3	4720	0,38	122	1465
156	Marbella	MALAGA	20,0	4643	0,39	119	1426
157	Marchena	SEVILLA	20,6	4680	0,38	121	1451
158	Maria	ALMERIA	16,8	4841	0,38	152	1551
159	Martos	JAEN	18,3	4709	0,38	122	1469
160	Medina -Sidonia	CADIZ	20,1	4720	0,38	123	1475

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Nº	MUNICIPIO	PROVINCIA	Tª	G _{horizontal}	R _{difusa}	P _{rel. Media}	P _{rel. Total}
161	Mengibar	JAEN	19,0	4625	0,37	123	1480
162	Mojacar	ALMERIA	20,2	4660	0,38	144	1472
163	Mojonera	ALMERIA	18,6	4599	0,38	121	1457
164	Molares (Los)	SEVILLA	20,6	4706	0,37	123	1479
165	Mollina	MALAGA	19,3	4697	0,38	145	1484
166	Montellano	SEVILLA	20,3	4736	0,38	124	1483
167	Montilla	CORDOBA	19,6	4684	0,38	121	1458
168	Montoro	CORDOBA	19,6	4599	0,37	122	1466
169	Moraleta de Zafayona	GRANADA	18,7	4670	0,38	123	1479
170	Moron Frontera	SEVILLA	20,4	4720	0,38	122	1461
171	Motril	GRANADA	19,7	4597	0,39	119	1422
172	Nerja	MALAGA	19,9	4578	0,39	118	1415
173	Niebla	HUELVA	20,5	4762	0,36	125	1503
174	Níjar	ALMERIA	18,5	4648	0,38	123	1475
175	Olivares	SEVILLA	20,6	4752	0,37	125	1497
176	Orce	GRANADA	17,3	4799	0,38	151	1544
177	Osuna	SEVILLA	20,2	4678	0,38	121	1449
178	Otura	GRANADA	18,1	4732	0,38	125	1502
179	Palacios y villafranca	SEVILLA	20,7	4707	0,37	121	1457
180	Palma del Rio	CORDOBA	20,5	4640	0,37	122	1468
181	Palomares	ALMERIA	18,7	4651	0,38	123	1482
182	Palos de la Frontera	HUELVA	20,4	4788	0,36	126	1512
183	Paradas	SEVILLA	20,5	4694	0,37	123	1478
184	Peal de Becerro	JAEN	16,7	4683	0,37	125	1503
185	Pedro Abad	CORDOBA	19,7	4603	0,38	122	1467
186	Peñaflor	SEVILLA	20,5	4644	0,37	122	1468
187	Peñarroya-Pueblonuevo	CORDOBA	17,3	4723	0,37	125	1504
188	Pilas	SEVILLA	20,6	4757	0,36	125	1499
189	Pinos Puente	GRANADA	18,6	4688	0,38	124	1488
190	Pizarra	MALAGA	20,1	4587	0,39	141	1438
191	Porcuna	JAEN	19,0	4654	0,38	124	1484
192	Posadas	CORDOBA	20,3	4649	0,37	123	1471
193	Pozoblanco	CORDOBA	18,5	4740	0,37	123	1481
194	Priego de cordoba	CORDOBA	18,3	4724	0,38	122	1467
195	Puebla Cazalla	SEVILLA	20,4	4683	0,38	121	1451
196	Puebla de Don Fabrique	GRANADA	16,6	4781	0,38	151	1540
197	Puebla del Rio	SEVILLA	20,7	4730	0,37	122	1465

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Nº	MUNICIPIO	PROVINCIA	Tª	G _{horizontal}	R _{difusa}	P _{rel. Media}	P _{rel. Total}
198	Puente-Genil	CORDOBA	20,0	4677	0,38	120	1442
199	Puerto Sta. Maria	CADIZ	20,3	4781	0,37	123	1472
200	Puerto Real	CADIZ	20,3	4764	0,37	122	1466
201	Pulpi	ALMERIA	18,4	4693	0,37	125	1499
202	Punta Umbria	HUELVA	20,3	4796	0,36	124	1489
203	Purchena	ALMERIA	18,7	4712	0,38	148	1507
204	Quesada	JAEN	17,1	4791	0,38	128	1541
205	Rambla	CORDOBA	19,8	4668	0,38	123	1479
206	Retamar	ALMERIA	18,6	4635	0,38	123	1471
207	Rinconada (La)	SEVILLA	20,7	4697	0,37	123	1481
208	Roche	CADIZ	18,6	4759	0,38	124	1488
209	Rodalquilar	ALMERIA	18,4	4689	0,38	124	1487
210	Ronda	MALAGA	19,1	4753	0,38	122	1462
211	Roquetas de Mar	ALMERIA	20,1	4600	0,38	119	1427
212	Rota	CADIZ	20,4	4789	0,37	123	1476
213	Salar	GRANADA	18,8	4661	0,39	123	1474
214	Salteras	SEVILLA	20,6	4745	0,37	125	1495
215	S Bartolomé de la Torre	HUELVA	18,4	4815	0,35	127	1525
216	San Fernando	CADIZ	20,2	4768	0,37	122	1466
217	San Jose	ALMERIA	18,5	4662	0,38	123	1473
218	San Jose del Valle	CADIZ	20,4	4753	0,38	124	1488
219	San Juan del Puerto	HUELVA	20,4	4778	0,36	126	1510
220	San roque	CADIZ	19,9	4681	0,39	122	1462
221	S. Silvestre de Guzman	HUELVA	18,2	4847	0,35	128	1536
222	S. Lucar de Barrameda	CADIZ	20,4	4782	0,37	123	1476
223	Sanlucar la Mayor	SEVILLA	20,6	4740	0,37	125	1501
224	Santa Fe	GRANADA	18,6	4695	0,38	121	1458
225	Santaella	CORDOBA	20,2	4658	0,38	123	1473
226	Santiago de Calatrava	JAEN	19,1	4656	0,38	124	1484
227	Santiago de la Espada	JAEN	16,1	4805	0,38	127	1529
228	Seron	ALMERIA	16,2	4772	0,38	127	1522
229	Sevilla	SEVILLA	20,7	4700	0,37	122	1458
230	Sorbas	ALMERIA	17,7	4722	0,38	125	1505
231	Tarifa	CADIZ	19,9	4701	0,38	120	1437
232	Tijola	ALMERIA	16,5	4752	0,38	127	1518
233	Tomares	SEVILLA	20,7	4729	0,37	122	1468

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Nº	MUNICIPIO	PROVINCIA	Tª	G _{horizontal}	R _{difusa}	P _{rel. Media}	P _{rel. Total}
234	Topares	ALMERIA	15,5	4818	0,38	130	1556
235	Torredelcampo	JAEN	18,3	4697	0,38	122	1465
236	Torreblascopedro	JAEN	19,0	4621	0,37	123	1480
237	Torredonjimeno	JAEN	18,4	4696	0,38	122	1465
238	Torremolinos	MALAGA	19,8	4632	0,39	119	1424
239	Torreperogil	JAEN	16,0	4734	0,37	127	1524
240	Trebujena	CADIZ	20,5	4758	0,37	124	1493
241	Trigueros	HUELVA	20,4	4784	0,36	126	1512
242	Turre	ALMERIA	20,4	4644	0,38	145	1478
243	Ubeda	JAEN	17,5	4742	0,37	124	1486
244	Ubrique	CADIZ	19,6	4788	0,38	123	1471
245	Utrera	SEVILLA	20,7	4704	0,37	121	1456
246	Vejer de la Frontera	CADIZ	20,0	4749	0,38	124	1484
247	Velez Malaga	MALAGA	19,9	4557	0,39	117	1406
248	Velez Blanco	ALMERIA	17,0	4841	0,39	153	1559
249	Velez Rubio	ALMERIA	16,0	4789	0,38	129	1543
250	Vera	ALMERIA	20,2	4668	0,38	124	1488
251	Vicar	ALMERIA	18,4	4614	0,38	122	1462
252	Vilches	JAEN	18,3	4645	0,37	124	1492
253	Villablanca	HUELVA	20,0	4828	0,35	127	1529
254	Villacarrillo	JAEN	17,5	4724	0,37	127	1523
255	Villafranca de cordoba	CORDOBA	19,7	4617	0,37	122	1466
256	Isla Mayor	SEVILLA	20,7	4723	0,37	123	1479
257	Villamanrique de Condesa	SEVILLA	20,7	4744	0,37	124	1494
258	Villamartin	CADIZ	20,5	4729	0,38	123	1476
259	Villanueva de Cordoba	CORDOBA	18,2	4747	0,37	124	1484
260	Villanueva de la Reina	JAEN	19,2	4605	0,37	123	1471
261	Villanueva del Rio y Minas	SEVILLA	20,6	4682	0,37	123	1479
262	Villanueva del Mesias	GRANADA	18,8	4672	0,38	123	1481
263	Villares	JAEN	18,1	4709	0,38	125	1502
264	Villarrasa	HUELVA	20,5	4760	0,36	125	1503
265	Villatorres	JAEN	18,9	4662	0,37	124	1490
266	Zahara de los Atunes	CADIZ	20,0	4710	0,38	120	1442
267	Zahora	CADIZ	15,9	4736	0,38	121	1452
268	Zujar	GRANADA	17,6	4778	0,38	128	1533
269	Zurgena	ALMERIA	19,6	4699	0,38	147	1501

Nº	MUNICIPIO	PROVINCIA	T ^a	G _{horizontal}	R _{difusa}	P _{rel. Media}	P _{rel. Total}
270	Almaciles	GRANADA	15,2	4818	0,38	130	1554
271	Cañadas de Lizaran	ALMERIA	16,0	4779	0,38	128	1540
272	Mancheno	ALMERIA	15,4	4835	0,38	130	1562
273	Pozo de la Higuera	ALMERIA	18,1	4718	0,37	126	1509
274	San juan de terrenos	ALMERIA	18,7	4656	0,38	124	1485
275	San agustin	ALMERIA	18,6	4602	0,38	121	1457
276	Almerimar	ALMERIA	18,6	4583	0,38	121	1450
277	Almonaster la Real	HUELVA	17,7	4859	0,36	128	1540
278	Aldeaquemada	JAEN	16,0	4703	0,37	126	1514
279	Arroyosmolinos de Leon	HUELVA	17,4	4824	0,36	128	1530
280	Belalcazar	CORDOBA	17,1	4703	0,37	125	1499
281	Blazquez	CORDOBA	17,2	4731	0,37	125	1504
282	Cabezas rubias	HUELVA	18,2	4818	0,35	127	1528
283	El Centenillo	JAEN	17,6	4716	0,37	126	1518
284	Conquista	CORDOBA	16,6	4729	0,37	126	1514
285	cumbres de en medio	HUELVA	17,8	4783	0,36	126	1512
286	Encinasola	HUELVA	17,8	4798	0,36	127	1525
287	El granado	HUELVA	18,1	4864	0,35	129	1542
288	Guadalcanal	SEVILLA	17,1	4816	0,37	127	1530
289	Puerta de Segura	JAEN	16,2	4674	0,37	125	1504
290	Real de la Jara	SEVILLA	17,7	4794	0,36	127	1519
291	Rosal de la Frontera	HUELVA	18,0	4820	0,35	128	1531
292	Sanlucar de Guadiana	HUELVA	18,2	4835	0,35	128	1532
293	Santa Eufemia	CORDOBA	16,9	4677	0,37	124	1488
294	Siles	JAEN	15,9	4711	0,37	126	1517
295	Villarrodrigo	JAEN	15,6	4717	0,37	127	1525

Tabla 5 Relación de Municipios participantes en el estudio.

8.1.3 SUELOS RESULTANTES

El presente trabajo tiene como ámbito la comunidad de Andalucía por lo que la gran cantidad de datos que genera hace muy difícil su manejo aún cuando se cuenta con la ayuda de potentes herramientas informáticas, por ello se hace necesario reducir la información definiendo unos criterios de selección de suelos y del resto de parámetros que intervendrán en la definición del modelo.

Para la obtención de los terrenos mas adecuados, se plantea la idoneidad de su ubicación en áreas cercanas a puntos de consumo de electricidad importantes, como son, los núcleos urbanos con población superior a 5.000 habitantes, esto ha llevado al estudio de 220 municipios, entre los que lógicamente se incluyen las 8 capitales de provincia.

Una vez determinados los municipios objeto de estudio, se ha definido un área conformada por una corona circular en torno a cada uno de ellos formado por una circunferencia interior situada a 5 Km de distancia del perímetro del casco urbano actual y otra circunferencia exterior situada a 5 Km de la anterior.

Esta distancia de 5 Km desde el casco urbano hasta la zona considerada como optima, permitirá el esponjamiento urbanístico futuro de los municipios considerados, hay que aclarar que no obedece esta distancia al resultado de ningún análisis, si no solamente a una estimación muy conservadora considerándose suficiente para que no quede incluida en un futuro la CFCR dentro del casco urbano, sobre todo por los riesgos que esto conllevaría sobre las personas.

A la superficie resultante le llamaremos Área 1 y da una disponibilidad inicial de 2.485.810,67 ha, lógicamente, en este primer tanteo no se elimina suelo en base a ningún criterio.

Ya disponemos pues de una superficie de partida, a partir de este punto habrá que empezar a eliminar todo el terreno que esté incluido dentro de los condicionantes medioambientales, legales o de tipo orográfico que se han considerado en capítulos anteriores.

El Área 2 será la resultante de eliminar las zonas que son Espacios Protegidos y lugares de Interés Comunitario (LICS) del Área 1.

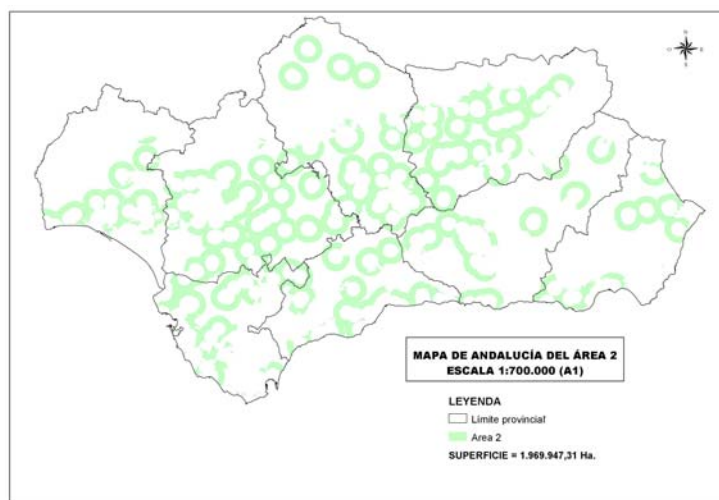


Gráfico 37 Área 2 resultante una vez deducida la superficie de espacios protegidos y LIC.

Será de aplicación al Área 2 el Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de Julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, en el que se establece la protección a aplicar a los arroyos y los cauces.

Según éste, los márgenes de los cauces públicos están sujetos en toda su extensión longitudinal a la siguiente protección:

- Zona de servidumbre de 5 metros de anchura, para su uso público que se regulará reglamentariamente.
- Zona de policía de 100 metros de anchura en la que se condicionará el uso del suelo y las actividades que se desarrollen.

Aunque legalmente en la zona de policía estaría permitida la instalación de CFR, en este trabajo se discriminará esta superficie considerándola como suelo no apto.

Por lo tanto partiendo del Área 2 se elimina el área correspondiente a la zona de servidumbre y de policía de todos los cauces y arroyos que discurren por la zona, reflejados en gráficos anteriores y como resultado obtenemos el Área 3.

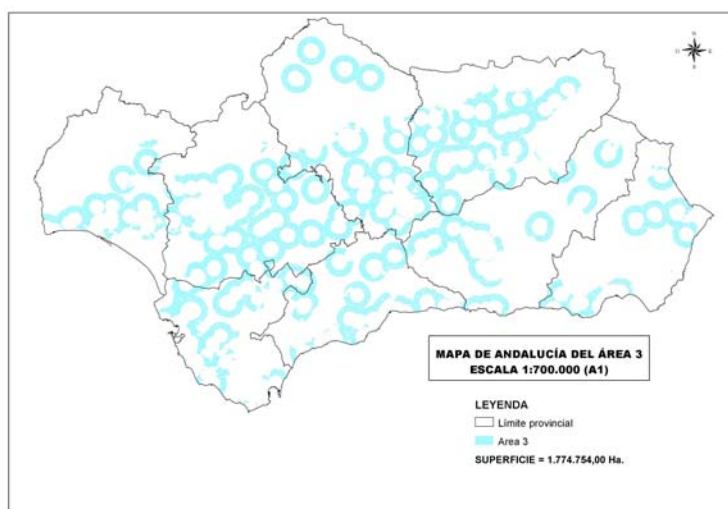


Gráfico 38 Área 3 excluidas zonas de Servidumbre y Policía de cauces públicos.

Un nuevo elemento motivo de exclusión serán las determinaciones contenidas en la Ley 8/2001, de 12 de julio, de Carreteras de Andalucía en la que se establece una zona de no edificación de las carreteras consiste en dos franjas de terreno, una a cada lado de las mismas, delimitadas interiormente por las aristas exteriores de la calzada y exteriormente por dos líneas paralelas a las citadas aristas, las distancias establecidas serán función de la categoría de la vía determinándose las siguientes:

- Vías de gran capacidad 100 metros

- Vías convencionales⁴ de la red principal de 50 metros.
- Resto de carreteras de 25 metros

El Real decreto 1812/1994, de 2 de septiembre, por el que se aprueba el reglamento general de carreteras establece una línea límite de edificación que se sitúa a 50 metros en autopistas, autovías y vías rápidas, y a 25 metros en el resto de las carreteras, de la arista exterior de la calzada más próxima, medidos horizontalmente a partir de la mencionada arista.

Partiendo pues del Área 3 y teniendo en cuenta lo anterior, se ha eliminado esta zona de no edificación definida por las carreteras que tienen intersección con la superficie del Área 3.

En este caso y dado la complejidad para distinguir las vías convencionales de la red principal del resto de carreteras, solo se han considerado dos distancias, en vez de las tres categorías de vías que aparecen en la ley.

Por lo tanto las distancias que se han tomado son de 100 metros en las vías de gran capacidad y de 50 metros en el resto. Para las carreteras nacionales se han seguido las indicaciones del real decreto.

Eliminada esta zona de no edificación obtenemos el Área 4.

⁴ Medidos en horizontal y perpendicularmente desde las citadas aristas.

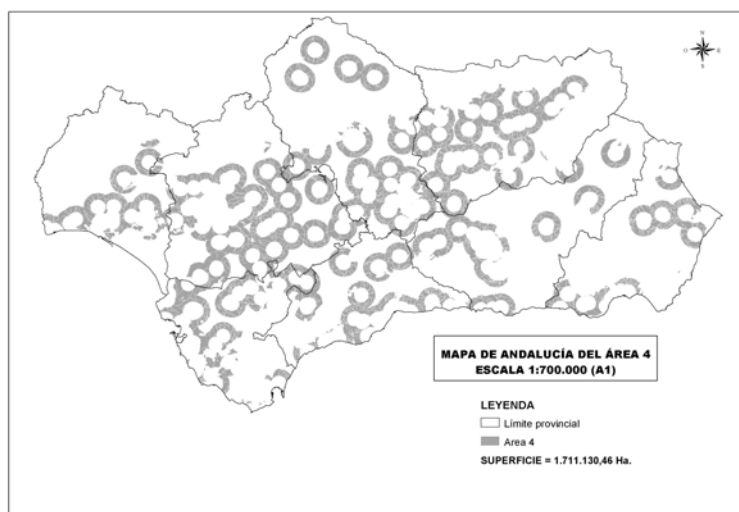


Gráfico 39 Área 4 resultante una vez deducida la zona de afección de carreteras.

El Área 5 será la resultante de eliminar las vías pecuarias según la anchura que se establece en el Inventario de Vías Pecuarias de Andalucía.

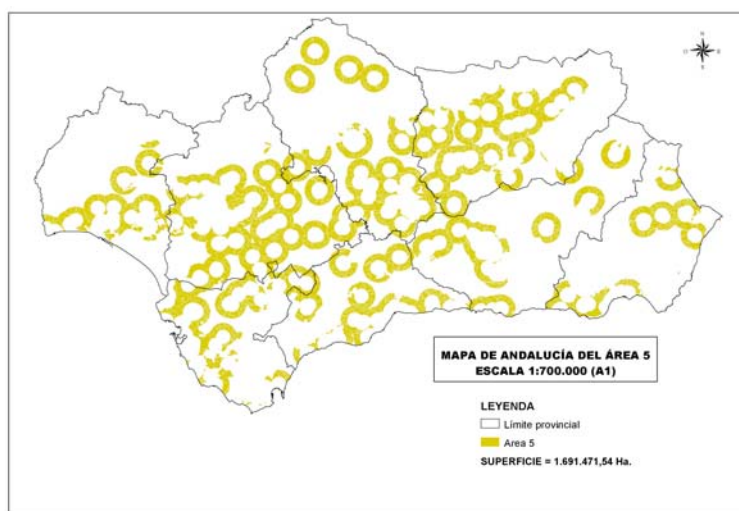


Gráfico 40 Área 5 resultante una vez deducidas las superficies ocupadas por vías pecuarias.

En la siguiente fase se eliminarán los cascos urbanos de municipios con menos de 5.000 habitantes ubicados en el área de estudio, considerando además que están incluidos dentro de un círculo de radio 1 Km. alrededor de su perímetro exterior.

Una vez eliminada esta superficie se obtiene el Área 6 reflejada en el siguiente gráfico.

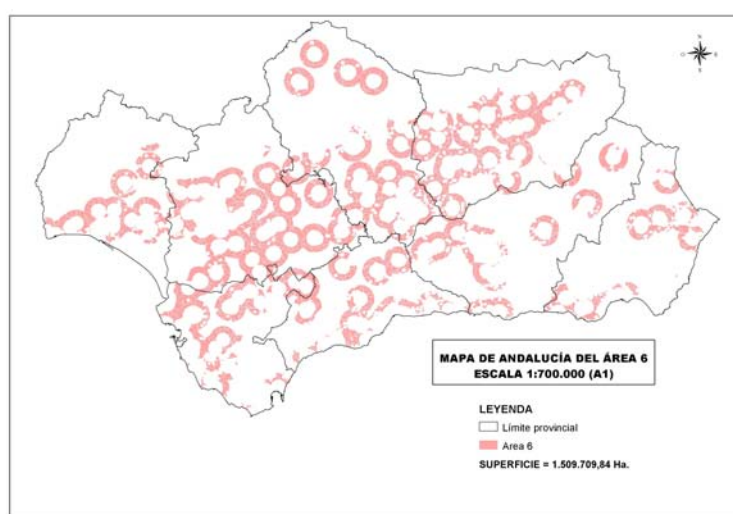


Gráfico 41 Área 6. Resultante una vez eliminados los cascos urbanos menores de 5.000 Habitantes.

Como se ha comprobado en este apartado, existen factores que tienen más incidencia sobre la superficie, así al aplicar el condicionante del uso agrícola se ha reducido en unas 500.000 ha el suelo disponible, de la misma forma, con la aplicación de las pendientes superiores al 7 % como elemento de discriminación, como se puede apreciar en el gráfico siguiente, la superficie queda bastante reducida al aplicar este parámetro.

Conviene aclarar no obstante tal como se ha comentado en apartados anteriores, que un terreno con pendiente superior al 7 % puede ser utilizado para la instalación de una CFR, sin embargo y de cara a evitar cualquier impacto ambiental consideraremos como óptimos aquellos suelos que no

necesitarían la realización de movimientos de tierras (en desmonte o terraplenado) para su nivelación y adecuación a este uso. Así mismo, terrenos situados en laderas con pendientes fuertes puede tener problemas de accesibilidad que necesitaría de importantes esfuerzos en la realización de accesos adecuados.

De igual forma, resulta complicado realizar una estimación sobre los suelos que aún teniendo pendientes superiores al 7% pueden ser validos por su orientación sur.

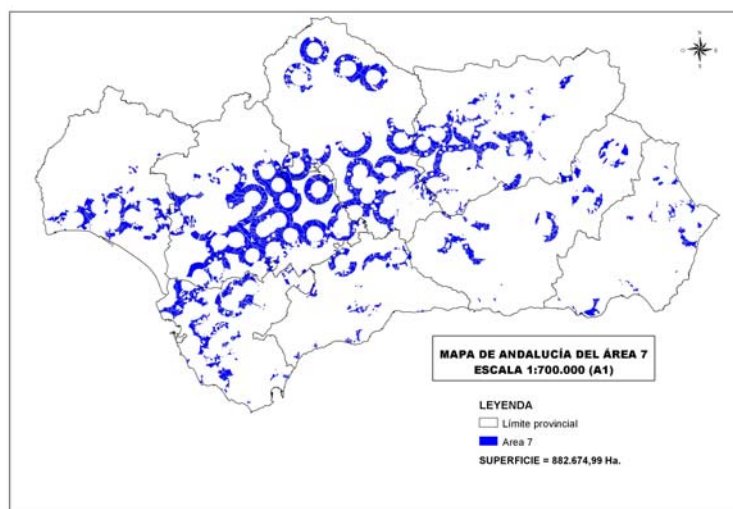


Gráfico 42 Área 7 resultante una vez deducidos los terrenos con pendiente superior al 7 %.

La siguiente figura considerada como Área 8 no es resultado de la aplicación de factores de discriminación sino la exposición resultante de la topología de suelos considerados en función de su uso.

Por tanto el Área 8 tiene la misma superficie que el Área 7, solo que se describen los usos del suelo según el Mapa de Usos y Coberturas Vegetales del

suelo de Andalucía de la Consejería de Medio Ambiente (1:50.000) del año 2.000. Estos usos del suelo son los siguientes:

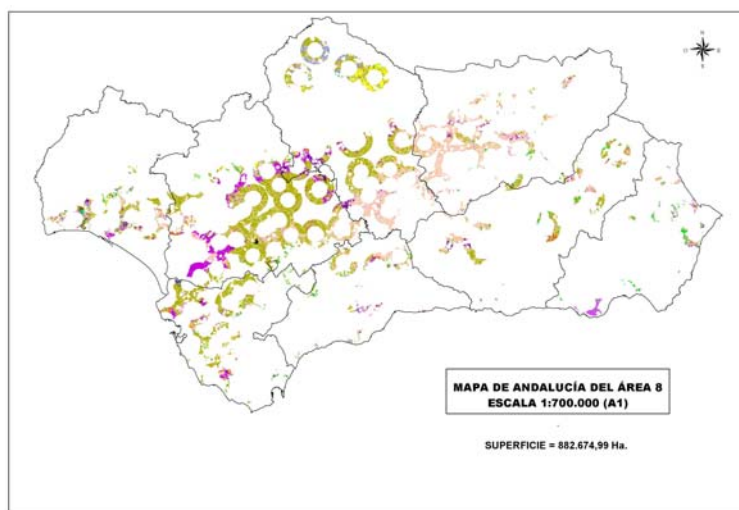


Gráfico 43 Área 8 descripción de Usos de suelos considerados.

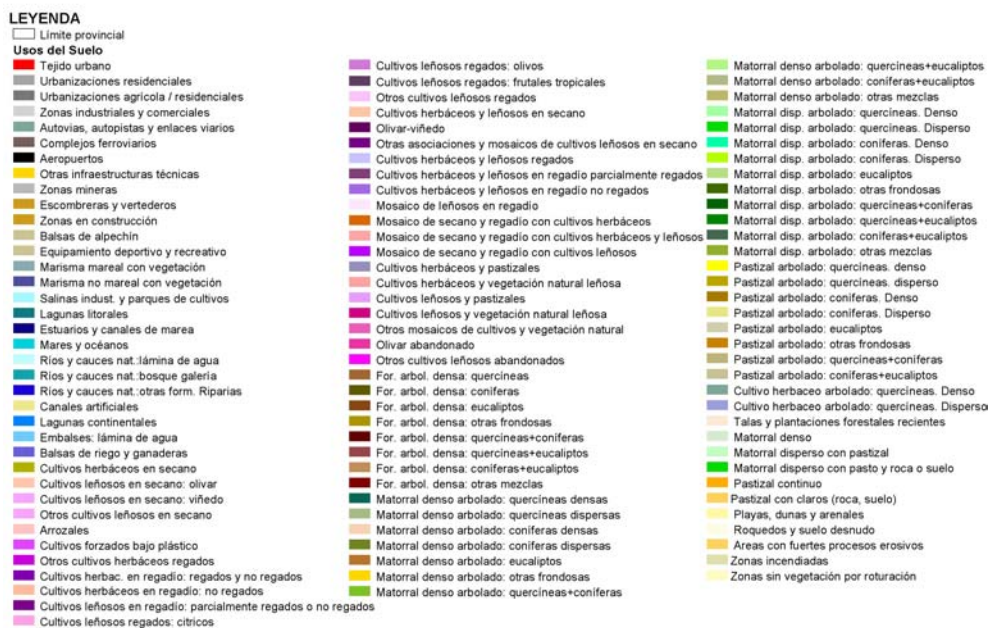


Gráfico 44 Descripción de usos de suelos leyenda Área 8.

Partiendo de los usos de suelo del Área 8, se han seleccionado los usos del suelo reflejados en la figura anterior como más apropiados para albergar una instalación fotovoltaica.

Los criterios para la elección de esta tipología de usos es una continuación de los establecidos en el presente trabajo, planteando como premisa la reducción del impacto ambiental por pérdida de valor productivo de tipo agrícola en los suelos elegidos, por tanto se descartan todos aquellos terrenos de regadío en uso, así como aquellos de tipo forestal o con especies de valor agrícola o medioambiental.

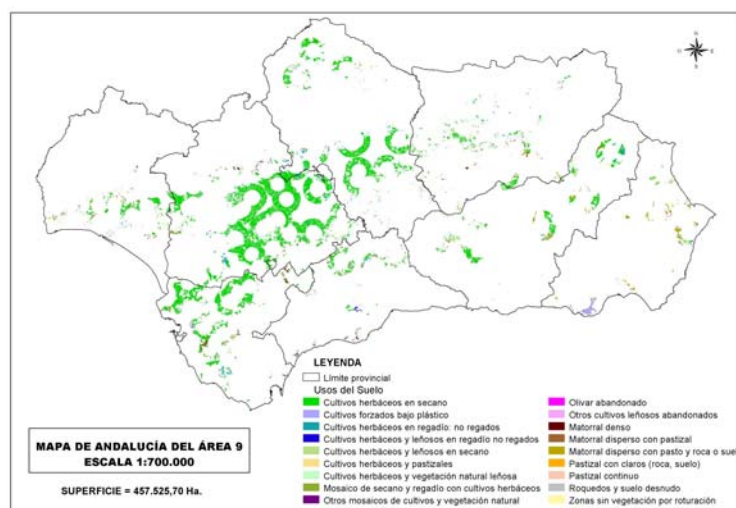


Gráfico 45 Área 9 superficie resultante con usos idóneos debajo impacto.

Llegado a este punto, y una vez se comprueba que aún se dispone de una considerable superficie, se vuelve a aplicar una discriminación por pendientes y en este caso solo quedarán aquellos terrenos correspondientes al Área 9 que tengan pendientes menores al 2 % dando como resultado el Área10.

En el mapa correspondiente a esta fase de selección ya se aprecia claramente que la provincia con mayor terreno disponible es Sevilla, dado su

orografía con ausencia de zonas montañosas prácticamente y con cultivos preferentemente de secano destinados a herbáceo en secano.

También Cádiz presenta una importante aportación de terrenos al cómputo global sobre todo en la zona costera al norte de la capital. Por el contrario, las provincias de Málaga, Almería y Huelva están bastante limitadas por la orografía de sus terrenos y por las abundantes zonas protegidas con que cuentan.

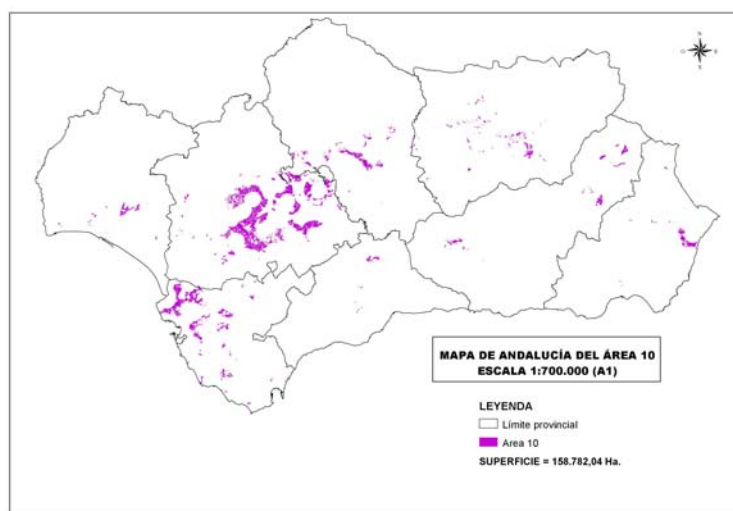


Gráfico 46 Área10 resultante con pendientes inferiores al 2 %.

Como se observa en el anterior gráfico, quedan pequeños terrenos sueltos como consecuencia de la intersección de cada uno de los factores anteriores, considerando que se pretende analizar suelos aptos para la instalación de CFRR capaces de producir energía eléctrica a gran escala, se desestiman aquellos terrenos con superficie inferior a 1.000 m² por entender que la potencia no es representativa para los niveles de este estudio.

Por tanto, finalmente nos quedaremos con la superficie final denominada como Área 11, compuesta por terrenos no afectados por zonas protegidas

medioambientalmente hablando, sin afecciones legales generadas por su cercanía a redes de infraestructuras de comunicaciones, ríos u otros, con una orografía sensiblemente llana y con uso agrícola de escaso valor.

Todas estas características, junto a la cercanía a puntos de consumos, considerando como tales a los núcleos de población mayores de 5.000 habitantes, hacen que los terrenos resultantes sean apropiados para la instalación de CFCR.

En apartados siguientes se estudiará el potencial de estos terrenos desde el punto de vista climatológico analizando la capacidad de producción de la potenciales Centrales Fotovoltaicas.

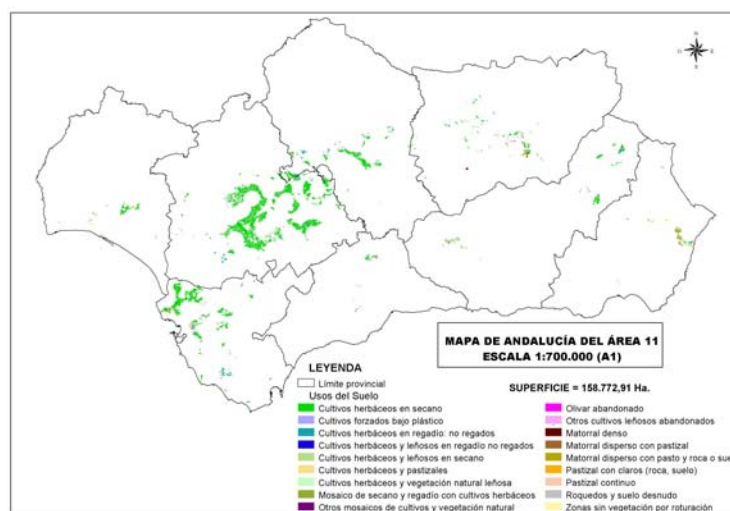


Gráfico 47 Área 11. Superficie resultante neta.

Se aprecia como en el resultado obtenido en el área 11, ha tenido especial relevancia el factor de las pendientes que obliga a descartar una gran cantidad de suelo, al no considerar aptos suelos con pendiente superior al 2 %, por otra parte, también han jugado un papel protagonista los espacios protegidos como, Parques Naturales, Parques Nacionales, Lic's y Zepas, así como otros factores de tipo legal como servidumbres de cañadas reales, carreteras, zonas de cauce público y zonas de policía, etc. Lógicamente, otro de los requisitos fijados para

la elección de las ubicaciones, ha sido su bajo valor agrícola, por lo que se han descartado todos aquellos suelos con un mínimo de valor por ser de regadío, disponer de árboles de tipo frutal, olivos, bosque, matorral, etc. Así pues, en esencia, se han escogido preferentemente suelos sin cultivo, abandonados o con cultivos de herbáceos de secano y bajo plástico.

El resultado obtenido al final de las distintas iteraciones tal como se comprueba en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, es un suelo neto que cumple con todos los requisitos de partida para la ubicación de CFCR.

La superficie obtenida para toda Andalucía ha sido de 158.772,91 ha, de las cuales la partida principal corresponde a un uso de herbáceos en secano con un superficie de 128.270,05 ha, ubicadas principalmente en la provincia de Sevilla seguida de Cádiz y Córdoba. El resto de suelos está repartido principalmente entre diversos tipos de herbáceos y suelos bajo plástico.

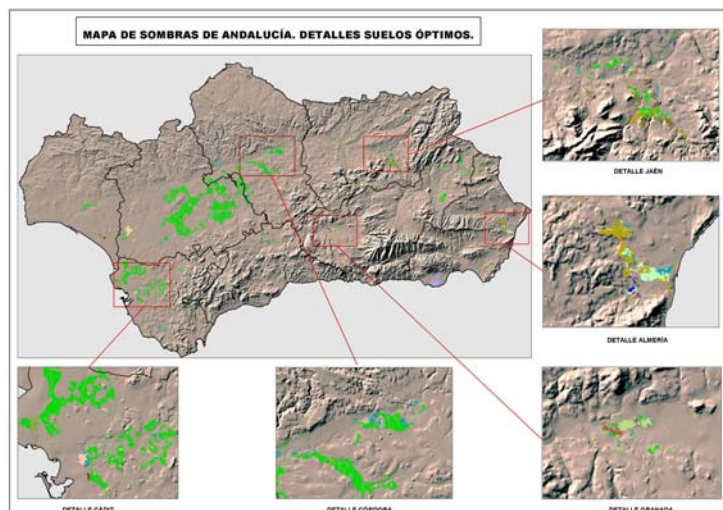


Gráfico 48 Mapa de sombras de Andalucía y suelos óptimos finales.

Como resumen podemos ver en la siguiente tabla como Sevilla aportaría el máximo número de suelos y a su vez también la mayor superficie con

84.979,22 Ha situadas la mayoría en las inmediaciones de la capital en la zona este de la provincia.

Esta zona resulta ideal ya que la mayoría de los cultivos existentes son herbáceos de secano y el suelo es bastante llano. Aunque no se trata en el presente estudio, desde el punto de vista de una posible evacuación eléctrica, la zona de Sevilla dispone de un buen número de subestaciones capaces de absorber la energía producida por los sistemas fotovoltaicos propuestos, esto queda patente en el apartado de infraestructura eléctrica anterior.

PROVINCIA	Nº SUELOS	ÁREA 11 FINAL (ha)
Almería	82	5.775,95
Cádiz	438	30.618,95
Córdoba	287	15.689,82
Granada	106	7.344,19
Huelva	119	4.325,37
Jaén	345	8.103,18
Málaga	63	1.936,22
Sevilla	963	84.979,22
Total Andalucía	2.403	158.772,91

Gráfico 49 Resumen de superficie útil obtenida por provincias.

Tal como se puede comprobar en el siguiente gráfico de tipos de suelo seleccionados, aunque son diversos los usos que se han dado como buenos por su bajo impacto, el que mayor repercusión tiene en el presente estudio es el de

cultivos herbáceos en secano con 128.270,05 ha, seguido de cultivos herbáceos en regadío no regados con 10.480,46 ha y zonas de matorral disperso con pasto ocupando una superficie de 4.317,76 ha.

PROVINCIA	Nº SUELOS	ÁREA 11 FINAL (ha)
Cultivos forzados bajo plástico	22	132,67
Cultivos herbáceos en regadío: no regados	505	10.480,46
Cultivos herbáceos en secano	1813	128.270,05
Cultivos herbáceos y leñosos en regadío no regados	38	325,92
Cultivos herbáceos y leñosos en secano	145	3.151,75
Cultivos herbáceos y pastizales	7	88,25
Cultivos herbáceos y vegetación natural leñosa	118	2.328,28
Matorral denso	49	495,02
Matorral disperso con pastizal	275	3.205,80
Matorral disperso con pasto y roca o suelo	161	4.317,76
Mosaico de secano y regadío con cultivos herbáceos	84	2.157,52
Olivar abandonado	6	21,92
Otros cultivos leñosos abandonados	2	10,28
Otros mosaicos de cultivos y vegetación natural	12	66,59
Pastizal con claros (roca, suelo)	16	81,12
Pastizal continuo	226	3.462,89
Roquedos y suelo desnudo	1	30,02

Zonas sin vegetación por roturación	29	146,61
TOTAL	3509	158.772,91

SUP.TIPO SUELO

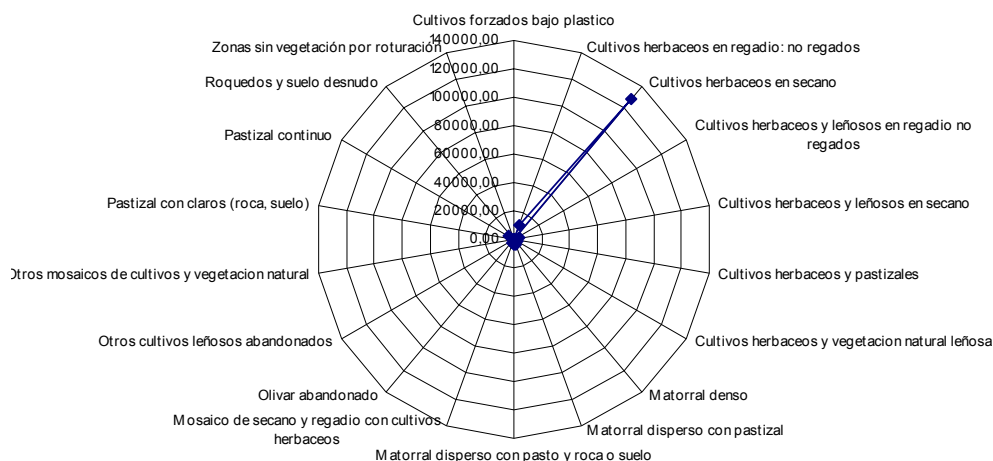


Gráfico 50 Descripción de usos de suelo obtenidos.

Se ha considerado una superficie de 132,67 Ha de superficie dedicada a cultivos bajo plástico, esta superficie en la actualidad no sería susceptible de ser aprovechada para ubicación de CFR, sin embargo la proliferación de placas solares flexibles puede resultar una solución a corto plazo para cubrición de invernaderos a la vez que se genera energía eléctrica.

Vemos como es posible discriminar suelos con características no aptas para la ubicación de centrales atendiendo a consideraciones aplicables al suelo, también hemos visto como existen factores climatológicos que tendrán efectos directos en el rendimiento de las centrales, por tanto se hace necesario disponer de una herramienta que tenga en cuenta de forma simultánea todos los factores

y criterios que pueden incidir de forma directa en la elección de ubicaciones para la instalación de CFR.

En los siguientes apartados se describirá el desarrollo de un modelo capaz de tener en cuenta todos los factores así como utilizar un sistema de evaluación multicriterio (EMC) que permita asignar pesos en cada uno de los factores tenidos en cuenta.

8.1.4 TIPOS DE SUELOS.

8.1.5 VALOR PRODUCTIVO DE LOS SUELOS ESTUDIADOS

El primer factor que tendremos en cuenta en la elección de suelo será, que el impacto negativo sea mínimo, por lo que intentaremos elegir suelos con el menor valor productivo posible, tratando de discriminar todos aquellos que

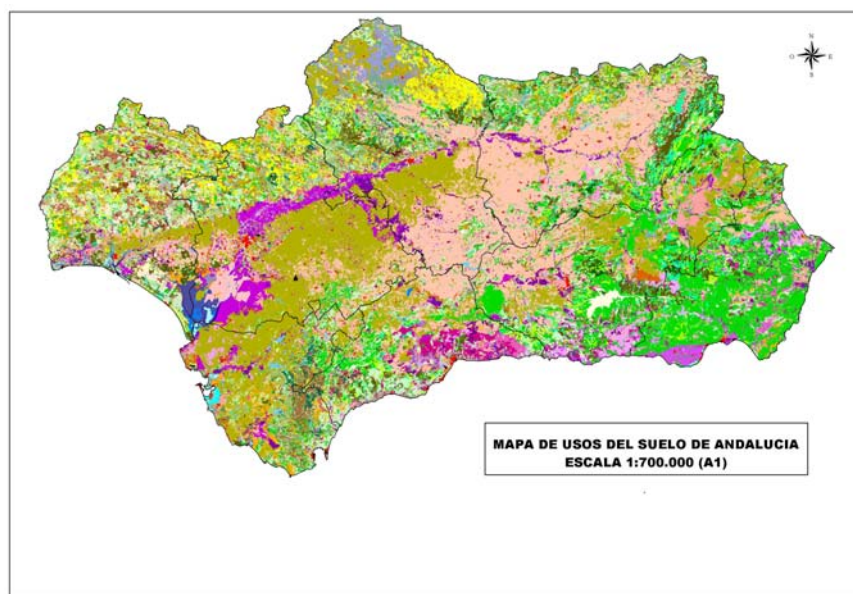


Gráfico 51 Andalucía usos suelo. base de datos Junta de Andalucía

tengan valor agrícola por cultivos de cualquier tipo, ya sean cultivos de tipo forestal, terrenos de regadío, o en general que puedan producir algún tipo de riqueza en su explotación agraria o forestal.

En la siguiente figura se muestran de forma detallada todos aquellos usos de suelo que han sido seleccionados dentro de los anillos del área 1 inicial para ser discriminados, de forma que el suelo resultante será aquel que no esté comprendido en ninguna de las tipologías descritas en la figura.

Tal como se verá a lo largo del presente trabajo, los suelos elegidos para la instalación de las CFCR serán principalmente aquellos que contengan, o bien cultivos en abandono o, en todo caso, herbáceos de secano con bajo valor agrícola.



Gráfico 52 Usos agrícolas de suelos considerados.

8.1.6 FACTORES MEDIOAMBIENTALES.

Son varios los factores de tipo medioambiental que se tendrán en cuenta para discriminar de forma adecuada los terrenos que no cumplan con unos mínimos estándares.

Además de tener en cuenta los valores productivos de los terrenos considerados, se tendrán en cuenta otros condicionantes medioambientales relativos al grado de protección de los mismos, entre otros se tendrá en cuenta:

- Parques Naturales.
- Parques Nacionales.
- ZEPAs (Zonas de Especial Protección de las Aves).

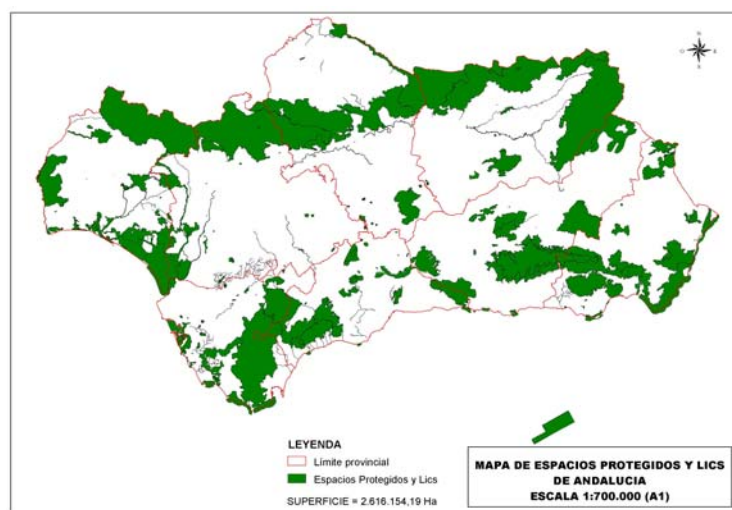


Gráfico 53 : Espacios Protegidos y LICs.

- LICs (Lugares de Interés Comunitario).

- Afectados por vías pecuarias.

Todos los mapas presentados en el presente apartado son de elaboración propia, utilizando para su confección la base de datos de la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía

La información obtenida ha sido tratada por un SIG mediante el programa informático Arcview 3.2. Esta herramienta permite la utilización de la información junto con otros datos que se aportarán en un futuro, sacando un rendimiento muy superior al obtenido de forma aislada.

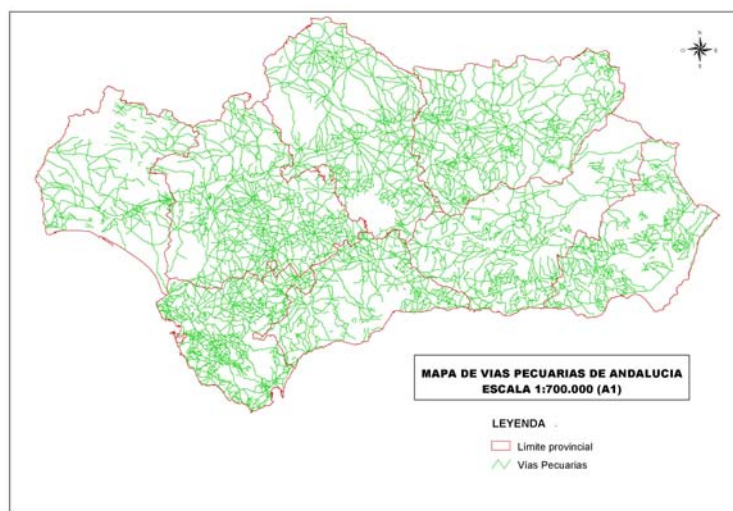


Gráfico 54: Mapa de vías pecuarias de Andalucía.

8.1.7 FACTORES LEGALES EN LA ELECCION DE UBICACIONES DE LAS CFR

Además de los condicionantes considerados hasta este punto, existen además otros de tipo legal que prohíben de forma taxativa el uso de terrenos por estar afectador por:

- a) Trazados de carreteras y otras infraestructuras de comunicación.
- b) Zonas de Dominio Público Hidráulico.
- c) Ley de Costas.
- d) Protección de suelos afectados por planeamientos urbanísticos.
- e) Yacimientos arqueológicos.
- f) Etc.

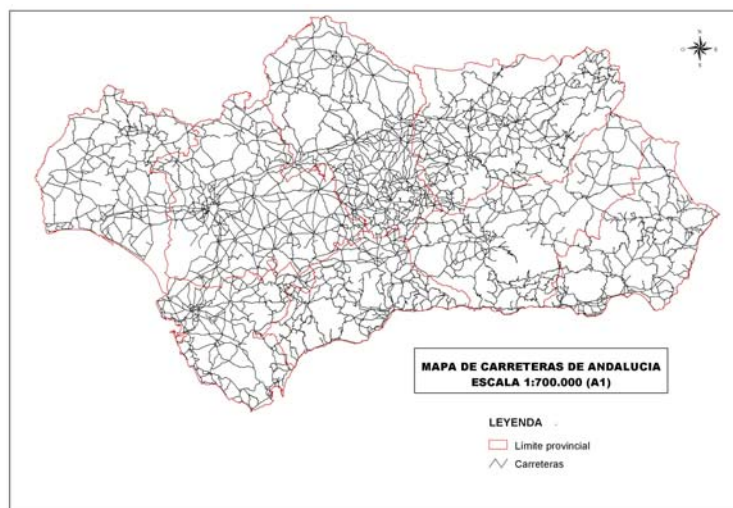


Gráfico 55 Mapa de carreteras Andalucía base de datos Junta de Andalucía.

Las bases de datos utilizadas para generar algunos de los temas limitantes como el correspondiente a las carreteras de Andalucía, han sido obtenidas de las publicaciones realizadas por la Junta de Andalucía, al igual que los Mapas Hidrológicos que han servido para generar los buffer de zonas de servidumbres y zonas de policía de los rios de Andalucía.

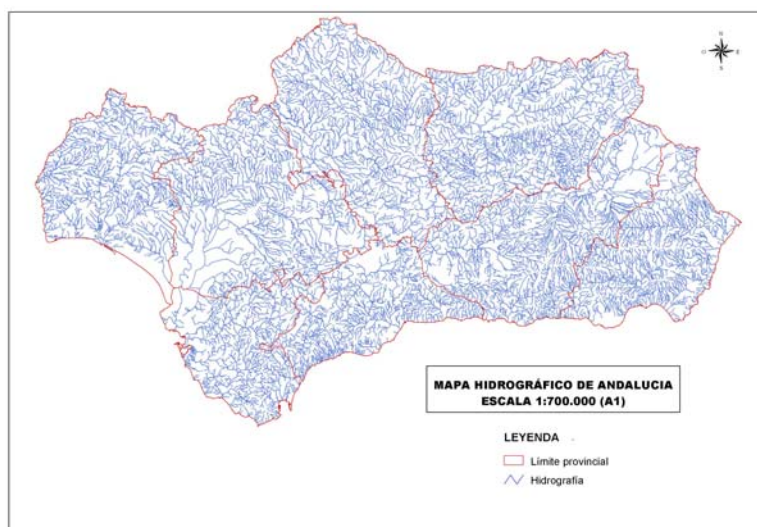


Gráfico 56 Mapa hidrográfico Andalucía. Base de datos Junta de Andalucía

Aunque no se disponga de las bases de datos correspondientes a los yacimientos arqueológicos en Andalucía, por el carácter confidencial que les afecta ,cabe aclarar en este punto que habrá que tener en cuenta a la hora de elegir un suelo apto para la instalación de una CFCR, que no esté afectado por protección de bienes culturales originado como consecuencia de la existencia de yacimientos arqueológicos de interés cultural.

Es obvio que por el impacto negativo que tendría la publicación de las zonas con tal protección derivado del riesgo de expoliación que llevaría consigo, no se considera en este estudio, sin embargo si se recuerda que en las zonas en que existan yacimientos arqueológicos estaría totalmente prohibida cualquier actuación. Sin embargo, en las zonas limítrofes a las mismas, sería posible su utilización siempre que se llevaran a cabo previamente las adecuadas actuaciones preventivas autorizadas por el Área de Bienes Culturales de las Delegaciones provinciales de Cultura.

8.1.8 FACTORES OROGRÁFICOS.

Este factor será determinante en la elección del suelo, solamente se considerará óptimo aquel que tenga una pendiente inferior al 2 %, es obvio que existen muchos suelos en Andalucía que aún no teniendo pendiente inferior a la considerada, pueden tener una buena orientación y ausencia de elementos causantes de zonas sombreadas, por lo que podrían ser aptos para la ubicación de las CFCR, sin embargo y siguiendo la línea de trabajo marcada, no se considerarán aptos, ya que la hipótesis marcada es conocer la disponibilidad de suelo en Andalucía pero en condiciones de "mínimos".

Por otra parte la base de datos con que se cuenta para la selección de suelos, vá desde 0 a 2 % y desde 3 a 7 % en el siguiente escalón, está claro que un suelo con una pendiente del 7 % no es adecuado, por lo que nos quedamos con suelos con pendientes comprendidas en el primer escalón de 0 a 2 % que son prácticamente llanos aún en el peor de los casos.

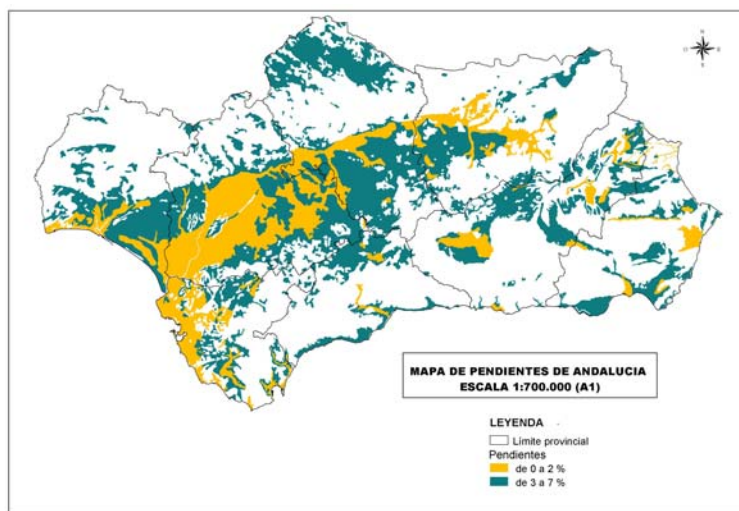


Gráfico 57 Mapa de pendientes. Base de Datos de la Consejería de Medio Ambiente Junta de Andalucía.

8.1.9 PROCESO DE SELECCIÓN DE SUELOS

El presente trabajo tiene como ámbito la comunidad de Andalucía por lo que la gran cantidad de datos que genera hace muy difícil su manejo aún cuando se cuenta con la ayuda de potentes herramientas informáticas, por ello se hace necesario reducir la información definiendo unos criterios de selección de suelos y del resto de parámetros que intervendrán en la definición del modelo.

Para la obtención de los terrenos mas adecuados, se plantea la idoneidad de su ubicación en áreas cercanas a puntos de consumo de electricidad importantes, como son, los núcleos urbanos con población superior a 5.000 habitantes, esto ha llevado al estudio de 220 municipios, entre los que lógicamente se incluyen las 8 capitales de provincia.

Una vez determinados los municipios objeto de estudio, se ha definido un área conformada por una corona circular en torno a cada uno de ellos formado por una circunferencia interior situada a 5 Km de distancia del perímetro del casco urbano actual y otra circunferencia exterior situada a 5 Km de la anterior.

Esta distancia de 5 Km desde el casco urbano hasta la zona considerada como optima, permitirá el esponjamiento urbanístico futuro de los municipios considerados, hay que aclarar que no obedece esta distancia al resultado de ningún análisis, si no solamente a una estimación muy conservadora considerándose suficiente para que no quede incluida en un futuro la CFCR dentro del casco urbano, sobre todo por los riesgos que esto conllevaría sobre las personas.

A la superficie resultante le llamaremos Área 1 y da una disponibilidad inicial de 2.485.810,67 ha, lógicamente, en este primer tanteo no se elimina suelo en base a ningún criterio.

Ya disponemos pues de una superficie de partida, a partir de este punto habrá que empezar a eliminar todo el terreno que esté incluido dentro de los condicionantes medioambientales, legales o de tipo orográfico que se han considerado en capítulos anteriores.

El Área 2 será la resultante de eliminar las zonas que son Espacios Protegidos y lugares de Interés Comunitario (LICS) del Área 1.

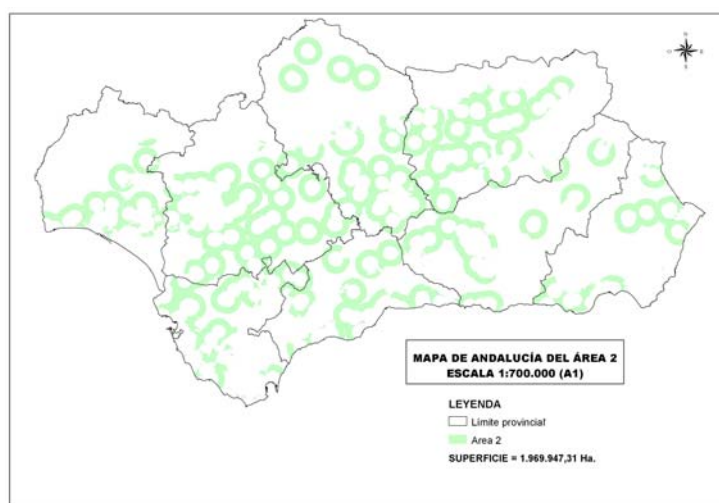


Gráfico 58 Área 2 resultante una vez deducida la superficie de espacios protegidos y LIC.

Será de aplicación al Área 2 el Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de Julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, en el que se establece la protección a aplicar a los arroyos y los cauces.

Según éste, los márgenes de los cauces públicos están sujetos en toda su extensión longitudinal a la siguiente protección:

- Zona de servidumbre de 5 metros de anchura, para su uso público que se regulará reglamentariamente.
- Zona de policía de 100 metros de anchura en la que se condicionará el uso del suelo y las actividades que se desarrollen.

Aunque legalmente en la zona de policía estaría permitida la instalación de CFCR, en este trabajo se discriminará esta superficie considerándola como suelo no apto.

Por lo tanto partiendo del Área 2 se elimina el área correspondiente a la zona de servidumbre y de policía de todos los cauces y arroyos que discurren por la zona, reflejados en gráficos anteriores y como resultado obtenemos el Área 3.

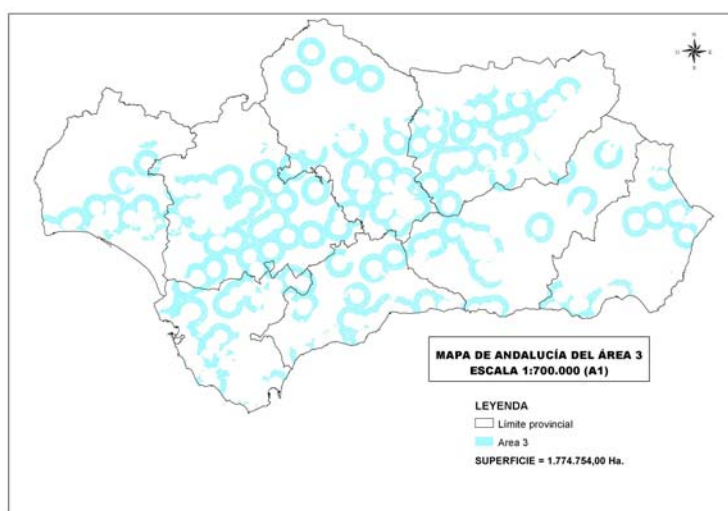


Gráfico 59 Área 3 excluidas zonas de Servidumbre y Policía de cauces públicos.

Un nuevo elemento motivo de exclusión serán las determinaciones contenidas en la Ley 8/2001, de 12 de julio, de Carreteras de Andalucía en la que se establece una zona de no edificación de las carreteras consiste en dos franjas de terreno, una a cada lado de las mismas, delimitadas interiormente por las aristas exteriores de la calzada y exteriormente por dos líneas paralelas a las citadas aristas, las distancias establecidas serán función de la categoría de la vía determinándose las siguientes:

- Vías de gran capacidad 100 metros
- Vías convencionales⁵ de la red principal de 50 metros.
- Resto de carreteras de 25 metros

El Real decreto 1812/1994, de 2 de septiembre, por el que se aprueba el reglamento general de carreteras establece una línea límite de edificación que se sitúa a 50 metros en autopistas, autovías y vías rápidas, y a 25 metros en el resto de las carreteras, de la arista exterior de la calzada más próxima, medidos horizontalmente a partir de la mencionada arista.

Partiendo pues del Área 3 y teniendo en cuenta lo anterior, se ha eliminado esta zona de no edificación definida por las carreteras que tienen intersección con la superficie del Área 3.

En este caso y dado la complejidad para distinguir las vías convencionales de la red principal del resto de carreteras, solo se han

⁵ Medidos en horizontal y perpendicularmente desde las citadas aristas.

considerado dos distancias, en vez de las tres categorías de vías que aparecen en la ley.

Por lo tanto las distancias que se han tomado son de 100 metros en las vías de gran capacidad y de 50 metros en el resto. Para las carreteras nacionales se han seguido las indicaciones del real decreto.

Eliminada esta zona de no edificación obtenemos el Área 4.

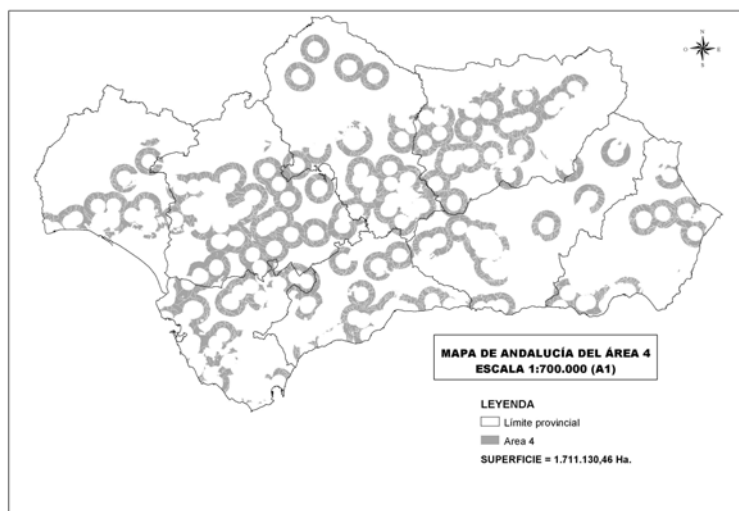


Gráfico 60 Área 4 resultante una vez deducida la zona de afección de carreteras.

El Área 5 será la resultante de eliminar las vías pecuarias según la anchura que se establece en el Inventario de Vías Pecuarias de Andalucía.

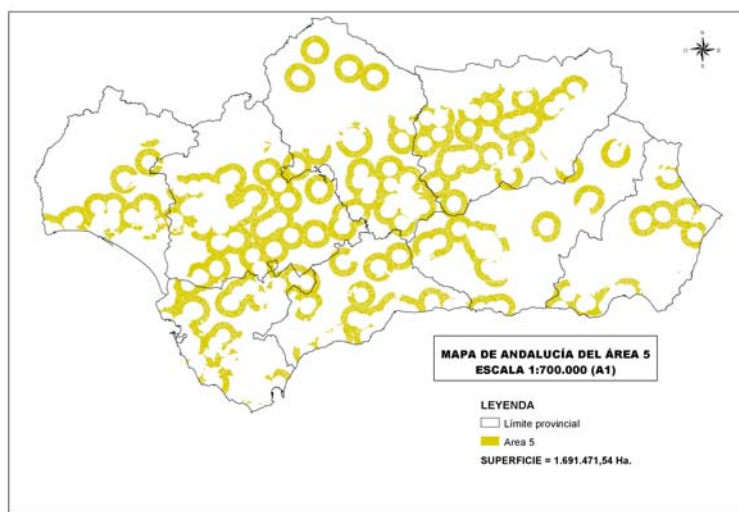


Gráfico 61 Área 5 resultante una vez deducidas las superficies ocupadas por vías pecuarias.

En la siguiente fase se eliminarán los cascos urbanos de municipios con menos de 5.000 habitantes ubicados en el área de estudio, considerando además que están incluidos dentro de un círculo de radio 1 Km. alrededor de su perímetro exterior.

Una vez eliminada esta superficie se obtiene el Área 6 reflejada en el siguiente gráfico.

Como se ha comprobado en este apartado, existen factores que tienen más incidencia sobre la superficie, así al aplicar el condicionante del uso agrícola se ha reducido en unas 500.000 ha el suelo disponible, de la misma forma, con la aplicación de las pendientes superiores al 7 % como elemento de discriminación, como se puede apreciar en el gráfico siguiente, la superficie queda bastante reducida al aplicar este parámetro.

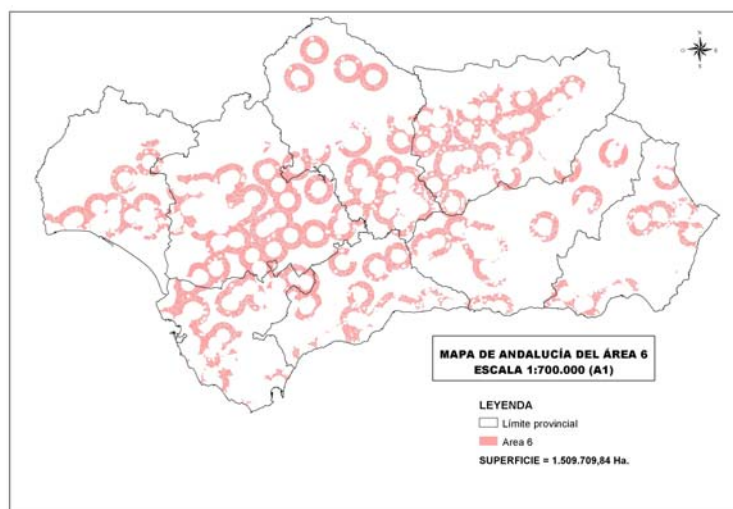


Gráfico 62 Área 6. Resultante una vez eliminados los cascos urbanos menores de 5.000 Habitantes.

Conviene aclarar no obstante tal como se ha comentado en apartados anteriores, que un terreno con pendiente superior al 7 % puede ser utilizado para la instalación de una CFCR, sin embargo y de cara a evitar cualquier impacto ambiental consideraremos como óptimos aquellos suelos que no necesitarían la realización de movimientos de tierras (en desmante o terraplenado) para su nivelación y adecuación a este uso. asimismo, terrenos situados en laderas con pendientes fuertes puede tener problemas de accesibilidad que necesitaría de importantes esfuerzos en la realización de accesos adecuados.

De igual forma, resulta complicado realizar una estimación sobre los suelos que aún teniendo pendientes superiores al 7 % pueden ser validos por su orientación sur.

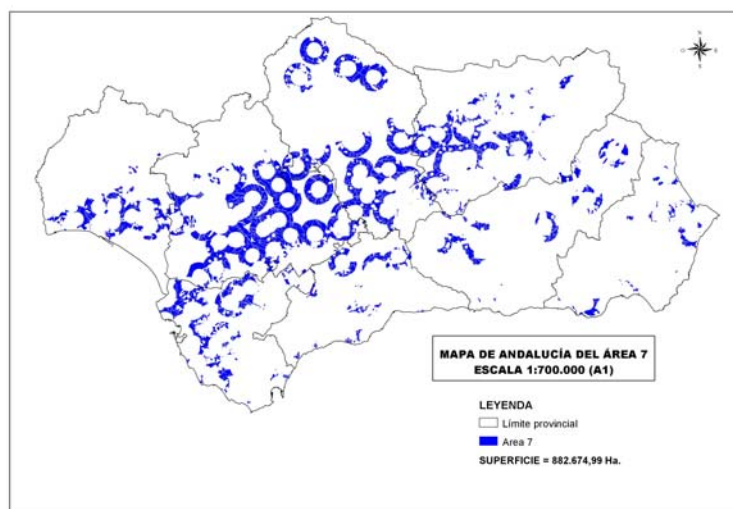


Gráfico 63 Área 7 resultante una vez deducidos los terrenos con pendiente superior al 7 %.

La siguiente figura considerada como Área 8 no es resultado de la aplicación de factores de discriminación sino la exposición resultante de la topología de suelos considerados en función de su uso.

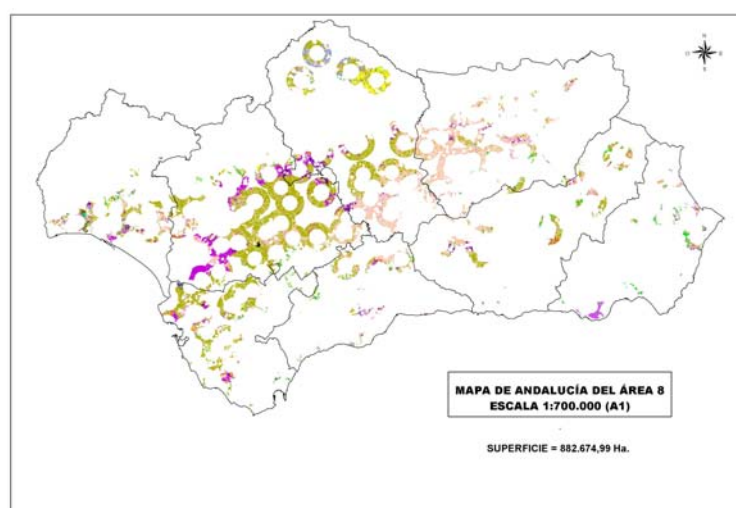


Gráfico 64 Área 8 descripción de Usos de suelos considerados.

Por tanto el Área 8 tiene la misma superficie que el Área 7, solo que se describen los usos del suelo según el Mapa de Usos y Coberturas Vegetales del suelo de Andalucía de la Consejería de Medio Ambiente (1:50.000) del año 2.000. Estos usos del suelo son los siguientes:

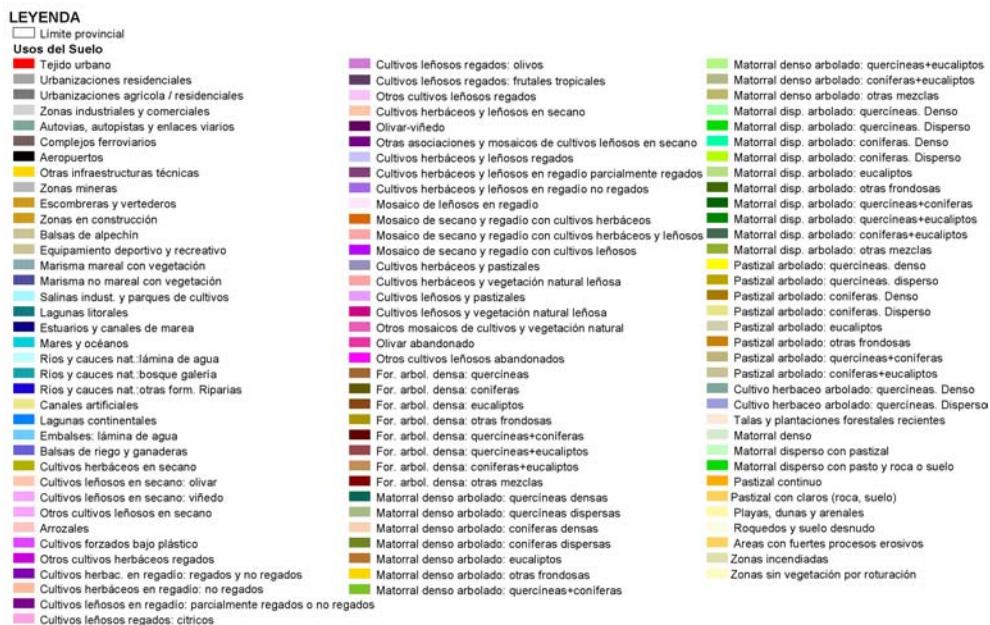


Gráfico 65 Descripción de usos de suelos leyenda Área 8.

Partiendo de los usos de suelo del Área 8, se han seleccionado los usos del suelo reflejados en la figura anterior como más apropiados para albergar una instalación fotovoltaica.

Los criterios para la elección de esta tipología de usos es una continuación de los establecidos en el presente trabajo, planteando como premisa la reducción del impacto ambiental por pérdida de valor productivo de tipo agrícola en los suelos elegidos, por tanto se descartan todos aquellos terrenos de regadío en uso, así como aquellos de tipo forestal o con especies de valor agrícola o medioambiental.

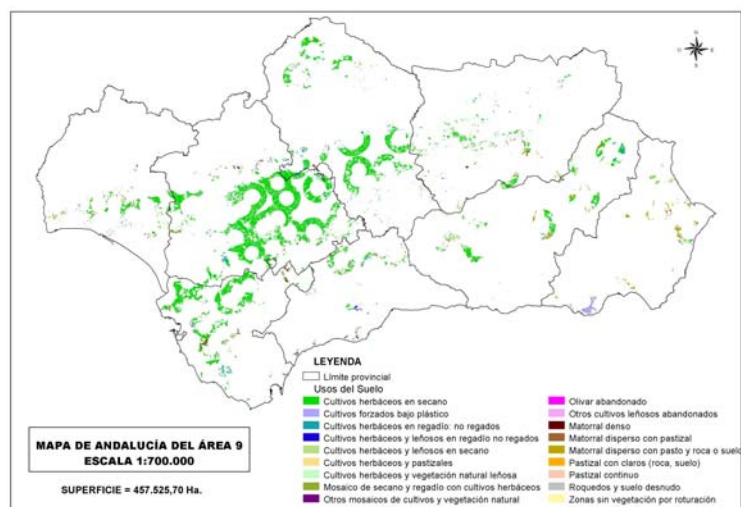


Gráfico 66 Área 9 superficie resultante con usos idóneos debajo impacto.

Llegado a este punto, y una vez se comprueba que aún se dispone de una considerable superficie, se vuelve a aplicar una discriminación por pendientes y en este caso solo quedarán aquellos terrenos correspondientes al Área 9 que tengan pendientes menores al 2 % dando como resultado el Área 10.

En el mapa correspondiente a esta fase de selección ya se aprecia claramente que la provincia con mayor terreno disponible es Sevilla, dado su orografía con ausencia de zonas montañosas prácticamente y con cultivos preferentemente de secano destinados a herbáceo en secano.

También Cádiz presenta una importante aportación de terrenos al cómputo global sobre todo en la zona costera al norte de la capital. Por el contrario, las provincias de Málaga, Almería y Huelva están bastante limitadas por la orografía de sus terrenos y por las abundantes zonas protegidas con que cuentan.

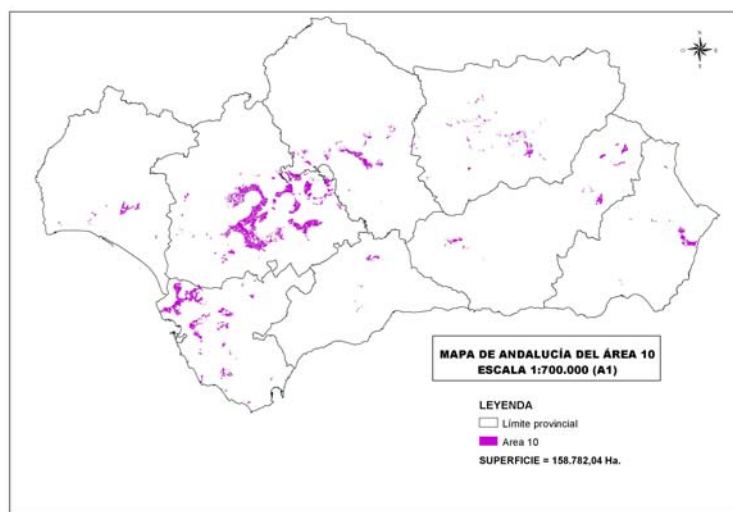


Gráfico 67 Área10 resultante con pendientes inferiores al 2 %.

Como se observa en el anterior gráfico, quedan pequeños terrenos sueltos como consecuencia de la intersección de cada uno de los factores anteriores, considerando que se pretende analizar suelos aptos para la instalación de CFGR capaces de producir energía eléctrica a gran escala, se desestiman aquellos terrenos con superficie inferior a 1.000 m² por entender que la potencia no es representativa para los niveles de este estudio.

Por tanto, finalmente nos quedaremos con la superficie final denominada como Área 11, compuesta por terrenos no afectados por zonas protegidas medioambientalmente hablando, sin afecciones legales generadas por su cercanía a redes de infraestructuras de comunicaciones, ríos u otros, con una orografía sensiblemente llana y con uso agrícola de escaso valor.

Todas estas características, junto a la cercanía a puntos de consumos, considerando como tales a los núcleos de población mayores de 5.000 habitantes, hacen que los terrenos resultantes sean apropiados para la instalación de CFGR.

En apartados siguientes se estudiará el potencial de estos terrenos desde el punto de vista climatológico analizando la capacidad de producción de la potenciales Centrales Fotovoltaicas.

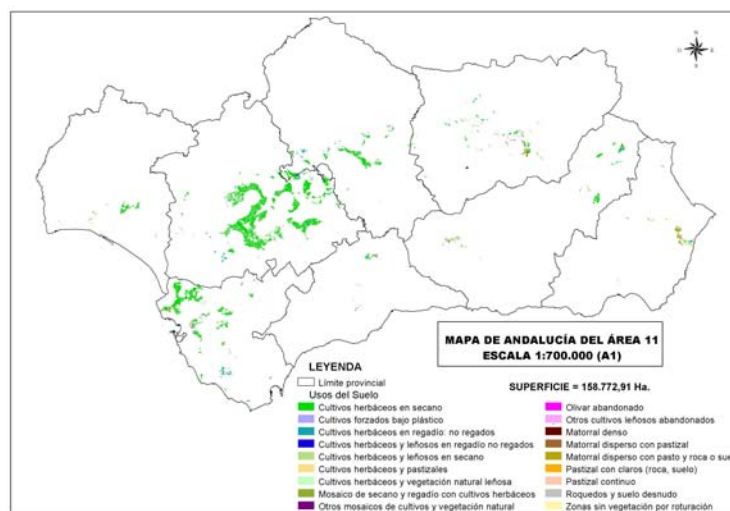


Gráfico 68 Área 11. Superficie resultante neta

Se aprecia como en el resultado obtenido en el área 11, ha tenido especial relevancia el factor de las pendientes que obliga a descartar una gran cantidad de suelo, al no considerar suelos aptos con pendiente superior al 2 %, por otra parte, también han jugado un papel protagonista los espacios protegidos como, Parques Naturales, Parques Nacionales, Lic's y Zepas, así como otros factores de tipo legal como servidumbres de cañadas reales, carreteras, zonas de cauce público y zonas de policía, etc. Lógicamente, otro de los requisitos fijados para la elección de las ubicaciones, ha sido su bajo valor agrícola, por lo que se han descartado todos aquellos suelos con un mínimo de valor por ser de regadío, disponer de árboles de tipo frutal, olivos, bosque, matorral, etc. Así pues, en esencia, se han escogido preferentemente suelos sin cultivo, abandonados o con cultivos de herbáceos de secano y bajo plástico.

El resultado obtenido al final de las distintas iteraciones tal como se comprueba en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, es un

suelo neto que cumple con todos los requisitos de partida para la ubicación de CFCR.

La superficie obtenida para toda Andalucía ha sido de 158.772,91 ha, de las cuales la partida principal corresponde a un uso de herbáceos en secano con un superficie de 128.270,05 ha, ubicadas principalmente en la provincia de Sevilla seguida de Cádiz y Córdoba. El resto de suelos está repartido principalmente entre diversos tipos de herbáceos y suelos bajo plástico.

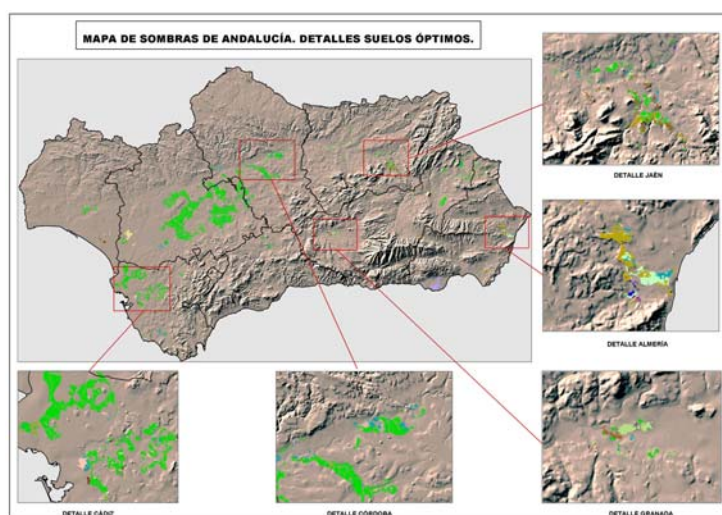


Gráfico 69 Mapa de sombras de Andalucía y suelos óptimos finales.

Como resumen podemos ver en la siguiente tabla como Sevilla aportaría el máximo número de suelos y a su vez también la mayor superficie con 84.979,22 Ha situadas la mayoría en las inmediaciones de la capital en la zona este de la provincia.

Esta zona resulta ideal ya que la mayoría de los cultivos existentes son herbáceos de secano y el suelo es bastante llano. Aunque no se trata en el presente estudio, desde el punto de vista de una posible evacuación eléctrica, la zona de Sevilla dispone de un buen número de subestaciones capaces de

absorber la energía producida por los sistemas fotovoltaicos propuestos, esto queda patente en el apartado de infraestructura eléctrica anterior.

PROVINCIA	Nº SUELOS	ÁREA 11 FINAL (ha)
Almería	82	5.775,95
Cádiz	438	30.618,95
Córdoba	287	15.689,82
Granada	106	7.344,19
Huelva	119	4.325,37
Jaén	345	8.103,18
Málaga	63	1.936,22
Sevilla	963	84.979,22
Total Andalucía	2.403	158.772,91

Gráfico 70 Resumen de superficie útil obtenida por provincias.

Tal como se puede comprobar en el siguiente gráfico de tipos de suelo seleccionados, aunque son diversos los usos que se han dado como buenos por su bajo impacto, el que mayor repercusión tiene en el presente estudio es el de cultivos herbáceos en secano con 128.270,05 ha, seguido de cultivos herbáceos en regadío no regados con 10.480,46 ha y zonas de matorral disperso con pasto ocupando una superficie de 4.317,76 ha.

PROVINCIA	Nº SUELOS	ÁREA 11 FINAL(ha)
Cultivos forzados bajo plástico	22	132,67
Cultivos herbáceos en regadío: no regados	505	10.480,46
Cultivos herbáceos en secano	1813	128.270,05
Cultivos herbáceos y leñosos en regadío no regados	38	325,92
Cultivos herbáceos y leñosos en secano	145	3.151,75
Cultivos herbáceos y pastizales	7	88,25
Cultivos herbáceos y vegetación natural leñosa	118	2.328,28
Matorral denso	49	495,02
Matorral disperso con pastizal	275	3.205,80
Matorral disperso con pasto y roca o suelo	161	4.317,76
Mosaico de secano y regadío con cultivos herbáceos	84	2.157,52
Olivar abandonado	6	21,92
Otros cultivos leñosos abandonados	2	10,28
Otros mosaicos de cultivos y vegetación natural	12	66,59
Pastizal con claros (roca, suelo)	16	81,12
Pastizal continuo	226	3.462,89
Roquedos y suelo desnudo	1	30,02
Zonas sin vegetación por roturación	29	146,61

TOTAL	3509	158.772,91
--------------	-------------	-------------------

SUP.TIPO SUELO

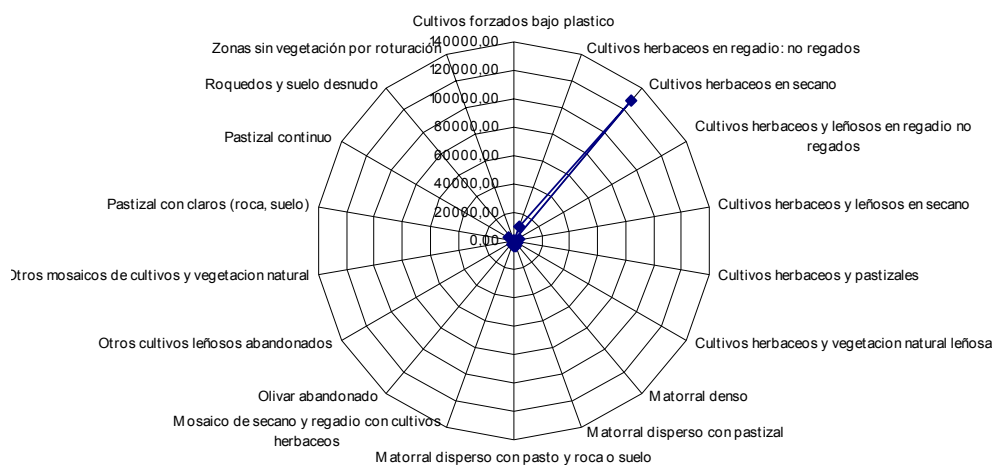


Gráfico 71 Descripción de usos de suelo obtenidos.

Se ha considerado una superficie de 132,67 Ha de superficie dedicada a cultivos bajo plástico, esta superficie en la actualidad no sería susceptible de ser aprovechada para ubicación de CFCR, sin embargo la proliferación de placas solares flexibles puede resultar una solución a corto plazo para cubrición de invernaderos a la vez que se genera energía eléctrica.

Vemos como es posible discriminar suelos con características no aptas para la ubicación de centrales atendiendo a consideraciones aplicables al suelo, también hemos visto como existen factores climatológicos que tendrán efectos directos en el rendimiento de las centrales, por tanto se hace necesario disponer de una herramienta que tenga en cuenta de forma simultánea todos los factores y criterios que pueden incidir de forma directa en la elección de ubicaciones para la instalación de CFCR.

En los siguientes apartados se describirá el desarrollo de un modelo capaz de tener en cuenta todos los factores así como utilizar un sistema de evaluación multicriterio (EMC) que permita asignar pesos en cada uno de los factores tenidos en cuenta.

8.2 DEFINICIÓN DEL MODELO DE DECISIÓN

Debido a la gran extensión geográfica de Andalucía, resulta extremadamente complejo realizar la aplicación del modelo a toda su superficie, por ello se ha escogido una pequeña zona como superficie de experimentación, la zona elegida es la comarca de Huescar, situada en el altiplano de Granada, entre las provincias de Almería, Albacete y Jaén.

El motivo de la elección de esta zona es la existencia de terrenos que representan usos de todos los tipos considerados en la construcción del modelo, asimismo se dispone en su interior de unas características climatológicas ideales para el rendimiento de plantas fotovoltaicas. La orografía de la comarca está formada por zonas totalmente llanas y otras con fuertes desniveles, incluido el pico de la Sagra con mas de 2.500 m s.n.m.

Por todo ello, la aplicación del modelo a esta comarca permite comprobar el comportamiento de cada una de las variables en el resultado final, con lo que podemos considerar como idónea el área de trabajo.

La comarca de Huéscar se encuentra situada en el extremo Nordeste de la provincia de Granada (aproximadamente entre los 38° 05' y 37°46' Latitud Norte y entre los 2° 44' y los 2°26' de Longitud Oeste, según el meridiano de Greenwich).

La extensión superficial de la comarca (la mayor de la provincia de Granada) es de 1.782 km².

El clima de la Comarca de Huéscar está condicionado por dos rasgos característicos determinantes: su altura (entre 900 y 2.383 m) y el aislamiento que genera el conjunto montañoso que lo rodea.

En las temperaturas influyen una serie de factores locales, entre los que destacan la altitud, situación, vertiente o fondo de valle, continentalidad, etc., que complican y matizan la distribución real de temperaturas.



Gráfico 72 Provincia de Granada en Andalucía (España)

En los gráficos Gráfico 72 Provincia de Granada en Andalucía (España) y Gráfico 73 Comarca de Huescar en la Provincia de Granada (Andalucía) España. Se refleja la zona de estudio escogida para la definición del modelo de decisión.

Ademas de las condiciones de tipo climatológico, mediaambiental y orográfico, también ha influido en la elección de esta zona, el conocimiento que de ella tiene el autor y que sin duda ayudará en el momento en que sea necesario realizar la validación del modelo resultante.



Gráfico 73 Comarca de Huescar en la Provincia de Granada (Andalucía) España.

8.2.1 DETERMINACIÓN DEL OBJETIVO Y REGLA DE DECISIÓN.

En el ámbito de la EMC un objetivo se puede entender como una función a desarrollar, aquí el objetivo indica la estructuración de la regla de decisión (Eastman et al., 1993) o el tipo de regla de decisión a utilizar.

En este trabajo, el objetivo es la búsqueda de suelos óptimos para ubicar centrales fotovoltaicas conectadas a red, en el que se cumplan los requisitos que se establecerán a través de la Regla de Decisión.

Basados en este objetivo de elección de suelos óptimos, se ha elegido y estructurado una regla de decisión adecuada al problema planteado, que además integre los criterios establecidos a partir de dicho objetivo (Barredo Cano J.L. 1996).

Si se establece como primera prioridad el factor rendimiento, en segundo lugar la orografía del terreno, en tercer lugar la protección medioambiental del

medio en que se ubiquen dichas centrales, y finalmente las distancias a subestaciones o núcleos de población, este conjunto de criterios ordenados en la forma establecida conforma la regla de decisión del modelo.

El peso asignado a cada criterio estará pues, según las directrices marcadas por la regla de decisión en función del rendimiento de la futura planta, por tanto, el criterio Climatológico será el que mayor importancia tenga ya que este criterio estará compuesto por los factores correspondientes a la Temperatura Media Diurna del lugar, los Niveles de Radiación Global sobre superficie horizontal, la Radiación Difusa y el número de Horas de Sol (HES), estos valores son los que proporcionarán la capacidad de producción eléctrica de la planta Fotovoltaica.

En segundo lugar se ha dado mayor importancia a los criterios Orográficos ya que comprenden los factores correspondientes a la pendiente del terreno y orientación. Como es lógico, el factor Orográfico tendrá mayor importancia cuanto menor sea la pendiente del terreno, siendo el valor optimo los terrenos llanos y aquellos que están orientados al sur para la latitud correspondiente a Andalucía.

En el presente trabajo no se trata de evaluar los impactos que sobre el medioambiente tiene la construcción de CFCR sino la idoneidad de su ubicación desde el punto de vista de la ingeniería, sin embargo entendemos que debe tener un peso de relativa importancia en la toma de decisión el impacto que sobre el medioambiente tendrán estas instalaciones, por tanto se considerará en tercer lugar.

Por último, consideramos como factor clave en la determinación de ubicaciones, el criterio Ubicación que comprende la distancia a núcleos de población, distancias a subestaciones y accesos por carretera.

Aunque se ha considerado en último lugar, este criterio representa un gran peso relativo y aún mas, tenemos la certeza que a medida que el sector vaya avanzando y por tanto reduciéndose el precio de los componentes de una

CFCR, es muy probable que el peso del Criterio Climatológico vaya perdiendo protagonismo para cederlo al de Ubicación y Medioambiental.

Se han considerado como limitantes los criterios de tipo legal, tales como zonas de servidumbres de carreteras, zonas de servidumbre de ríos y zona de costas, zonas con protección medioambiental como parques naturales y parques nacionales, etc.

8.2.2 CRITERIOS Y FACTORES.

Un criterio es cierta base para la toma de decisión, base que puede ser medida y evaluada, es la evidencia sobre la cual se basa una decisión (Eastman et al., 1993:2) por su parte (Voogd 1983:55) los define como un aspecto medible de un juicio, por el cual una dimensión de las alternativas bajo consideración puede ser caracterizada.

Los criterios escogidos como determinantes en este trabajo son:

- Medioambientales.
- Orográficos.
- Ubicación.
- Climatológicos.
- Legales

Estos criterios, han sido sometidos a un proceso de asignación de pesos para determinar la importancia relativa de cada uno de ellos en la decisión final, adoptada dentro del modelo de decisión.

Por otra parte cada uno de estos criterios se subdivide a su vez en factores y limitantes. Un factor es un criterio que realza o detracta la capacidad de asentamiento de una alternativa específica para la actividad en consideración, éste por lo tanto debe ser medido en una escala continua (Eastman et al., 1993:2).

El criterio de tipo limitante restringe la disponibilidad de algunas alternativas según la actividad evaluada; con este tipo de criterio se excluyen varias categorías de la capa analizada para la evaluación; es decir, se genera una capa binaria en la cual un código representa las alternativas susceptibles de ser elegidas para la actividad, y otro, la no disponibilidad para la actividad (Barredo Cano J.L. 1996).

Una vez asignados valores a los criterios conforme a la regla del método de Jerarquías Analíticas, y según las órdenes de prioridad marcadas por la regla de decisión expuesta en el apartado anterior, se obtienen los siguientes valores.

CRITERIOS	Medioambientales	Orográficos	Ubicación	Climatológicos
Medioambientales	1,00	0,33	3,00	0,20
Orográficos	3,00	1,00	5,00	0,33
Ubicación	0,33	0,20	1,00	0,11
Climatológicos	5,00	3,00	9,00	1,00
suma	9,33	4,53	18,00	1,64

Tabla 6 Matriz de comparación de los criterios.

A continuación se procederá a calcular los pesos de ls criterios siguiendo el procedimiento especificado en apartados anteriores, los resultados son los que se exponen en Tabla 7 Matriz para obtención de Pesos (Vector Principal Normalizado) de los criterios.

CRITERIOS	Medioambientales	Orográficos	Ubicación	Climatológicos	w _j
Medioambientales	0,11	0,07	0,17	0,12	0,1172
Orográficos	0,32	0,22	0,28	0,20	0,2556
Ubicación	0,04	0,04	0,06	0,07	0,0507
Climatologicos	0,54	0,66	0,50	0,61	0,5764

Tabla 7 Matriz para obtención de Pesos (Vector Principal Normalizado) de los criterios.

Una vez obtenidos los pesos de los factores se normalizarán en tanto por ciento quedando tal como se indica en la siguiente tabla, el criterio climatológico obtiene un peso del 58 %, frente al 26 % del Orográfico, 12 % del Medioambiental y 5 % de Ubicación.

Seguidamente se comprobará la consistencia de los valores obtenidos en la Tabla 8 **Ponderación final de criterios**, siguiendo el método de las Jerarquías Analíticas (Saaty, 1992).

Tal como ha quedado expuesto en apartados anteriores, este método permite obtener el Vector Valor Máximo (λ_{max}), a través del cual se establece una medida operativa de consistencia en la asignación de los juicios de valor (a_{ij}) para conocer la consistencia de los valores asignados, lo que a su vez también permite modificarlos en caso de que no se consideren adecuados.

PONDERACIONES FINALES	VALOR %
Medioambientales	12

Orográficos	26
Ubicación	5
Climatológicos	58
Total	100

Tabla 8 Ponderación final de criterios

El valor del vector Valor Máximo obtenido ha sido:

$$\lambda \text{ max} = 4,07704018.$$

Finalmente, los valores obtenidos de Índice de Consistencia **IC** y Razón de Consistencia **RC** y para los criterios son respectivamente:

$$\text{IC} = 0,02568006 \text{ y } \text{RC} = 0,0285334.$$

Por lo que **RC < 0,10**.

CRITERIOS_3	Medioambientales	Orográficos	Ubicación	Climatológicos	Factor cj	Factor dj
Medioambientales	0,12	0,09	0,15	0,12	0,47	4,01
Orográficos	0,35	0,26	0,25	0,19	1,05	4,12
Ubicación	0,04	0,05	0,05	0,06	0,20	4,04
Climatológicos	0,59	0,77	0,46	0,58	2,39	4,14

Tabla 9 Matriz de asignación de pesos a los criterios.

Tal como se ha comentado anteriormente, la razón de consistencia es inferior a 0,10 por lo que podemos considerar como consistentes los valores asignados a los criterios.

Una vez jerarquizados los criterios y comprobado que existe consistencia en los valores aplicados, continuaremos realizando el mismo proceso para los factores que componen los criterios y para los indicadores (Usos de Suelo).

En este sentido, valoraremos todos los factores, realizando comparaciones por pares para jerarquizar la importancia relativa, que éstos tienen en el conjunto.

Una vez realizada la ponderación final, comprobamos que el factor Horas Equivalentes de Sol es el que tiene mayor peso con un 25 % sobre 100%, seguido de la Irradiancia Global sobre superficie Horizontal con un 19 %, encontrando finalmente la distancia a núcleos urbanos de < 5000 habitantes.

Conviene sin embargo recordar, la probabilidad de que los factores del criterio Ubicación cobren cada día mayor importancia, dado que la distancia de las CFCR a los núcleos de población permiten conseguir un sistema de Generación Distribuida con las ventajas que este sistema conlleva, como la disminución de pérdidas de transporte de la energía eléctrica generada, la disminución de los gastos de mantenimiento, la mejora en la seguridad de las instalaciones, etc.

PONDERACIONES FINALES	VALOR %
Uso suelo	5
Impacto visual	4
Pendientes	9
Orientación	7
Accesos carreteras	2
Distancia subestaciones	2
Distancia núcleos urbanos >5000	1
Distancia núcleos urbanos <5000	1
Irradiancia global	19
Radiación difusa	11
HES	25
Temperatura media	14
Total	100,00

Tabla 10 Ponderación de pesos de los factores.

El Vector Valor Máximo obtenido por la metodología anteriormente expuesta, tiene el siguiente valor:

$$\lambda_{\max} = 12,91272$$

Los resultados finales de Índice de Consistencia y Razón de Consistencia para los Factores son respectivamente:

$$\mathbf{IC} = 0,08 \text{ y } \mathbf{RC} = 0,06$$

Luego $\mathbf{RC} < 0,1$ por lo que **existe consistencia**.

El valor de la razón de consistencia \mathbf{RC} obtenida es inferior a 0,1, por lo que podemos considerar que son consistentes los valores dados a la matriz de ponderación de los factores.

8.2.3 INDICADORES

Para una mejor comprensión de lo expuesto hasta ahora en cuanto a la valoración de criterios, factores e indicadores, a continuación se expone una tabla con todos los datos relacionados organizada por categorías.

En dicha tabla se recogen los valores obtenidos de Pesos por criterio (\mathbf{W}_j) Pesos obtenidos por los factores (\mathbf{X}_{ij}) así como los valores de los indicadores antes y después de ser normalizados.

La primer tabla expuesta corresponde al criterio Medioambiental conformado por los factores usos de suelo e impacto visual, cabe destacar que aunque son los los únicos factores que se podrian considerar en el criterio mediaambiental, si son los que mas repercusión representan en el peso que este criterio puede tener en la elección de suelos para la ubicación de Centrales Fotovoltaica conectadas a red.

El principal objetivo del criterio medioambiental, es que el impacto sobre el medioambiente sea mínimo, desde el punto de vista del daño causado al suelo y del impacto visual que generarán las centrales fotovoltaicas.

De ese modo se considera que las zonas de cultivos bajo plástico son las idóneas para la instalación de los generadores, toda vez que se utilizaría la cubierta de plástico para ubicarlos, pudiendo continuar la explotación agrícola del suelo con un impacto mínimo. En esta línea lo ideal sería la sustitución de los elementos de plástico por placas solares flexibles, consiguiendo así un doble objetivo, por una parte la sustitución de un elemento contaminante como el plástico y por otra la utilización de elementos de cubrición generadores de energía eléctrica no contaminante.

Los siguientes valores dados a cada tipo de suelo están en la línea anterior, de forma que el segundo suelo mas valorado como apto sería el que corresponde a zonas sin vegetación, seguido de cultivos abandonados y cultivos de herbáceos en seco.

El resto de valores va decreciendo a medida que los cultivos van teniendo mas valor agrícola y medioambiental, teniendo finalmente el matorral como valor mínimo o zona menos idónea para la ubicación de centrales.

La valoración del factor Impacto visual es obvia, serán mejores ubicaciones aquellas en que las instalaciones sean menos vistas y por el contrario serán peores aquellas en que las instalaciones queden mas a la vista.

PESO CRITERIO w_j	CRITERIOS	PESO FACTORES x_{ij}	FACTORES	INDICADORES	VALOR INDICADOR	NORMALIZACIÓN	
58%	MEDIOAMBIENTALES	26%	Usos de suelo	ZONA SIN VEGETACION	19	7	
				CULTIVOS ABANDONADOS	14	6	
				HERBACEOS EN SECANO	11	4	
				FORZADOS BAJO PLASTICO	24	10	
				HERBACEOS EN REGADIO	8	3	
				HERBACEOS Y LEÑOSOS EN SECANO	6	2	
				HERBACEOS Y LEÑOSOS REGADOS	5	2	
				LEÑOSOS EN SECANO	4	1	
				LEÑOSOS REGADIO	3	1	
				HERBACEO ARBOLADO	2	0	
				VEGETACIÓN NATURAL	2	0	
				PASTIZAL DENSO	1	0	
				MATORRALY/O PASTIZAL DISPERSO	1	0	
				Otros usos	0	0	
		20%	Impacto Visual	Zonas menos vistas		1	1
						2	2
				↓		3	3
						4	4
						5	5
						6	6
	7				7		
	8				8		
Zonas más vistas	9	9					
	10	10					

Tabla 11 Asignación de pesos criterio Medioambiental

En cuanto a los valores de la siguiente Tabla 12 Asignación de pesos criterio Orográfico, los valores asignados al factor pendientes, van desde el valor diez para los suelos con pendientes inferiores al 3 % como zona óptima y el valor cero asignado a suelos con pendientes superiores al 30 % como suelo mas desfavorable.

El criterio seguido para realizar la clasificación de zonas según su pendientes ha sido dividir en 11 tipos de suelo el rango comprendido entre menos de 3 % y más del 30 %.

Se ha elegido como valor de arranque el 3 % dado que en la base de datos que se dispone es este valor el mínimo, por tanto podemos considerar como suelos llanos todos aquellos con pendiente menor de 3 % y por tanto los optimos por su bajo coste de construcción ya que no se necesitará inversión prácticamente para la partida de movimiento de tierra, por el contrario conforme aumenta la pendiente se complicarán los accesos y los movimientos de tierra necesarios y por tanto el daño aplicado al suelo.

Dado que en Andalucía la inclinación optima está en torno a los 30 °, se descartan todos aquellos suelos con pendiente superior al 30 %.

PESO CRITERIO w _j	CRITERIOS	PESO FACTORES x _{ij}	FACTORES	INDICADORES	VALOR INDICADOR	NORMALIZACIÓN
25%	OROGRÁFICOS	9%	Pendientes	< 3 %	10	10
				4 - 6 %	9	9
				7 - 9 %	8	8
				10 - 12 %	7	7
				13 - 15 %	6	6
				16 - 18 %	5	5
				19 - 21 %	4	4
				22 - 24 %	3	3
				25 - 27 %	2	2

				28 - 30 %	1	1
				> 30 %	0	0
		7%	Orientación	Sur	8	10
				Sureste	7	9
				Suroeste	6	7
				Este	5	6
				Oeste	4	4
				Noreste	3	3
				Noroeste	2	1
				Norte	1	0

Tabla 12 Asignación de pesos criterio Orográfico

En cuanto a los valores dados al factor orientación en la Tabla 12 Asignación de pesos criterio Orográfico, se ha considerado como orientación optima el sur, seguido del sureste al estimar como mejores valores de radicación los del sol de mañana sobre los de tarde.

Finalmente como valor más desfavorable tenemos la orientación norte dándole valor cero.

En la Tabla 13 Asignación de pesos criterio Ubicación se consideran los distintos factores que están comprendidos en este criterio. En cuanto al factor accesos a carreteras se han considerado cuatro categorías o subdivisiones, aquellos terrenos ubicados a menos de 1 Km de la carretera mas cercano con el mejor valor, considerando que se reducen los costos de transporte tanto en la fase de construcción como en la fase de explotación por las labores de mantenimiento.

Para una distancia mayor de 3 Km a carreteras, se ha considerado que los suelos estarían aislados y con difícil acceso por lo que se descartan

En cuanto al factor distancias a subestaciones, se distribuye también en 4 categorías, repartidas desde los suelos ubicados a una distancia inferior a un kilómetro de una subestación como los ideales, y aquellos que están a una distancia superior a 10 Km como los menos adecuados.

El razonamiento seguido para valorar estos suelos es el de minimizar las pérdidas en el transporte de la energía eléctrica generada, y los costos de construcción de las líneas de evacuación para transportar la energía desde la planta hasta las subestaciones transformadoras.

En cuanto al factor Distancia a núcleos urbanos con más de 5000 habitantes, se han establecido tres categorías, considerándose como suelos óptimos aquellos que estarían ubicados en la franja comprendida entre los 5 y los 10 Km de distancia del casco urbano, se estima que para una distancia inferior a los 5 Km, las centrales construidas podrían quedar en un espacio más o menos corto de tiempo dentro del casco urbano, como consecuencia del desarrollo urbanístico natural de los núcleos de población, por tanto se descartan dando valor cero.

Por otra parte los suelos ubicados a una distancia superior a 10 Km del casco urbano solo se le da valor 1 por estimar que nos retiramos en exceso de los puntos de consumo (los habitantes del núcleo urbano), perdiendo sentido el concepto de generación distribuida que el presente trabajo siempre tiene en cuenta.

PESO CRITERIO wj	CRITERIOS	PESO FACTORES xij	FACTORES	INDICADORES	VALOR INDICADOR	NORMALIZACIÓN
5%	UBICACIÓN	2%	Accesos carreteras	< 1 Km	1	10
				1 - 2Km	2	7
				2 - 3 Km	3	3
				> 3 Km	4	1
		2%	Distancias subestaciones	< 1 Km	4	10
				1 Km - 2 km	3	7
				2 Km - 10 Km	2	3
				> 10 Km	1	1
		1%	Distancia núcleos urbanos > 5000 hab.	< 5 Km	0	0
				5 Km - 10 Km	2	10
				> 10 Km	1	1
		1%	Distancia núcleos urbanos < 5000 hab.	< 1 Km	0	0
				1 Km - 5 Km	2	10
				> 5 Km	1	1

Tabla 13 Asignación de pesos criterio Ubicación

El razonamiento para el factor Distancia a núcleos urbanos de menos de 5000 habitantes, es similar al factor referido a los núcleos de mas de 5000 habi-

tantes pero con la adecuación de distancias a la menor envergadura de estos núcleos.

PESO CRITERIO w_j	CRITERIOS	PESO FACTORES x_{ij}	FACTORES	INDICADORES	VALOR INDICADOR	NORMALIZACIÓN
58%	CLIMATOLÓGICOS	19%	Niveles de Irradiancia Global sobre superficie horizontal	4,557-4,596 Wh/m2/día	1	1
				4,596-4,636 Wh/m2/día	2	1
				4,636-4,675 Wh/m2/día	3	2
				4,675-4,714 Wh/m2/día	4	4
				4,714-4,754 Wh/m2/día	5	5
				4,754-4,793 Wh/m2/día	6	6
				4,793-4,832 Wh/m2/día	7	7
				4,832-4,872 Wh/m2/día	8	9
				4,872-4,911 Wh/m2/día	9	10
			Niveles de Radiación Difusa	0,35%	6	10
				0,36%	5	8
				0,37%	4	6
				0,38%	3	4
				0,39%	2	2

				0,40%	1	1
58%	CLIMATOLÓGICOS	25%		1,436- 1,452 Kwh/Kwp	1	1
				1,452- 1,468 Kwh/Kwp	2	1
				1,468- 1,485 Kwh/Kwp	3	2
				1,485- 1,501 Kwh/Kwp	4	4
				1,501-1,517 Kwh/Kwp	5	5
				1,517- 1,533 Kwh/Kwp	6	6
				1,533- 1,550 Kwh/Kwp	7	7
				1,550- 1,566 Kwh/Kwp	8	9
				1,566- 1,582 Kwh/Kwp	9	10

Tabla 14 Asignación de pesos Criterio Climatológico_1

El factor Nivel de irradiancia global sobre superficie horizontal se divide en 9 tramos que comprenden los valores intermedios comprendidos entre el valor máximo y mínimo obtenidos en la base de datos descrita en el apartado 7.4.2. de este trabajo, de forma que el primer rango de trabajo y con una valoración mínima serán los niveles de radiación entre 4.557-4.596 Wh/m²/dia, por el contrario el valor máximo se le aplica al rango de irradiancia comprendido entre los 4.872-4.911 Wh/m²/dia. Ya que estos fueron los máximos valo-

res encontrados en Andalucía en la fase de confección de la base de datos climatológicos.

Tal como se ha justificado en apartados anteriores, a mayor nivel de irradiancia, mayor rendimiento eléctrico de la central fotovoltaica, de ahí el criterio aplicado para la valoración del factor.

El factor correspondiente a los niveles de Radiación Difusa del criterio Climatológico se divide en 6 rangos, que van desde el 35 % de los niveles de irradiancia global sobre superficie horizontal, hasta el 40 %.

Se opta por dar la puntuación más alta, o sea determinar como suelo óptimo aquel en que el componente de difusa es menor y a la inversa aplicar el valor mínimo al suelo en que los niveles de radiación difusa son mayores.

El factor Horas equivalentes de sol es un dato neto de producción y determina la capacidad de producción en kWh por cada kWp instalado, es obvio por tanto que se dará el valor máximo a los valores más altos de HES obtenidos en la base de datos (1.566-1.582 kWh/kWp), por el contrario se dará el mínimo valor al suelo en el que los valores de HES han sido mínimos (1.436-1.452 kWh/kWp).

En cuanto a la incidencia negativa que tiene la temperatura en los valores de rendimiento y por tanto de capacidad de producción de las células de silicio (Estefanía Caamaño et al, 1998), se ha valorado con la mínima puntuación a aquellos suelos en que los valores de temperatura obtenidos en la base de datos, alcanza el máximo valor que viene dado por el rango 20,1-20,7 °.

Los valores más altos se darán a los suelos en que las temperaturas medias son más suaves y vienen determinadas por el valor 15,2-15,8°, por considerar que el rendimiento de la central será mayor cuanto más suave sea la temperatura media anual diurna.

De esta forma, al dar valores a cada uno de los factores climatológicos intervinientes siguiendo criterios estrictamente científicos, basados en resultados contrastados de estudios referentes al rendimiento de las centrales fotovoltaicas, no será necesario tener en cuenta opiniones de expertos ajenos (mediante la aplicación del método Delphi).

58%	CLIMATOLÓGICOS	14%	Temperatura media anual diurna	15,2 - 15,8 °C	9	10
				15,8 - 16,4 °C	8	9
				16,4 - 17,0 °C	7	7
				17,0 - 17,6 °C	6	6
				17,6 - 18,3 °C	5	5
				18,3 - 18,9 °C	4	4
				18,9 - 19,5 °C	3	2
				19,5 - 20,1 °C	2	1
				20,1 - 20,7 °C	1	1

Tabla 15 Asignación de pesos criterio climatológico_2.

En cuanto a los valores asignados a los factores de los criterios medioambientales son indiscutibles ya que nos puede haber discusión en el criterio aplicado, siguiendo el sencillo criterio de dar prioridad a los suelos con menor valor y en cuanto al impacto visual dar mas valor cuanto menos impacto.

LIMITANTES	Espacios Naturales Protegidos	Interior del parque	0
		Exterior del parque	1
	Lugares de interés Comunitario (LICs)	Interior del LICs	0
		Exterior del LICs	1
	Cañadas reales	Dentro Cañada Real	0
		Exterior Cañada Real	1
	Afecciones carreteras	Zona dominio público (8+25) - (3+8) + Zona de Afección (100m) - (50m)	0
		Sin afección	1
	Afecciones de ríos	Zona de servidumbre (5m) + Zona policía (100m)	0
		Sin afección	1
	Afecciones de costas	Zona de dominio Público + Zona de afección	0
		Sin afección	1

Tabla 16 Asignación de pesos limitantes.

Por otra parte los factores que conforman el criterio orográfico, pendientes y orientación se basan asimismo en conceptos de economía en el caso de las pendientes y sobre datos procedentes de estudios científicos en el caso de la orientación.

A continuación se muestra la matriz resultante de analizar los pesos de los indicadores derivados del factor uso de suelo, que a su vez forma parte del criterio medioambiental, para simplificar su estudio se ha reducido el número de indicadores a 13 limitándose a los usos del suelo mas representativos.

PONDERACIONES FINALES	VALOR %
Zona sin vegetación (1)	19
Cultivos abandonados (2)	14
Cultivos herbáceos en secano (3)	11
Cultivos forzados bajo plástico (4)	24
Cultivos herbáceos en regadío (5)	8
Cultivos herbáceos y leñosos en secano (6)	6
Cultivos herbáceos y leñosos regados(7)	5
Cultivos leñosos en secano (8)	4
Cultivos leñosos regadío (9)	3
Cultivo herbáceo arbolado (10)	2
Cultivos vegetación natural (11)	2
Matorral o pastizal denso (12)	1

Matorral y/o pastizal disperso (13)	1
Total	100

Tabla 17 Ponderaciones finales de los indicadores del factor usos del suelo.

El resultado obtenido muestra como el suelo existente en Cultivos Bajo Plástico es el más apropiado por su bajo impacto medioambiental seguido de las Zonas sin Vegetación, para finalmente considerar los suelos con Matorral o Pastizal Disperso como los menos adecuados para la ubicación de CFCR.

Finalmente obtenemos los siguientes valores:

$$\lambda_{\max} = 14,35, \text{IC} = 0,11 \text{ y } \text{RC} = 0,07$$

El valor obtenido para la ponderación de los indicadores correspondientes al factor de usos de suelo es consistente ya que el valor de **RC** es inferior a 0,1.

8.2.4 OBTENCIÓN CAPA LIMITANTES

Como factores limitantes se han considerado los requisitos legales, así como algunos requisitos medioambientales.

Entre los requisitos legales se encuentra la distancia a cauces y a carreteras según marca la legislación vigente.

El Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de Julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, establece que se deberá proteger los arroyos y los cauces. Según éste los márgenes de los cauces públicos están sujetos en toda su extensión longitudinal a la siguiente protección: a una *zona*

de servidumbre de 5 metros de anchura, para su uso público que se regulará reglamentariamente; y a una zona de policía de 100 metros de anchura en la que se condicionará el uso del suelo y las actividades que se desarrollen.

Partiendo de una capa con los ríos de la zona en formato vectorial, se ha convertido a raster (*vector Conversion*) y se la ha aplicado un proceso de crear área de influencia (*Buffer*) de 105 metros, para obtener la zona de dominio público de los ríos que actuará como limitante en nuestro modelo.

Por otro lado, la Ley 8/2001, de 12 de julio, de Carreteras de Andalucía establece una zona de dominio público adyacente a las carreteras formada *por dos franjas de terreno, una a cada lado de las mismas, de ocho metros de anchura en las vías de gran capacidad, y de tres metros de anchura en las vías convencionales, medidos en horizontal desde la arista exterior de la explanación y perpendicularmente a la misma.* Una zona de servidumbre legal consiste en *dos franjas de terreno, una a cada lado de las mismas, delimitadas interiormente por la zona de dominio público adyacente y exteriormente por dos líneas paralelas a las aristas exteriores de la explanación, y a una distancia de veinticinco metros en vías de gran capacidad y de ocho metros en las vías convencionales, medidos en horizontal y perpendicularmente desde las citadas aristas.* Y una zona de afección consiste en *dos franjas de terreno, una a cada lado de las mismas, delimitadas interiormente por la zona de servidumbre legal y exteriormente por dos líneas paralelas a las aristas exteriores de la explanación y a una distancia de cien metros en vías de gran capacidad, de cincuenta metros en las vías convencionales de la red principal y de veinticinco metros en el resto de las carreteras, medidos en horizontal y perpendicularmente desde las citadas aristas.*

Estas mismas distancias son establecidas para las carreteras estatales según el Real decreto 1812/1994, de 2 de septiembre, por el que se aprueba el reglamento general de carreteras.

Esta vez, la capa de partida de carreteras utilizada con las áreas de influencia creadas en ArcView, considera para las vías de gran capacidad una anchura de 133 metros y para las vías convencionales de 61 metros, según lo que establece la Ley.

La capa que en origen estaba en formato vectorial se ha convertido a formato raster (*vector Conversion*) y se la ha aplicado un proceso de reclasificación (Reclass) para organizar la leyenda.

Los requisitos medioambientales que se han considerado como limitantes son los Espacios Protegidos, los Lugares de interés Comunitario (LIC's) y las Vías Pecuarias.

Los Espacios Protegidos y LICs de la zona de estudio son el Parque Natural y LICs de la Sierra de Castril, un monumento natural correspondiente a una gran roca denominada “la Peña” en la que se encuentra el castillo de Castril y el LIC's de las Sierras del Nordeste.

Entre las Vías Pecuarias que aparecen en nuestra zona de estudio se encuentran coladas, veredas, cordeles y cañadas. La diferencia entre cada una de estas figuras es el nivel de protección que se le aplica y que será determinante para decidir las dimensiones del buffer que se conforma.

Al igual que las capas de información de carreteras, al resto de capas que en un principio estaban en formato vectorial, se han pasado a raster (*vector Conversion*) y posteriormente se la ha aplicado un proceso de reclasificación (Reclass) para organizar la leyenda.

A las capas resultado se le ha aplicado un proceso de combinación por peso (*Weighted Overlay*) dándoles el mismo peso y el resultado ha sido los LIMITANTES.

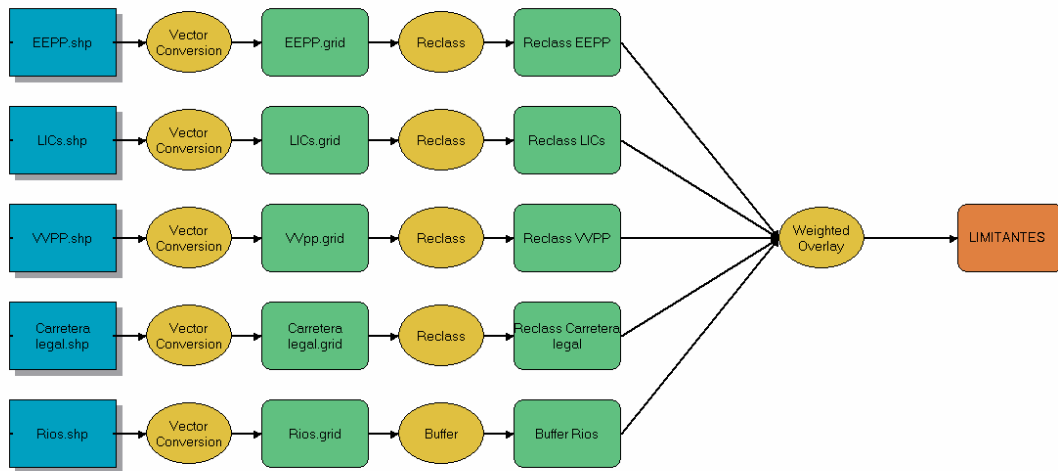


Gráfico 74 Diagrama del Proceso para obtener la capa de los LIMITANTES

Los pesos adjudicados a la capa de limitantes se determina mediante un sistema binario (0-1), asignándose el valor 1 a aquellos pixels que están dentro de la zona de exclusión y valor 0 al resto. Con este sistema queda un mapa tal como se refleja en el Gráfico 76 Capa LIMITANTES.

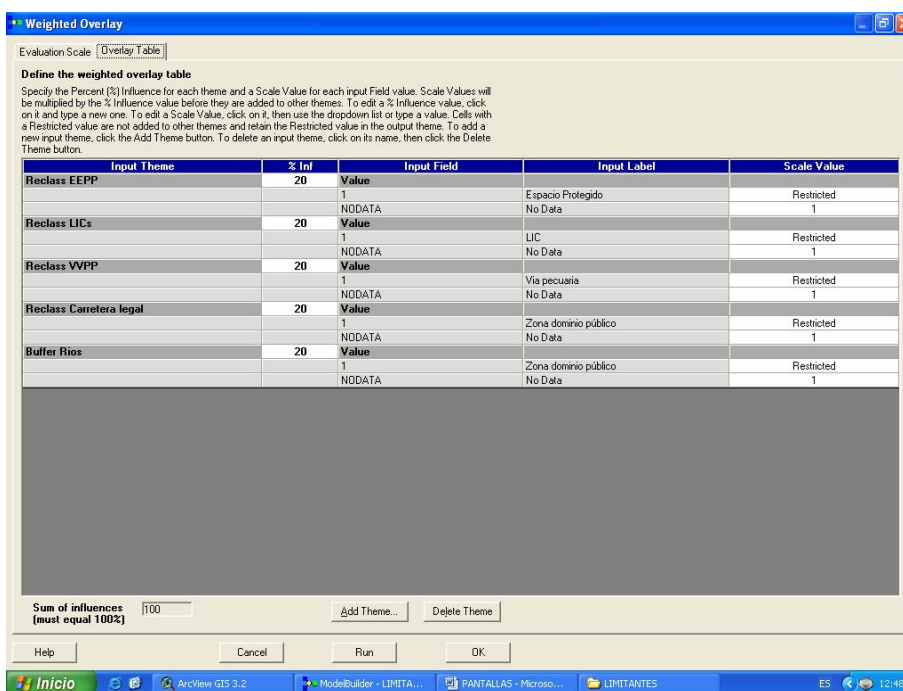


Gráfico 75 Proceso Weighted Overlay para obtener los LIMITANTES

Como se puede observar en la siguiente figura la mayor parte del suelo afectado por la capa de limitantes corresponde a la zona el parque natural Sierra de Castril situado como una gran mancha al Noroeste de la zona de estudio.

El resto de las zonas excluidas al considerarse como limitantes corresponden a áreas de afección de ríos, carreteras y cañadas reales.

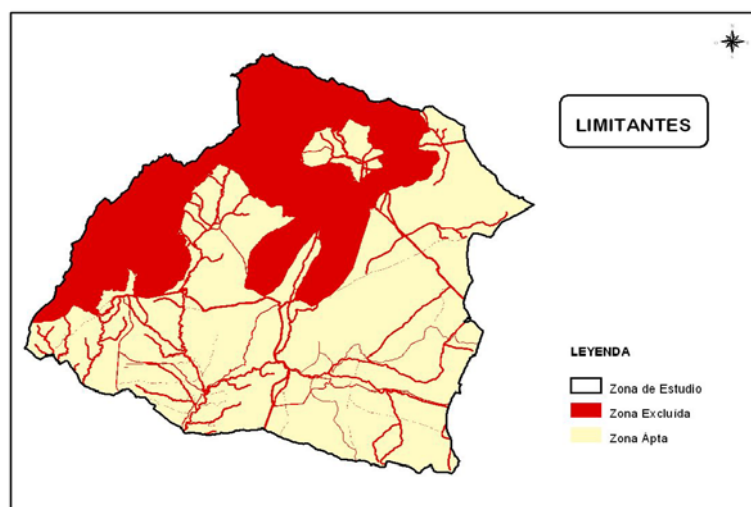


Gráfico 76 Capa LIMITANTES

8.2.5 OBTENCIÓN CAPA CRITERIOS

Esta capa se obtiene como consecuencia de relacionar los criterios Medioambiental, Orográfico, Ubicación y Climatológico.

Cada uno de los criterios se ha obtenido de la suma de sus factores mediante el proceso *Arithmetic Overlay* y el resultado se ha reclasificado (*Reclass*) para convertirlo en tema discreto. También se ha normalizado cada uno de los resultados.

Como proceso final se le ha aplicado el proceso *Weighted Overlay* obteniéndose la capa de los **Criterios**.

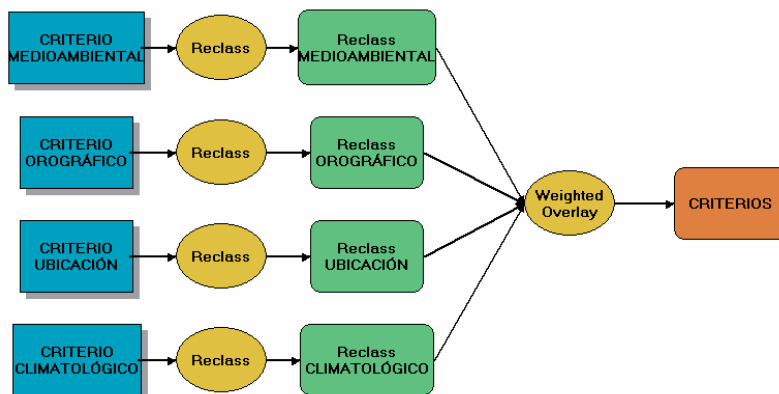


Gráfico 77 Diagrama del Proceso para obtener la capa de los CRITERIOS

En los siguientes apartados se describe de forma pormenorizada paso a paso la obtención de cada uno de los criterios.

CRITERIO MEDIOAMBIENTAL

Este criterio engloba a los factores de Usos de Suelo y Exposición Visual.

La capa de Usos de Suelo proviene del mapa de Usos de Suelo de Andalucía a escala 1:50.000. Ésta se convirtió a raster (*vector Conversion*) y se ha reclasificado (Reclass).

Los usos se han agrupado en 14 grupos principales, representativos del total de casos, quedando resumidos según la siguiente tabla:

1.CULTIVOS HERBACEOS EN SECANO	411 CULTIVOS HERBACEOS EN SECANO
2.CULTIVOS LEÑOSOS EN SECANO	445 OLIVAR-VIÑEDO
	415 CULTIVOS LEÑOSOS EN SECANO: OLIVAR
	417 CULTIVOS LEÑOSOS EN SECANO: VIÑEDO
	449 OTRAS ASOCIACIONES Y MOSAICOS DE CULTIVOS LEÑOSOS EN SECANO
	419 OTROS CULTIVOS LEÑOSOS EN SECANO
3.CULTIVOS FORZADOS BAJO PLASTICO	423 CULTIVOS FORZADOS BAJO PLASTICO
4.CULTIVOS HERBACEOS EN REGADIO	425 OTROS CULTIVOS HERBACEOS REGADOS
	427 CULTIVOS HERBACEOS EN REGADIO: REGADOS Y NO REGADOS
	429 CULTIVOS HERBACEOS EN REGADIO: NO REGADOS
	461 MOSAICO DE SECANO Y REGADIO CON CULTIVOS HERBACEOS
5.CULTIVOS LEÑOSOS REGADIO	430 CULTIVOS LEÑOSOS EN REGADIO: PARCIALMENTE REGADOS O NO REGADOS
	431 CULTIVOS LEÑOSOS REGADOS: CITRICOS
	433 CULTIVOS LEÑOSOS REGADOS: OLIVOS
	435 CULTIVOS LEÑOSOS REGADOS: FRUTALES TROPICALES
	459 MOSAICO DE LEÑOSOS EN REGADIO

	469 MOSAICO DE SECANO Y REGADIO CON CULTIVOS LEÑOSOS
	439 OTROS CULTIVOS LEÑOSOS REGADOS
6. CULTIVOS HERBÁCEOS Y LEÑOSOS EN SECANO	441 CULTIVOS HERBÁCEOS Y LEÑOSOS EN SECANO

7.CULTIVOS HERBACEOS Y LEÑOSOS REGADOS	451 CULTIVOS HERBACEOS Y LEÑOSOS REGADOS
	455 CULTIVOS HERBACEOS Y LEÑOSOS EN REGADIO PARCIALMENTE REGADOS
	465 MOSAICO DE SECANO Y REGADIO CON CULTIVOS HERBACEOS Y LEÑOSOS
	457 CULTIVOS HERBACEOS Y LEÑOSOS EN REGADIO NO REGADOS
8.CULTIVOS CON VEGETACIÓN NATURAL	471 CULTIVOS HERBACEOS Y PASTIZALES
	473 CULTIVOS HERBACEOS Y VEGETACION NATURAL LEÑOSA
	471 CULTIVOS LEÑOSOS Y PASTIZALES
	477 CULTIVOS LEÑOSOS Y VEGETACION NATURAL LEÑOSA
	479 OTROS MOSAICOS DE CULTIVOS Y VEGETACION NATURAL
9.CULTIVOS ABANDONADOS	481 OLIVAR ABANDONADO
	489 OTROS CULTIVOS LEÑOSOS ABANDONADOS
10.CULTIVO HERBACEO ARBOLADO	891 CULTIVO HERBACEO ARBOLADO: QUERCINEAS. DENSO
	895 CULTIVO HERBACEO ARBOLADO: QUERCINEAS.

	DISPERSO
11.ZONA SIN VEGETACION	935 ZONAS SIN VEGETACION POR ROTURACION
12.MATORRAL O PASTIZAL DENSO	911 MATORRAL DENSO
	921 PASTIZAL CONTINUO
13.MATORRALY/O PASTIZAL DISPERSO	915 MATORRAL DISPERSO CON PASTIZAL
	917 MATORRAL DISPERSO CON PASTO Y ROCA O SUELO
	925 PASTIZAL CON CLAROS (ROCA, SUELO)
14.OTROS USOS	EL RESTO DE USOS DEL SUELO

Tabla 18 Usos de Suelo Considerados.

Para obtener el peso de la importancia de unos usos sobre otros, se le ha aplicado el método de Jerarquías Analíticas de Saaty, como en la zona no existen los usos de cultivos abandonados, ni de cultivos forzados bajo plástico, la **reclasificación final** ha sido:

1.Zona sin vegetación	Zona sin vegetación
2.Cultivos herbáceos en secano	Cultivos herbáceos en secano
3.Cultivos herbáceos en regadío	Cultivos herbáceos en regadío
4.Cultivos herbáceos y leñosos	Cultivos herbáceos y leñosos en secano
	Cultivos herbáceos y leñosos regados
5.Cultivos leñosos	Cultivos leñosos en secano

	Cultivos leñosos regadío
6.Otros usos	Cultivo herbáceo arbolado
	Cultivos con vegetación natural
	Matorral o pastizal denso
	Matorral y/o pastizal disperso
	Otros usos

Tabla 19 Usos de suelo resultantes en la zona de estudio.

Como ya se ha comentado en otros apartados del presente trabajo, los usos de suelo con mayor valoración son aquellos que al destinarse a la instalación de CFR causa un impacto mínimo, en nuestro caso las Zonas sin Vegetación y a continuación los Cultivos Herbáceos en Secano, Cultivos Herbáceos en Regadío y así sucesivamente hasta los suelos clasificados como Otros Usos con una menor valoración.

Como se puede apreciar en la siguiente figura la mayor zona corresponde a Otros Usos y a continuación Cultivos Herbáceos en Secano, no apreciándose el uso de Zonas sin Vegetación.

Hay que tener en cuenta que en esta primera aproximación no se incluye la capa de limitantes por tanto aún no es la zona resultante neta.

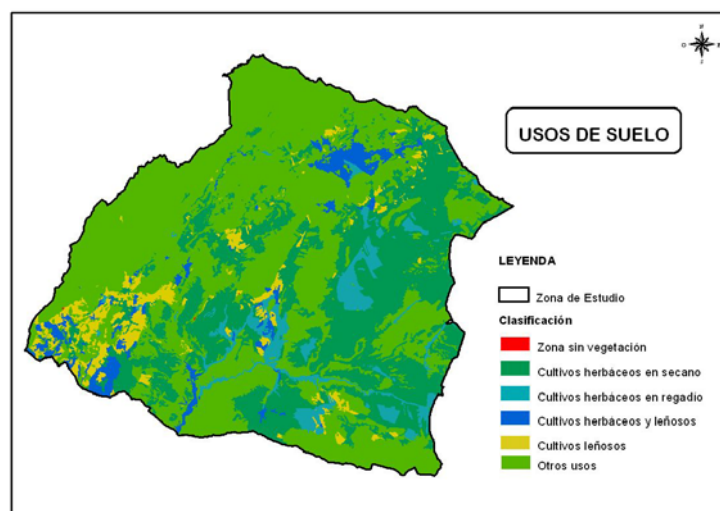


Gráfico 78 Capa USOS DEL SUELO

La capa de Exposición Visual se ha creado a través de un Modelo Digital de Elevaciones (DEM) y la extensión de ArcView “Calculate Viewshed (curvatura and refraction)”.

El DEM es un modelo cuantitativo digital de la superficie topográfica, una malla regular o raster de puntos de altitud, siendo la resolución, o distancia entre dos puntos adyacentes de la matriz de 10 metros.

Para calcular la Exposición visual se ha creado una malla de puntos con una distancia de 5 km en toda la zona de estudio, obteniendo un total de 72 puntos. Estos puntos son tomados como observadores.

La extensión utilizada nos dice las veces que cada superficie es vista desde cada uno de los puntos, obteniendo al final una capa con las zonas más visibles y las que menos se ven.

Para la ejecución de la extensión, los puntos de observación se han dividido en cuatro partes y posteriormente se han sumado esas cuatro capas que resultaban mediante el proceso *Arithmetic Overlay* para obtener la definitiva de

Exposición Visual. El resultado de ésta se ha normalizado y se ha reclasificado (*Reclass*), siendo el valor 1 la zona que más se ve y el valor 10 la que menos.

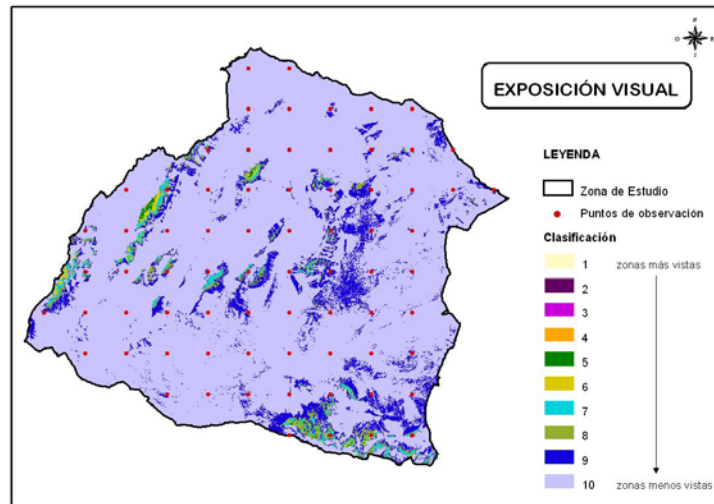


Gráfico 79 Capa EXPOSICIÓN VISUAL

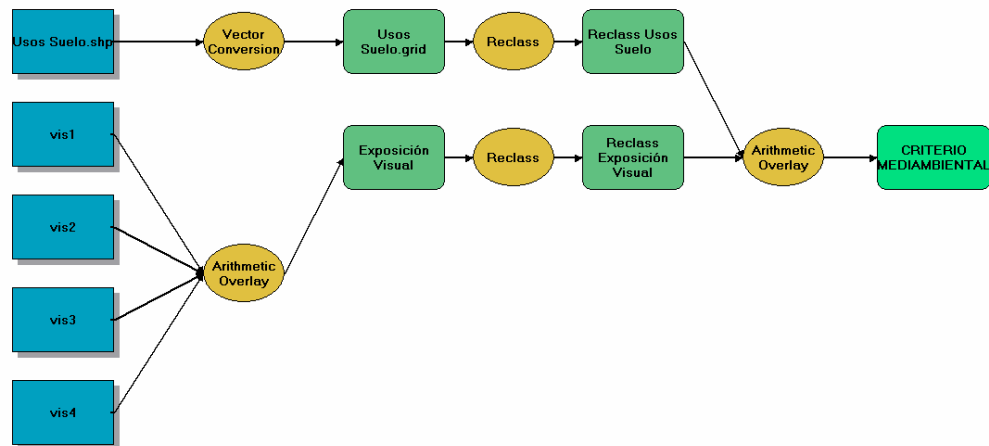


Gráfico 80 Diagrama del Proceso para obtener la capa CRITERIO MEDIOAMBIENTAL

En la siguiente figura se aprecia el sistema de valoración aplicado a los dos factores Usos de Suelo y Exposición Visual considerados para obtener el criterio Medioambiental.

Como se ha comentado en otros apartados la mejor valoración se da a los suelos sin vegetación y en cuanto a las zonas de exposición visual, a aquellas que son menos vistas.

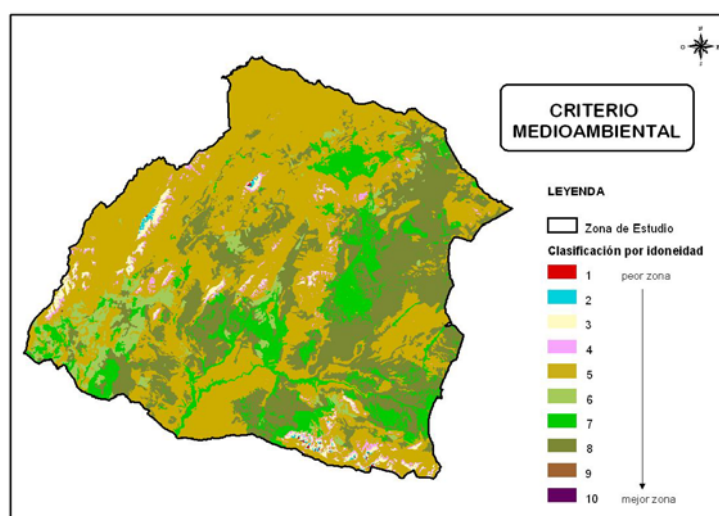


Gráfico 81 Capa **CRITERIO MEDIAMBIENTAL**

El resultado de cruzar los dos factores que conforman el criterio medioambiental mediante la metodología expuesta se refleja en la figura anterior, apreciándose como las zonas que obtienen valor 7,8 y 9 coinciden sensiblemente a su vez con las mejores zonas obtenidas en el mapa de usos de suelo, con pequeñas variaciones debidas al factor de exposición visual.

CRITERIO OROGRÁFICO

Para la definición de criterio orográfico, se combinarán los factores de Pendiente y Orientación de terreno.

Para el cálculo de ambos, se ha partido de un (DEM) Modelo Digital de Elevaciones para posteriormente someterlos a los procesos de cálculo del terreno (*terrain*).

En el caso de las Pendientes se elige la opción *slope* expresada en porcentaje.

La pendiente se mide calculando la tangente de la superficie y a su vez, la tangente se calcula dividiendo el cambio vertical en altitud entre la distancia horizontal. Normalmente la pendiente se expresa en planimetría como un porcentaje de pendiente que equivale al valor de la tangente (pendiente) multiplicado por 100:

$$\text{Porcentaje de Pendiente} = \text{Altura} / \text{Base} * 100$$

El criterio seguido para valorar las distintas pendientes es considerar como válidas aquellas pendientes comprendidas entre 0 y 30 % ya que en las latitudes en que nos movemos en España la inclinación de paneles óptima sería del 30 %, por tanto para una pendiente mayor ya sería necesario realizar movimientos de tierra importantes para la colocación de paneles.

Por tanto el caso ideal sería aquel que presenta una pendiente menor del 3 %, o sea un suelo llano que facilitara la instalación de las estructuras para soporte de los paneles sin movimiento de tierras, y sin generar sombras a otras estructuras. Por el contrario tal como se ha comentado anteriormente la peor zona será aquella con pendiente superior al 30 %, a su vez se ha adoptado un

rango del 3 % entre valores para dividir en 10 partes iguales los valores considerados.

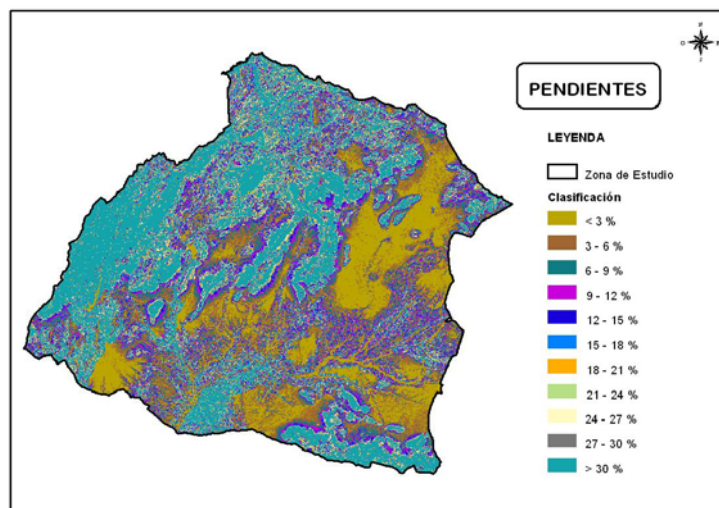


Gráfico 82 Capa PENDIENTES

En el caso de la Orientación se elige la opción *aspect*, y el resultado se calcula utilizando los gradientes norte-sur y este-oeste como se expresan en la siguiente ecuación:

$$\text{Orientación} = \text{ArcTangente} (\delta\text{EO}/\delta\text{NS})$$

La ecuación anterior se ajusta para reflejar los valores de orientación en grados en un rango entre 0 y 360. Donde 0 representa una celda sin pendiente (orientación “hacia el cielo”) y los valores entre 1 y 360 representan los azimuts en grados según el sentido de las agujas del reloj desde el norte. El Norte es 1, el Este es 90 grados, el Sur 180 grados, etc. El resultado se ha

dividido entre 22.5 ° para convertirlo a valores enteros para obtener un rango de azimuts solares generalizados desde 0 a 8, siendo:

0. representa áreas sin orientación (zonas planas).
1. representa pendientes orientadas Norte.
2. representa pendientes orientadas hacia el Noreste.
3. representa pendientes orientadas hacia el Este.
4. representa pendientes orientadas hacia el Sureste.
5. representa pendientes orientadas hacia el Sur.
6. representa pendientes orientadas hacia el Suroeste.
7. representa pendientes orientadas hacia el Oeste.
8. representa pendientes orientadas hacia el Noroeste.

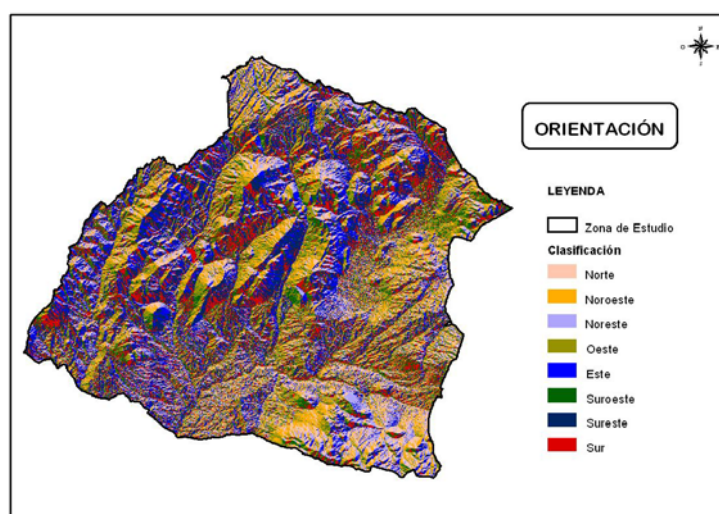


Gráfico 83 Capa ORIENTACIÓN

Los criterios seguidos para dar valores a los terrenos según su orientación se apoya en los rendimientos de producción eléctrica obtenidos, así una central con paneles orientados al sur obtendrá el mejor rendimiento eléctrico y por tanto en el modelo tendrá el valor 10 y por esta misma razón un panel orientado al Norte será el que menor rendimiento eléctrico dé por tanto en el modelo se le dará valor 0, a continuación se exponen los valores asignados a cada orientación:

- Sur.....10.
- Sureste.....9.
- Suroeste.....7.
- Este.....6.
- Oeste.....4.
- Noreste.....3.
- Noroeste.....1.
- Norte.....0.

Conviene aclarar asimismo que los rendimientos según orientación están contrastados no solo empíricamente sino matemáticamente hablando, por lo que en este caso no se ha hecho mas que seguir las pautas ya establecidas en el mundo científico para los valores de este parámetro.

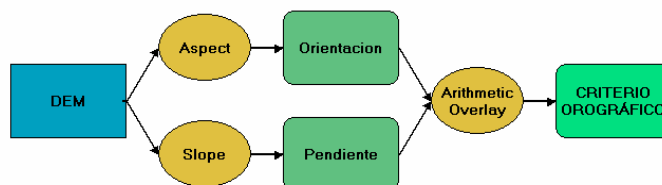


Gráfico 84 Diagrama del Proceso para obtener el criterio OROGRÁFICO

De la observación del mapa resultante se deduce rápidamente lo expuesto.

Como era de esperar y según se puede apreciar en el mapa resultante del criterio orográfico, las zonas con mejor puntuación corresponden a aquellas que están orientadas al sur y a su vez tienen una menor pendiente, y por el contrario las peor consideradas son aquellas que están en las laderas norte de las montañas y con mayor pendiente.

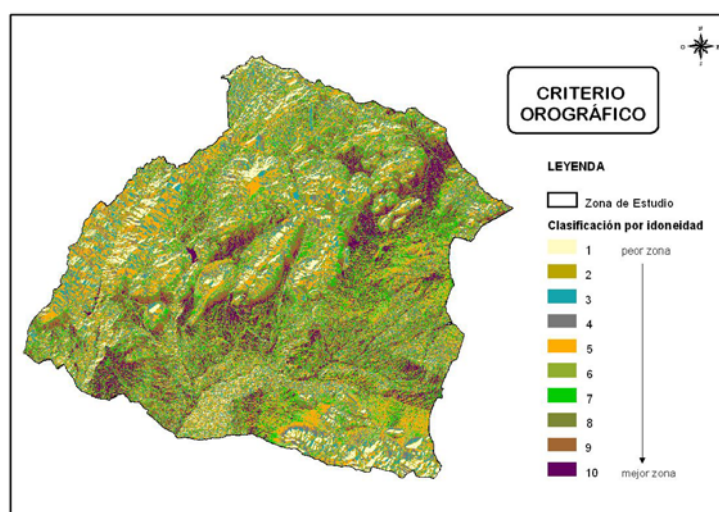


Gráfico 85 Capa CRITERIO OROGRÁFICO

CRITERIO UBICACIÓN

Los factores que definen este criterio son cuatro: acceso a carreteras, distancia a subestaciones, distancia a núcleos urbanos mayor de 5.000 habitantes y distancia a núcleos urbanos menor de 5.000 habitantes.

En todos estos factores los procesos seguidos han sido los mismos que para los criterios anteriormente estudiados. Al estar en origen en formato vectorial se han convertido a raster (*Vector Conversión*) y se le ha aplicado un proceso para crear su área de influencia (*Buffer*). Por último se han normalizado.

En el caso de accesos a carreteras y de distancias a subestaciones se han creado cuatro áreas de influencia:

- < 1 Km
- 1 – 2 Km
- 2 – 10 Km
- < 10 Km

Se le ha dado más valor a las que están más próximas a las carreteras y a la subestación de Huéscar, que es la única que se encuentra en el área de estudio.

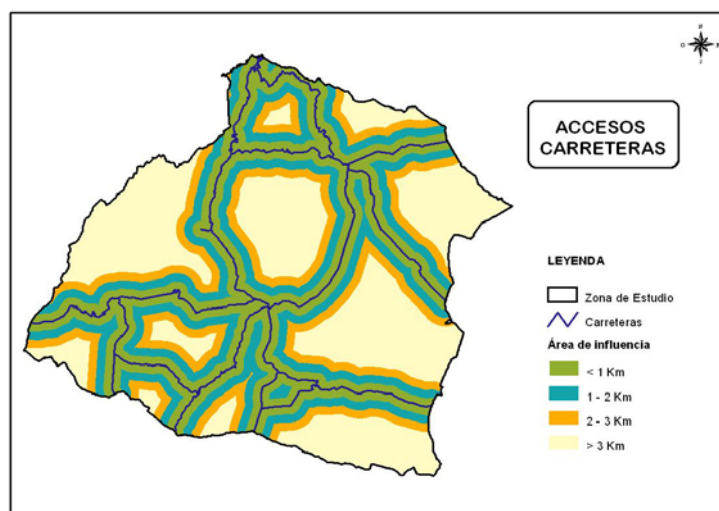


Gráfico 86 Capa ACCESOS A CARRETERAS

Como ya se ha comentado en otros apartados, socialmente hablando podemos considerar las instalaciones estudiadas como deseables ya que se trata de sistemas de energías renovables, no contaminantes, generadoras de puestos de trabajo en la fase de construcción y funcionamiento y muy bien consideradas por ayudar a paliar el problema de contaminación y dependencia energética de los combustibles fósiles.

Por tanto el criterio seguido para valorar la distancia a carreteras es facilitar el acceso, de manera que estarán mejor valoradas aquellas zonas cercanas a las redes de comunicación que faciliten el acceso y por tanto reduzcan costos de desplazamiento en las tareas de construcción y mantenimiento.

En cuanto a las distancias a subestaciones eléctricas, el criterio aplicado ha sido el de puntuar positivamente la cercanía a estas infraestructuras. El modelo ideal elegido (eléctricamente hablando) para la evacuación de la energía eléctrica producida es el de Generación Distribuida, entendiendo este como la producción de energía eléctrica lo mas cerca posible de su consumo para evitar pérdidas en el transporte. Por ello en este trabajo se considera el

punto de consumo situado en la subestación transformadora por ser este el punto sobre el que tenemos datos espaciales para procesar, sin embargo cabe aclarar que este apartado de haberse realizado con mayor exactitud se debería de haber considerado las líneas de distribución en 20 KV y transporte en 66 KV como los puntos de evacuación, pero desafortunadamente realizar la base de datos de estas infraestructuras sería económicamente inviable para el autor de este trabajo y tampoco están disponibles en el mercado para su compra.

Núcleos urbanos > 5000 habitantes corresponde a la población de Huéscar y se han tomado las siguientes distancias:

- < 5 Km
- 5 – 10 Km
- > 10 Km

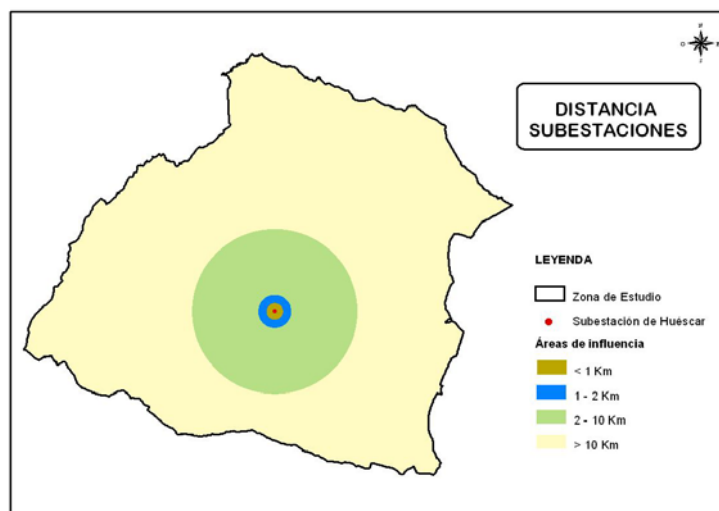


Gráfico 87 Capa DISTANCIA A SUBESTACIONES

En el caso de núcleos urbanos < 5000 habitantes las distancias tomadas han sido:

- < 1 Km
- 1 – 5 Km
- >5 Km

En ambos casos se le ha dado valor más alto a las distancias centrales.

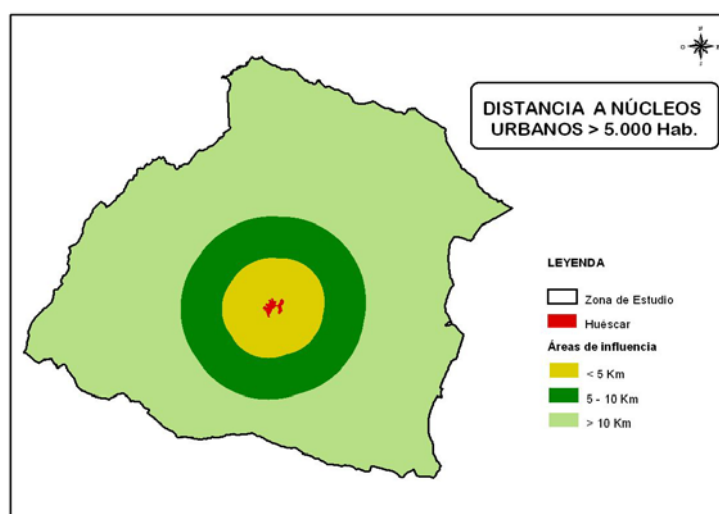


Gráfico 88 Capa DISTANCIA A NÚCLEOS URBANOS > 5.000 Habitantes

Se ha considerado que la distancia óptima en el caso de núcleos de población mayores de 5000 habitantes está en la franja comprendida entre 5 y 10 Km, y menor en el caso de estar a distancia superiores a 10 Km, la razón no es otra que procurar que las instalaciones estén cerca del casco urbano para minimizar costos de desplazamiento y de infraestructuras de evacuación pero siempre a una distancia superior a los 5 Km para evitar que las instalaciones queden en un futuro dentro del caso urbano con el problema que supondría la existencia de sombras de edificios colindantes, y riesgo para las personas al tratarse de instalaciones que funcionan a tensiones eléctricas con riesgo.

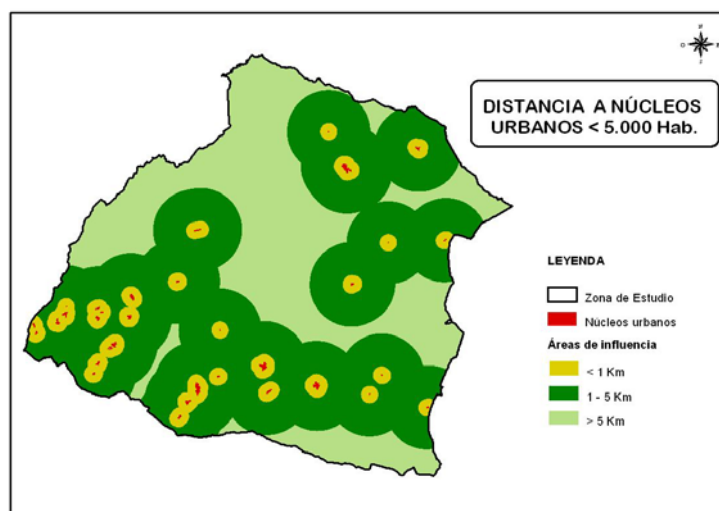


Gráfico 89 Capa **DISTANCIA A NÚCLEOS URBANOS < 5.000 Habitantes**

El razonamiento que se ha seguido para dar valores a las distintas distancias en el caso de poblaciones con menos de 5000 habitantes es similar al aplicado a municipios de mas de 5000 habitantes pero considerando distancias menores, así pues para suelos ubicados a una distancia inferior a 1 Km. del casco urbano se da valor cero y por tanto y por tanto no se consideran y para

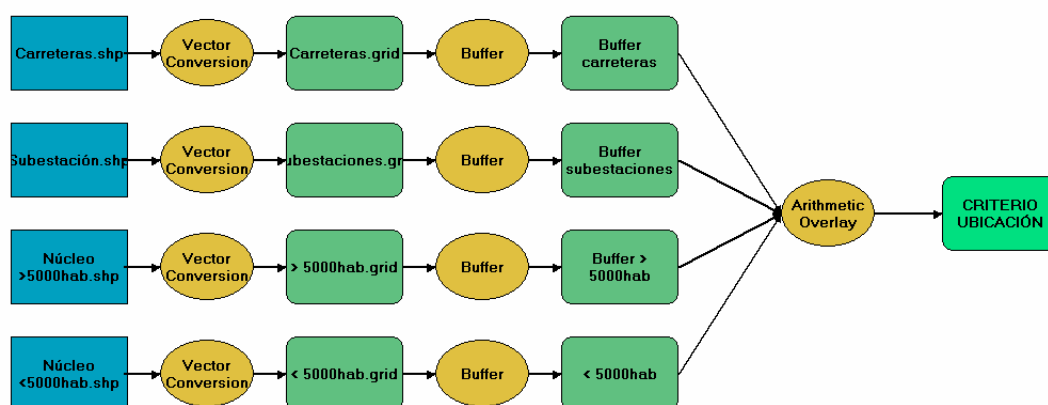


Gráfico 90 Diagrama del Proceso para obtener la capa del criterio **UBICACIÓN**

los valores intermedios se da el máximo valor y para distancias mayores de 5 Km. se da mínimo valor , ya que en este caso el costo de evacuación puede hacer que la instalación deje de ser rentable.

La suma de los distintos factores que conforman el criterio ubicación nos da como resultado la figura Capa CRITERIO UBICACIÓN, en la que se observa como las zonas con valoración mas alta, se encuentran en las inmediaciones del casco urbano de Huescar, municipio en que se ubica una subestación por lo que la alta valoración de instalaciones situadas cerca de subestaciones hace que se concentren los suelos con mayor valoración en el entorno del municipio.

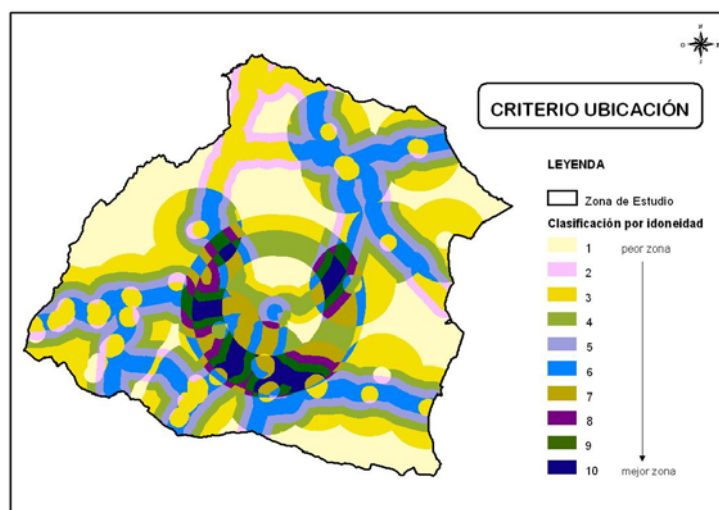


Gráfico 91 Capa CRITERIO UBICACIÓN

CRITERIO CLIMATOLÓGICO

Este criterio lo engloban cuatro factores: niveles de Irradiancia Global sobre superficie horizontal, niveles de Radiación Difusa, Horas Equivalentes de Sol anual y Temperatura Media anual diurna.

A estos factores solo se le ha aplicado una reclasificación (*Reclass*) y se han normalizado sus valores.

De los valores obtenidos se observa como las zonas con mayor puntuación se sitúan en la parte norte del área de estudio, correspondiente con el límite con la provincia de Murcia, sin embargo no existe apenas diferencia entre los valores de irradiancia global sobre superficie horizontal obtenidos para las distintas zonas.

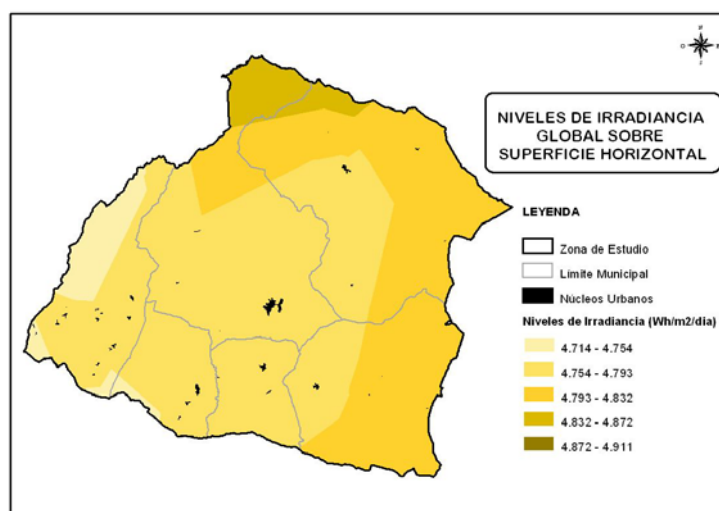


Gráfico 92 Capa IRRADIANCIA GLOBAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

Los valores asignados pues, oscilan entre 5 para el valor de 4.714-4.754 Wh/m²/día y 10 para 4.872-4.911 Wh/m²/día, los valores de 1 a 5 no aparecen en el gráfico ya que los valores de irradiancia global sobre superficie horizontal que les corresponde no existen en la zona.

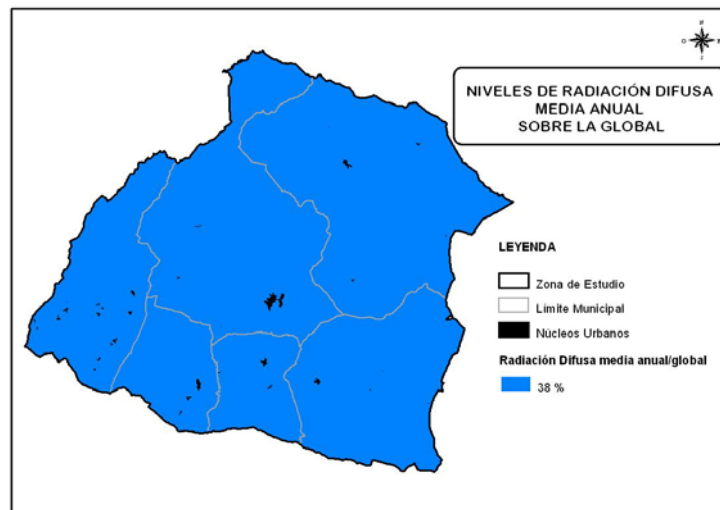


Gráfico 93 Capa **RADIACIÓN DIFUSA**

El mapa resultante de valores de radiación difusa para la zona de trabajo es monocolor ya que existe un único valor del 38 %.

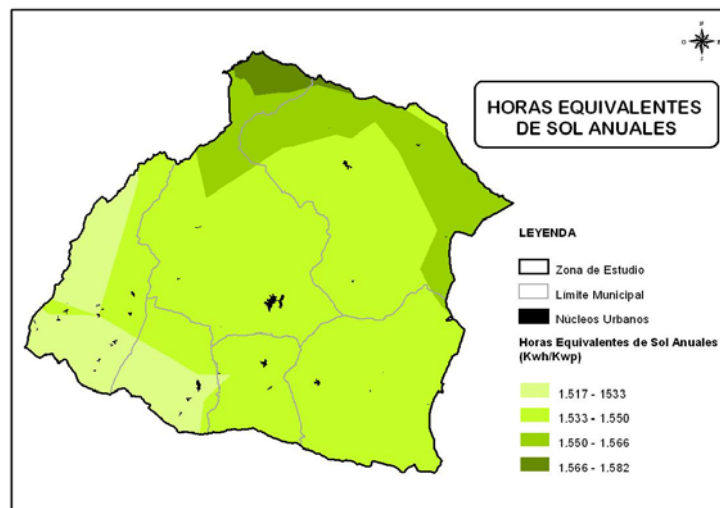


Gráfico 94 Capa **HORAS EQUIVALENTES DE SOL**

El mapa resultante de Horas Equivalentes de Sol es bastante similar al de valores de irradiancia global sobre superficie horizontal con algunas variaciones sobre todo en la zona Este correspondiente al municipio de Orce.

Los valores de horas equivalentes de sol en la zona de estudio son de los mas altos de Europa estando comprendidos en el intervalo ente 1.436 y 1.585 kWh/kWp anuales, lo que garantiza un alto rendimiento de instalaciones fotovoltaicas en la zona.

Para la realización de este mapa se han establecido 10 intervalos de valores de 1 a 10, dando mayor valor a los niveles de Horas Equivalentes de Sol anual y el menor valor o sea 1 a los menores valores de Horas Equivalentes de Sol anual.

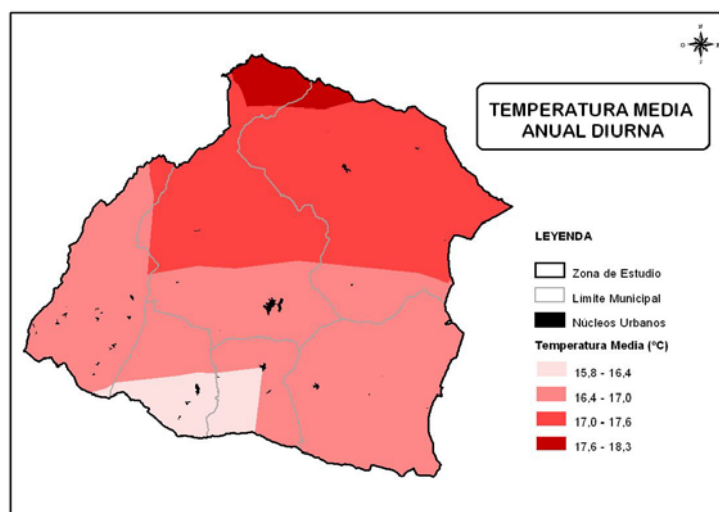


Gráfico 95 apa TEMPERATURA MEDIA ANUAL DIURNA

Para la construcción del mapa de temperaturas se ha tenido en cuenta que los valores más altos corresponden a las temperaturas más bajas y los valores mas bajos corresponden a los valores más altos de temperaturas, de entre los rangos de temperatura existentes en Andalucía, en la zona de estudio solo te-

nemos el intervalo comprendido entre los 15,8 ° C y 18,3 ° C lo que hace una zona con temperaturas medias muy suaves que propician un buen rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas, en el resto de Andalucía sin embargo el rango de temperaturas está comprendido entre los 15,2 ° C y los 20,7 ° C como temperatura más alta.

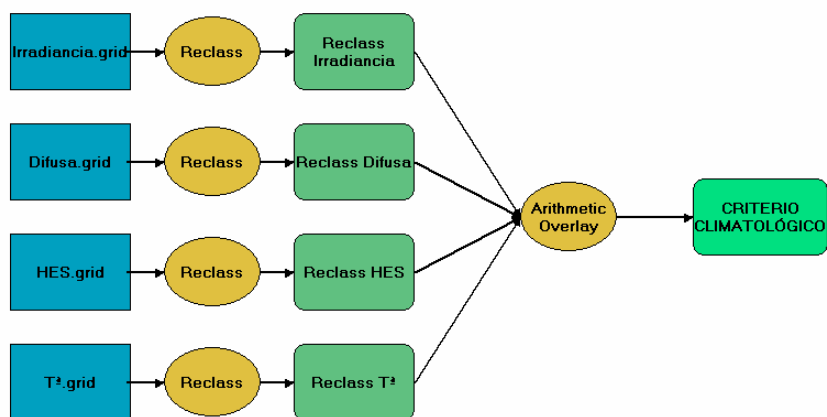


Gráfico 96 iagrama del Proceso para obtener la capa del criterio CLIMATOLÓGICO

De la suma de los distintos factores climatológicos aparece el mapa de la capa del criterio climático en el que se puede observar como los valores mas altos están concentrados en la zona norte coincidiendo con la zona con valores mas altos de HES, radiación global sobre superficie horizontal o temperaturas mas templadas.

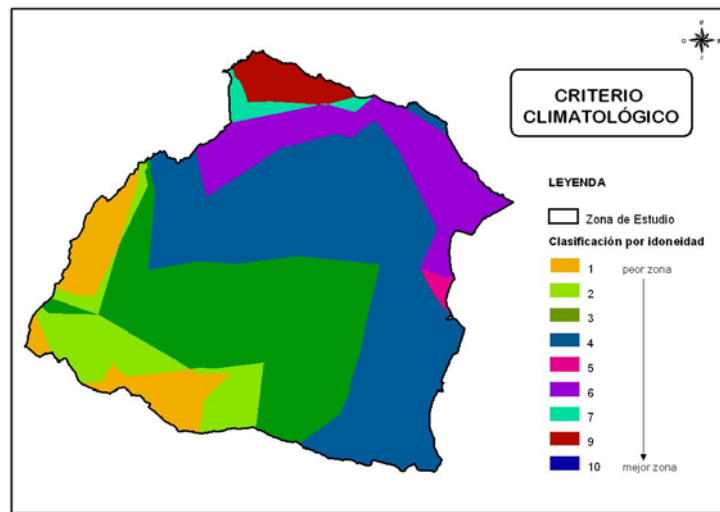


Gráfico 97 Capa CRITERIO CLIMATOLÓGICO

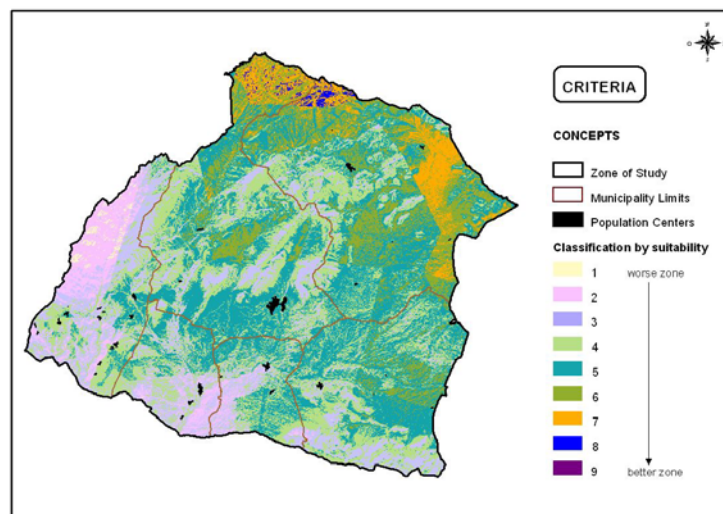


Gráfico 98 Obtención de la capa jerarquización de criterios

Cada uno de estos criterios se ha obtenido como resultado de la suma de sus factores mediante el proceso Arithmetic Overlay, para convertirlo en tema discreto el resultado obtenido de la suma de los factores se ha reclasificado (Reclass), finalmente se ha normalizado cada uno de los resultados.

Finalmente, para obtener la capa de criterios se ha aplicado el proceso *Weighted Overlay* mediante el programa informático Arc View 3.2. y la extensión Spatial Analyst que se engloba el Model Builder.

Tal como se ha reflejado en la Gráfico 98 Obtención de la capa jerarquización de criterios, las zonas mejor consideradas son aquellas que han recibido una puntuación 9 frente a las peor consideradas que han recibido una puntuación 1.

Al ser la característica climatológica la ponderación que mayor peso tiene en la jerarquización de los criterios, y estar la zona norte incluida en la franja con mejores condiciones de radiación solar de la comarca, es por lo que se justifica que las zonas con mejor puntuación estén ubicadas en esa franja.

Por otra parte, se aprecia como en la zona sur y suroeste existen amplias zonas con una puntuación comprendida entre 1 y 2, esta baja puntuación se justifica como consecuencia de los bajos valores asignados por las altas pendientes dentro del criterio orográfico.

8.2.6 OBTENCIÓN CAPA FACTORES.

El procedimiento seguido para obtener los factores es el mismo que en el caso de la capa criterios.

Una vez obtenido estos factores se les ha aplicado el proceso *Weighted Overlay*, que ha derivado en la capa de los **Factores**.

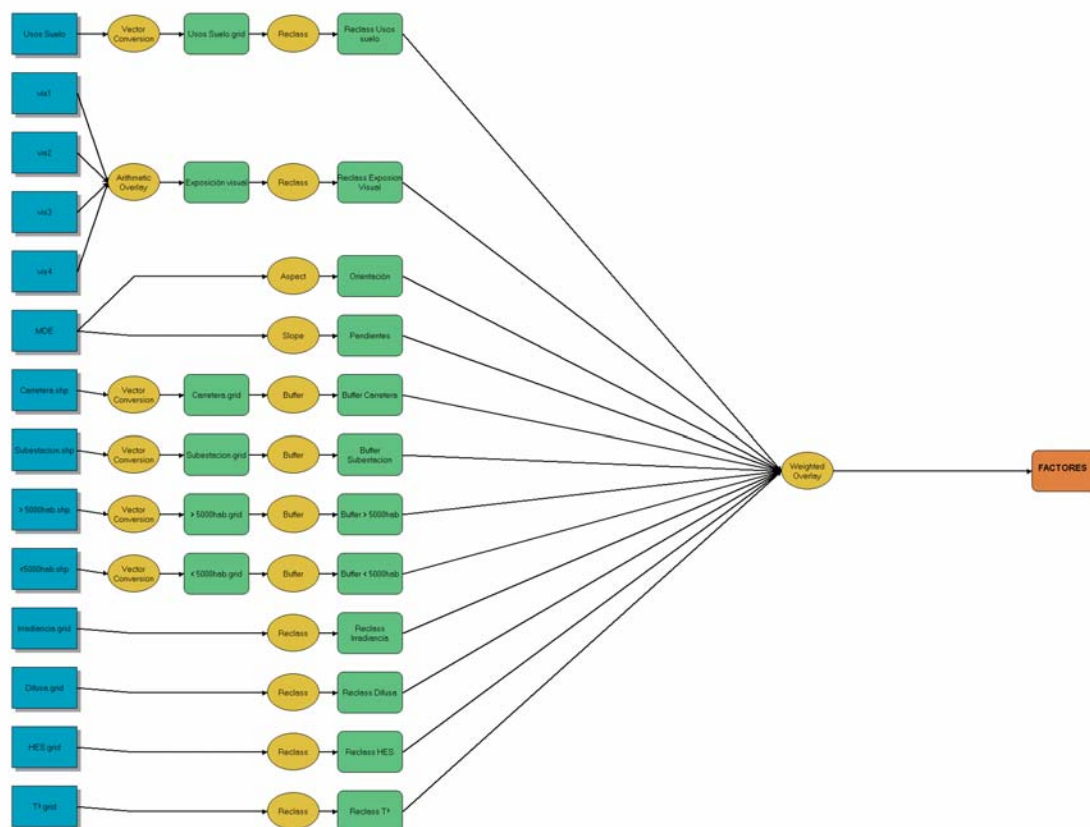


Gráfico 99 Diagrama del Proceso para obtener la capa de los Factores.

En la figura anterior se refleja el proceso seguido para la obtención de la capa de factores, a continuación se muestran otras figuras que muestran los sistemas de asignación de pesos a cada uno de los factores intervinientes.

Tal como se ha explicado en apartados anteriores, el factor con mayor importancia es el de Horas Equivalentes de sol (HES) seguido de Irradiancia Global sobre Superficie Horizontal, Temperatura Media Diurna y Radiación Difusa, en definitiva todos son valores correspondientes al criterio Climatológico.

Estos valores están seguidos en importancia por los de tipo Orográfico como Pendientes del terreno y Orientación, siendo los de menor importancia los correspondientes a los Usos de Suelo, Impacto Visual y de Ubicación.

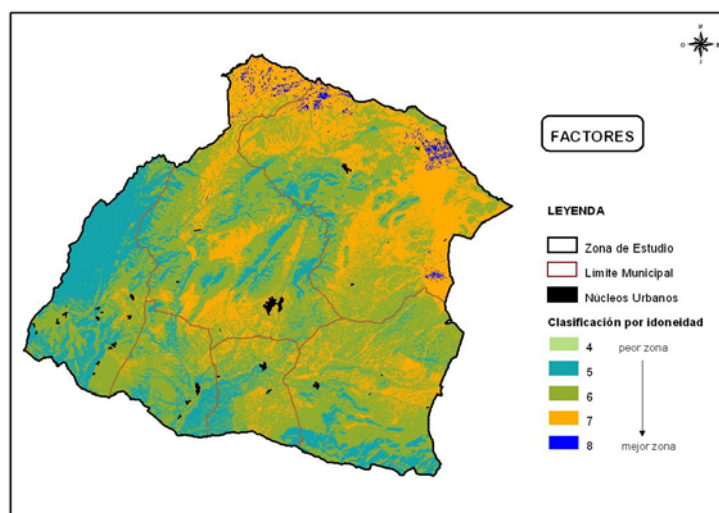


Gráfico 100 Capa FACTORES

A los valores climatológicos se le asigna un valor superior, por entenderse que prima la capacidad de producción de la planta fotovoltaica sobre los valores del suelo en que se ubican, sin embargo, no debemos olvidar que debe existir un estricto cumplimiento de la legislación, por este motivo, en algunos casos se consideran los usos de suelo de Parques Naturales como limitantes o excluyentes, este es el caso del Parque Natural Sierra de Castril.

Mas adelante vemos como esta zona de Parque Natural queda excluida de las superficies resultantes, se aclara sin embargo que no existe una legislación que prohíba la instalación de Centrales Fotovoltaicas en su área, no obstante, es preferible agotar las posibilidades de uso de suelo con menor valor ecológico antes de elegir suelos con importante flora ó fauna, o simplemente con alguna importancia por su valor agrícola.

8.2.7 RESULTADO FINAL

La obtención final del modelo se consigue mediante una operación de suma mediante el proceso Arithmetic Overlay del resultado de los Criterios, los Factores y los Limitantes consiguiendo así el Resultado Final. Este resultado también se normaliza, posteriormente y se reclasifica (Reclass) obteniéndose la capa final.

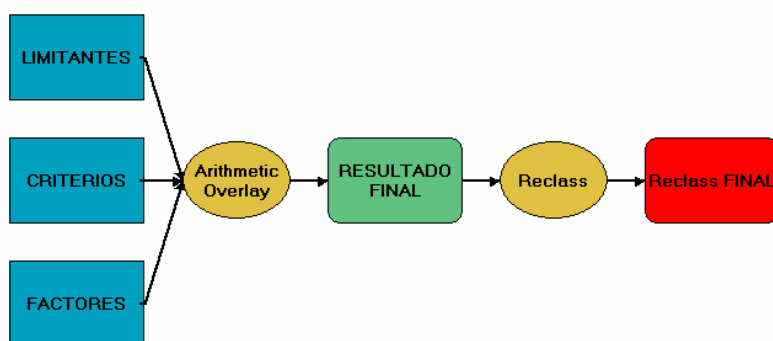


Gráfico 101 Diagrama del Proceso para obtener la capa de RESULTADO FINAL.

Como se puede observar en la siguiente figura, en la zona de estudio no existen suelos que cumplan todas las puntuaciones, por ejemplo los valores 1,2 y 3 , también se comprueba como se ha formado una gran zona excluida, se justifica esta exclusión por la acción de las capas limitantes, la mayor parte de ellas compuestas por zonas comprendidas en parques naturales y por factores legales.

Podemos concluir que el suelo resultante tiene una puntuación muy alta en el baremo establecido, por tanto puede considerarse la zona como muy apta para la ubicación de CFCR con previsiones de rendimientos considerables, y lo que es más importante, con bajo impacto sobre el medioambiente.

En el Gráfico 102 Capa Resultado Final se aprecia como existe una gran superficie con puntuación 7, 8 y 9, queda pues patente que en esta zona existen grandes superficies con características muy adecuadas para la ubicación de CFCR dado que goza de una climatología con numerosas horas de sol al año, las temperaturas medias anuales son bastante moderadas, la radiación global sobre superficie horizontal es bastante alta.

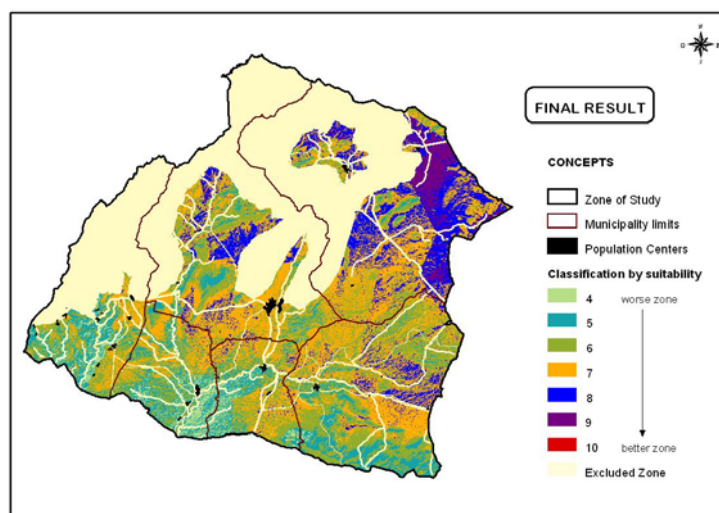


Gráfico 102 Capa RESULTADO FINAL

Por otra parte, salvo las zonas de exclusión definidas en las capas limitantes, los usos de suelo tienen escaso valor agrícola o medioambiental, existiendo grandes superficies con suelos de secano no cultivados o con herbáceos que resultan muy apropiados para los fines determinados en este modelo.

Sin embargo y aunque no es motivo de estudio en el presente trabajo, la zona presenta grandes carencias en infraestructuras de evacuación eléctrica que sería conveniente mejorar.

La superficie obtenida en el resultado final es la siguiente:

CLASIFICACIÓN	ÁREA (m ²)	HECTAREAS
3	49.000	4,90
4	33.979,70	3.397,97
5	108.892,20	10.889,22
6	358.288,80	35.828,88
7	290.714,40	29.071,44
8	273.181,80	27.318,18
9	36.531,70	3.653,17
10	15.500	1,55

Tabla 20 Superficies resultantes

En el gráfico se muestra el reparto de superficies obtenidas en el resultado final correspondiente al modelo, teniendo como criterio prioritario el climatológico, la interpretación de la leyenda sería la siguiente:

- El número superior indica el número de hectáreas de terreno que se han obtenido para el valor especificado en abscisas, por ejemplo se ha obtenido 1930,08 has del valor cero, o sea de terrenos correspondientes al criterio limitante y que en el gráfico

corresponden al área de parque natural sierra de Castril y Sierras del Noroeste.

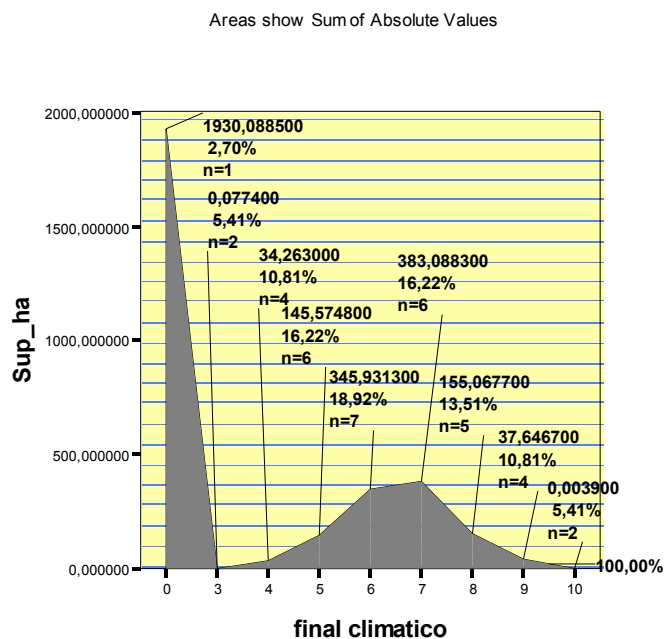


Gráfico 103 Superficies Modelo resultante

- El segundo número percentil corresponde al porcentaje de parcelas sobre el total de las consideradas que corresponden al valor de las abcisas.
- El número inferior corresponde al número de parcelas que se han obtenido con el valor de abcisas, por ejemplo, se han obtenido 2 parcelas con valor cero que representan el 2,7 % sobre el número de parcelas totales y que suman 1930,088 has en suelos correspondientes a las limitantes.

CAPITULO.-4

VALIDACIÓN DEL MODELO

8.3 VALIDACIÓN DEL MODELO

En nuestro caso, al igual que en el de Pozzobon E. se han aplicado las siguientes técnicas de validación:

- Validación píxel a píxel, consistente en seleccionar píxeles de cada una de las categorías de zonas resultantes y posteriormente confirmar sus condiciones en cada mapa de factores, el resultado de esta comprobación ha sido satisfactorio, coincidiendo la información contenida en los píxeles del mapa resultados obtenido, con los píxeles de los mapas de factores.
- Análisis visual y comparación de las capas resultantes con mayor puntuación en el modelo, con las zonas de ubicaciones óptimas de CFCR del estudio.
- Validación en campo, consistente en hacer recorridos de campo confirmando en zonas características, como afecciones de carreteras, ríos, distancia a subestaciones, etc. que las condiciones reales coinciden con las descritas en los mapas resultantes del estudio.

Para la validación píxel a píxel del modelo se han elegido dos zonas representativas en el territorio de estudio.

La primera zona, recogida en la Gráfico 104 Estudio de los resultados "zona 1" para validación del modelo.se sitúa en el noroeste de la zona de estudio. En esta zona se localiza el suelo más idóneo debido a que se dan las mejores condiciones de todo el territorio, se trata de una zona llana con cultivos herbáceos donde se dan las mejores condiciones climatológicas de alta

radiación y no muy altas temperaturas. Además posee una buena ubicación al encontrarse en un radio de 10 kilómetros del núcleo de población de Almaciles y atravesado por la A- 330.

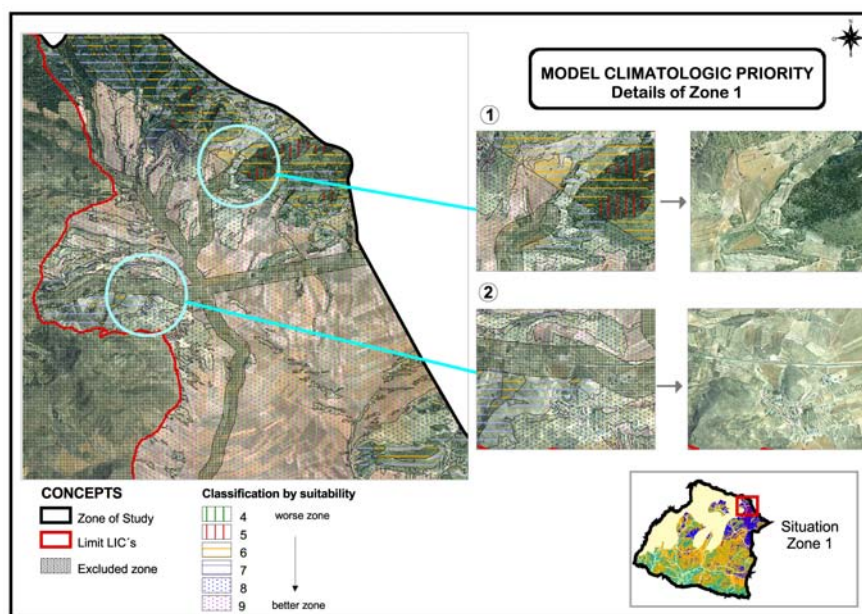


Gráfico 104 Estudio de los resultados "zona 1" para validación del modelo.

Dentro de esta zona se pueden observar una serie de peculiaridades, por ejemplo, en la franja situada más al norte hay una línea recta que va de este a oeste como se puede apreciar en el detalle uno de la imagen. Este corte se debe a la diferencia entre dos zonas con distintos valores en el criterio climatológico ya que este criterio es el que se le ha dado más importancia, y por consiguiente uno de los que mejor nos va a definir cada tipo de zona. También pasa de una zona más o menos llana a ser una zona montañosa con pendientes y vegetación natural, por lo que esta última superficie es menos idónea.

En el detalle dos se aprecia una zona excluida, correspondiente a la zona de servidumbre según la legislación aplicada al caso de la carretera A-330.

En esta zona se localiza el núcleo de población de Almaciles, en cuyas proximidades el suelo no resulta tan idóneo debido al margen que hemos tomado para prevenir el futuro crecimiento del casco urbano. También cambian las condiciones orográficas en esta zona y las de usos de suelo.

Por otro lado, en la figura se puede apreciar una línea roja que separa una zona excluida, esta exclusión se debe a que esa zona es un Lugar de Interés Comunitario (LIC's) correspondiente con las Sierras del Nordeste.

La segunda zona que hemos elegido y que se refleja en el Gráfico 105 Estudio de los resultados “zona 2” para validación del modelo., se localiza al sur y corresponde con suelos de intermedia y baja idoneidad debido principalmente a que las condiciones climatológicas son peores además de otra serie de factores.

En el detalle primero de esta figura se localiza una zona con idoneidad intermedia, este hecho es debido a que a pesar de ser una zona llana de cultivos herbáceos de secano, no disfruta de unas buenas condiciones climáticas. Además, en esta zona no solo aparecen cultivos herbáceos sino también pastizales y cultivos leñosos.

En el segundo detalle se aprecia una zona de montaña con encinares y matorrales, fuertes pendientes y una mala ubicación debido a la lejanía con núcleos urbanos y carreteras. Todas estas circunstancias hacen que sea una de las zonas menos idóneas del área de estudio. Dentro de esta zona, la peor corresponde además con las laderas de las montañas orientadas al norte.

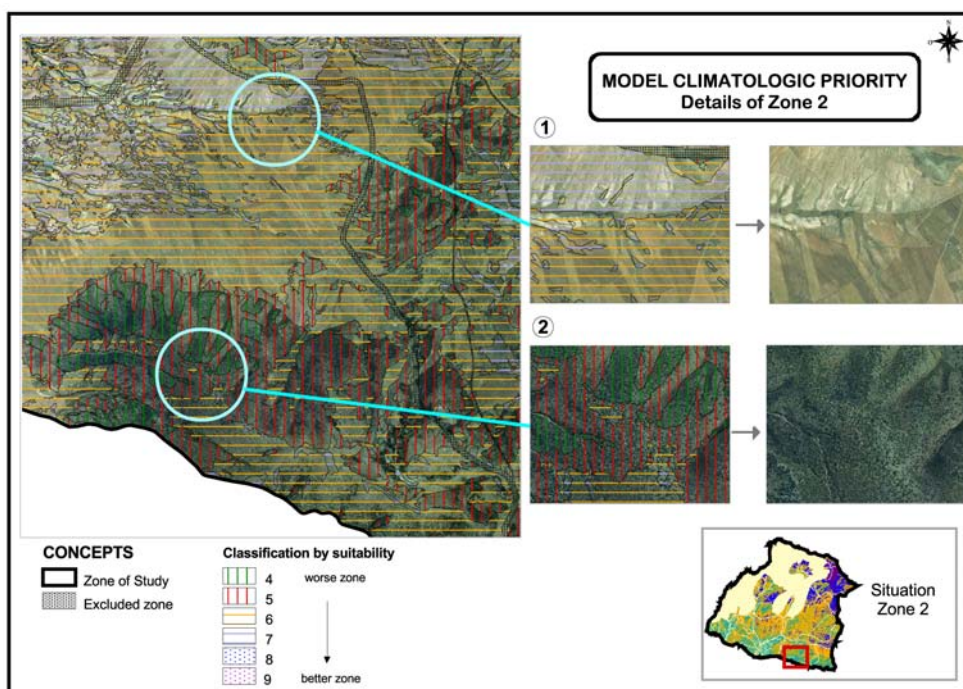


Gráfico 105 Estudio de los resultados "zona 2" para validación del modelo.

8.3.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO.

Saltelli et al 2004 definen el análisis de sensibilidad de un modelo de la siguiente manera: *'El estudio de cómo la incertidumbre en la salida de un modelo (numérico o de otra manera) puede ser modificada por las incertidumbres de los factores en la entrada modelo'*.

Idealmente el análisis de la incertidumbre y de la sensibilidad deben funcionar como un tándem, estudiándose en primer lugar la incertidumbre y a continuación la sensibilidad del modelo.

Existen trabajos que proponen el análisis de la incertidumbre (Gómez Delgado M. et al. 2004) empleando técnicas como el Análisis de Montecarlo que descrito de forma muy resumida consistiría en aplicar distorsiones en los

datos de entrada y a partir de ahí medir los resultados en el modelo resultante, con y sin “ruido” aplicado.

Otra posibilidad sería modificar las especificaciones del modelo para comprobar las variaciones en el resultado. Este es nuestro caso, ya que directamente se han construido cuatro modelos distintos variando los pesos asignados tanto a los criterios como a los factores de entrada y considerando en cada caso diferentes prioridades como veremos posteriormente.

Nuestro modelo de partida establece la prioridad del rendimiento de la Central Fotovoltaica, esto es, se considera que tienen mayor peso los criterios y los factores relacionados con la climatología sobre los criterios y los factores relacionados con la orografía del terreno, la ubicación de la Central Fotovoltaica o los condicionantes medioambientales.

Es posible que otros decisores adoptaran decisiones para que el modelo ideal no sea el planteado, por ejemplo podrían decidir que deberían primar los condicionantes de uso de suelo o criterio medio ambiental sobre los otros tres grupos de criterios y así sucesivamente hasta plantear todas las variables posibles, y en todo caso es posible que todos los grupos de decisión estuvieran acertados con sus distintos planteamientos. En este orden de cosas en el modelo se ha decidido realizar el análisis de incertidumbre estudiando como reacciona, comparándolo con los otros tres modelos alternativos y comprobando así su robustez.

8.3.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Disponemos de los datos de adecuación de suelo tanto de los factores de entrada previos a su procesamiento mediante el SIG Arcview 3.2. y de los datos resultantes una vez procesados adecuadamente para la obtención del modelo.

Los parámetros disponibles son los siguientes:

- Count: Número de Pixel's de cada factor o criterio estudiado.
- Valor del pixel's obtenido en la escala de 0 a 10, considerando el 0 como el valor menos idóneo y el 10 como el más adecuado.

En las siguientes figuras se exponen los factores y criterios de entrada considerados:

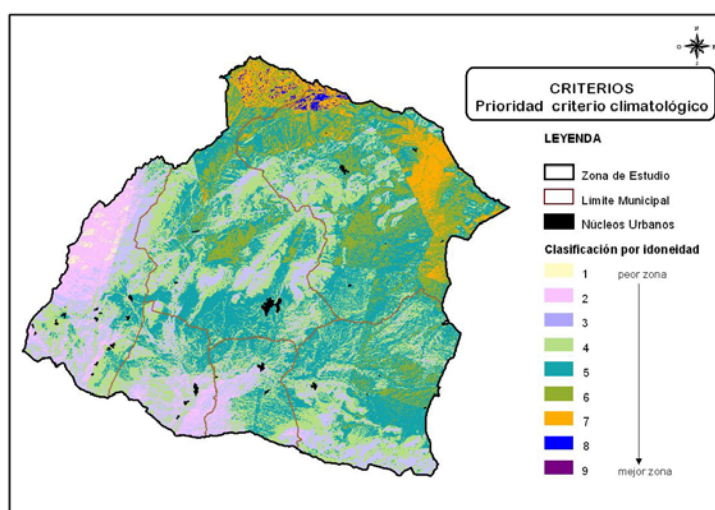


Gráfico 106 Capa resultante de la utilización de todos los criterios, considerando prioritario el climatológico.

Para realizar el análisis de sensibilidad hemos comparado por pares todos los factores y criterios de entrada que intervienen en el modelo con los valores que esos mismos factores y criterios alcanzan una vez obtenido el modelo. De forma que podamos apreciar la variación que se produce en cada uno de ellos como consecuencia de la variación en los criterios o factores de entrada.

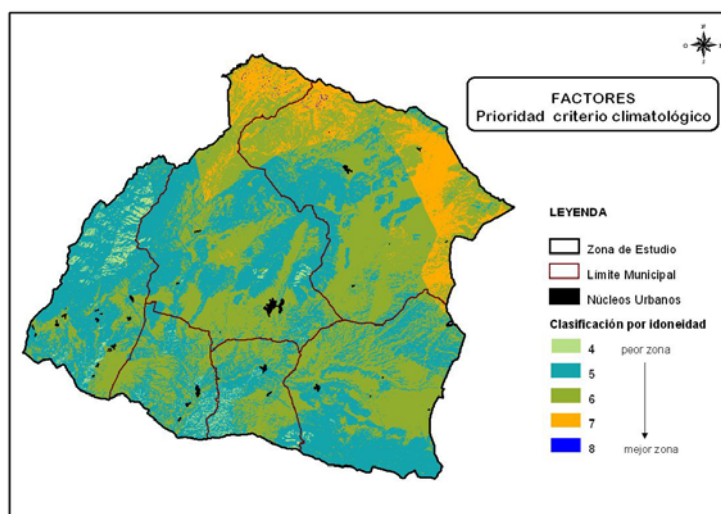


Gráfico 107 Capa de Factores de entrada con prioridad en criterio climatológico.

A continuación se representan algunos de los gráficos de dispersión así como las ecuaciones de regresión y R^2 de los criterios o factores que son más representativos, bien sea por la gran sensibilidad que presenta el modelo ante las

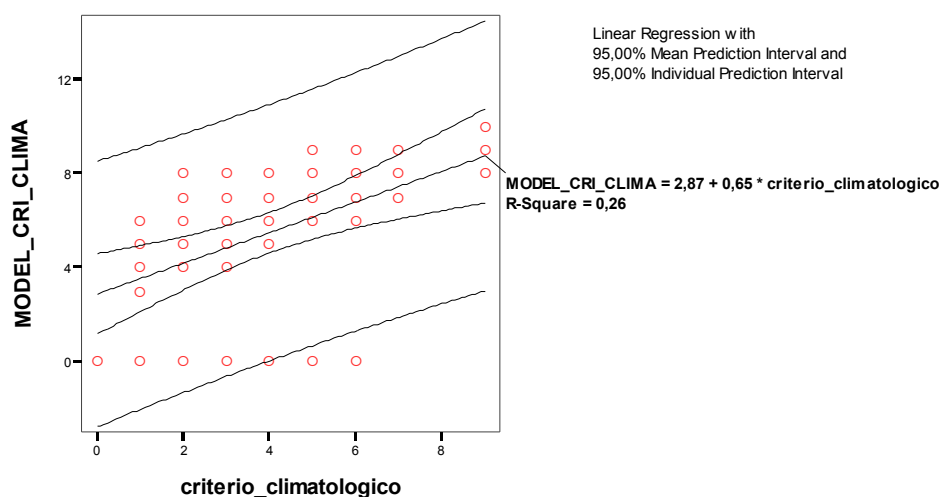


Gráfico 108 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Criterio Climatológico y factor de salida Criterio Climatológico resultante en el Modelo.

variaciones de los factores de entrada o por el caso contrario, osea la escasa incidencia que las variaciones en los factores de entrada tienen sobre los modelos de salida.

En el diagrama de dispersion asi como en la ecuación de regresión lineal, resultante de la comparación del criterio climatológico como dato de entrada con el modelo resultante climatológico como criterio de referencia, resulta evidente que existe una fuerte relación y pueden existir cambios importantes en el modelo de salida al cambiar los datos de entrada comparados, podemos decir pues que el modelo climatológico es sensible al criterio climatológico, esto queda patente en los valores de los coeficientes (parámetros) $b_1 \dots b_j$ por sus valores altos.

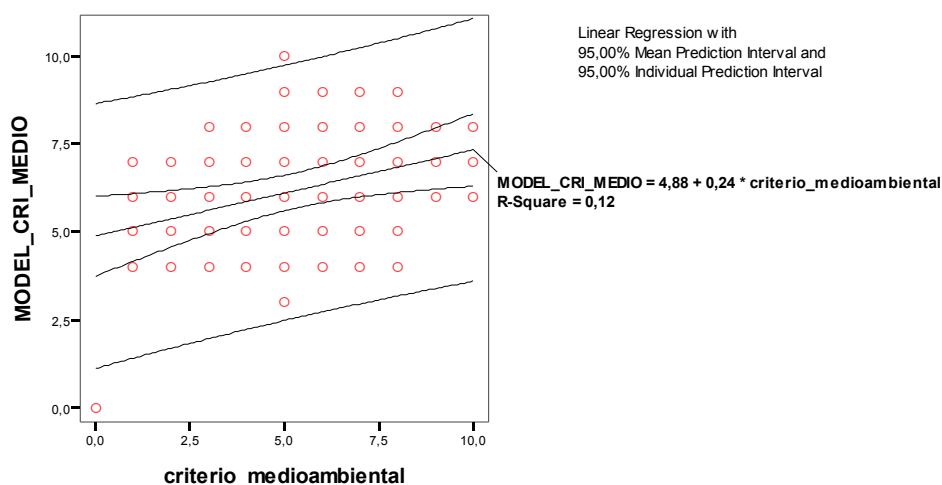


Gráfico 109 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Criterio Medioambiental y factor de salida Criterio Medioambiental resultante en el Modelo.

En el diagrama de dispersión del criterio medioambiental se detecta una distribución suelta sin una fuerte concentración que nos indique un valor cualitativo de sensibilidad, observamos comparando con el Gráfico 108 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Criterio Climatológico y factor de salida Criterio Climatológico resultante en el Modelo. Como en este último la concentración de puntos es más alta y también el valor del coeficiente b_1 .

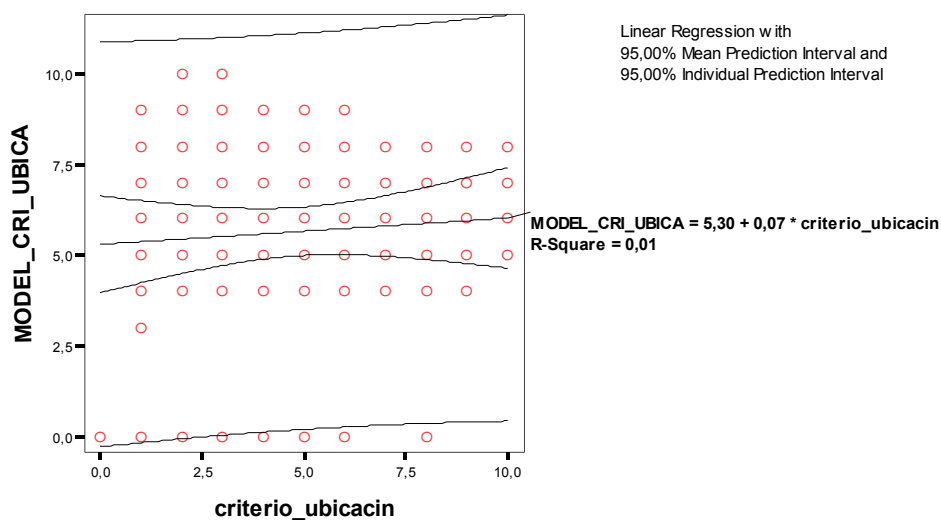


Gráfico 110 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Criterio Ubicación y factor de salida Criterio Ubicación resultante en el Modelo.

Se representa el gráfico anterior para ilustrar un ejemplo de escasa sensibilidad del modelo, que queda constancia por la gran dispersión de los puntos en el gráfico y el bajo valor (0,07) del parámetro b_1 .

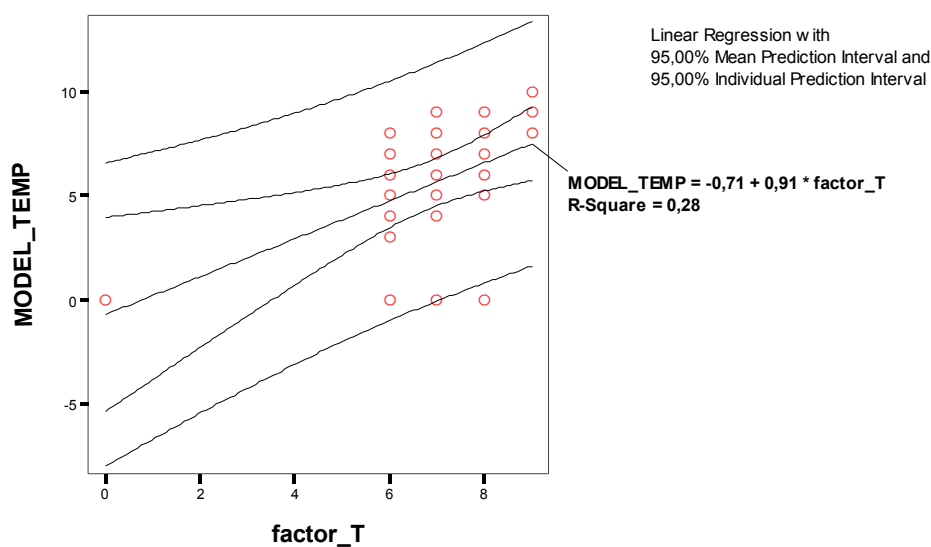


Gráfico 111 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Temperatura y factor de salida Factor Temperatura resultante en el Modelo.

En el Gráfico 112 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Horas Equivalentes de Sol y factor de salida Factor HES resultante en el Modelo., se denota una fuerte concentración de los resultados y un alto valor de coeficiente b_1 (0,79), que se corresponde a su vez con el criterio climatológico, que también tenía una gran sensibilidad.

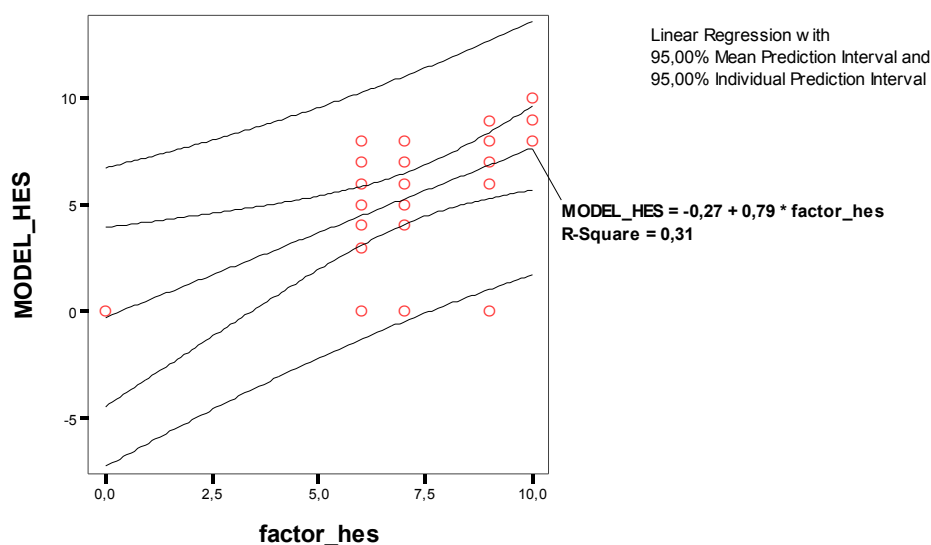


Gráfico 112 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Horas Equivalentes de Sol y factor de salida Factor HES resultante en el Modelo.

El diagrama de dispersión del factor irradiancia es otro ejemplo claro de una fuerte sensibilidad por los motivos ya explicados con anterioridad, para no ser redundante en los gráficos obtenidos, a continuación se presenta una tabla con los datos de los coeficientes obtenidos en los distintos cruces de criterios y factores con los modelos resultantes en donde queda evidencia del comportamiento de cada uno de ellos.

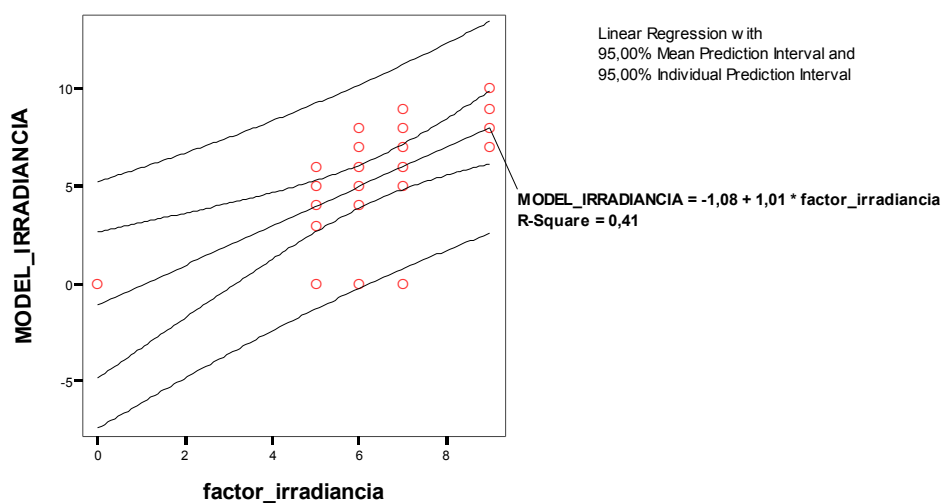


Gráfico 113 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Irradiancia y factor de salida Factor Irradiancia resultante en el Modelo.

Se resumen los valores obtenidos mediante el análisis de regresión lineal por pares para su mejor comprensión.

Se ha marcado en negrita los resultados de los modelos con mayor sensibilidad, que como se ha comentado con anterioridad corresponden al criterio Climatológico, así como a sus factores.

Queda patente que la mayor sensibilidad se obtiene en los factores correspondientes al criterio climatológico.

Los coeficientes (parámetros) b_1, \dots, b_j denotan la magnitud del efecto que las variables explicativas (independientes) X_1, X_2, \dots, X_j tienen sobre la variable explicada (dependiente) Y .

y_i	b_0	b_j	X_{ij}	R^2
MOD_CRI_CLIMATOLÓGICO	2,87	0,65	CRI_CLIMATOLÓGICO	0,26
MOD_CRI_MEDIOAMBIENTAL	4,88	0,24	CRI_MEDIOAMBIENTAL	0,12
MOD_CRI_OROGRÁFICO	4,33	0,26	CRI_OROGRÁFICO	0,06
MOD_CRI_UBICACIÓN	5,30	0,07	CRI_UBICACIÓN	0,01
MOD_FACTOR_TEMPERATURA	-0,71	0,91	FACTOR_TEMPERATURA	0,28
MOD_FACTOR_HES	-0,27	0,79	FACTOR_HES	0,31
MOD_FACTOR_IRRADIANCIA	-1,08	1,01	FACTOR_IRRADIANCIA	0,41
MOD_FACTOR_USOS_SUELO	5,48	0,11	FACTOR_USOS_SUELO	0,01
MOD_FACTOR_EXP_VISUAL	3,49	0,25	FACTOR_EXP_VISUAL	0,05
MOD_FACTOR_ORIENTACIÓN	5,48	0,09	FACTOR_ORIENTACIÓN	0,01
MOD_FACTOR_PENDIENTE	5,02	0,15	FACTOR_PENDIENTE	0,02
MOD_FACTOR_DIS_SUBESTACIONES	4,83	0,19	FACTOR_DIS_SUBESTACIONES	0,06
MOD_FACTOR_DIS_NUCLEOS<5000	5,09	0,06	FACTOR_DIS_NUCLEOS<5000	0,01
MOD_FACTOR_DIS_NUCLEOS>5000	6,16	-0,01	FACTOR_DIS_NUCLEOS>5000	0,00
MOD_FACTOR_DIS_CARRERAS	5,72	-0,04	FACTOR_DIS_CARRERAS	0,00

Tabla 21 Valores ecuación regresión lineal

8.3.3 ANALISIS DE INCERTIDUMBRE EN LAS ESPECIFICACIONES DEL MODELO.

Como ya se ha comentado con anterioridad, el propósito del análisis de la incertidumbre es determinar la incertidumbre en las estimaciones para las variables dependientes siendo éstas las componentes del modelo resultante, (Draper, N. R., y Smith H., 1981; Imán, R. L., y Helton, J. C., 1988, Saltelli, de K. Chan, de M. Scout 2000; Saltelli, A., T. H., y Homma, T., 1993. y Saltelli, A., y Marivoet, J., 1990).

A continuación se exponen los resultados obtenidos en la aplicación de las técnicas para el conocimiento de la incertidumbre del modelo.

Después de aplicar la metodología de Evaluación Multicriterio y el sistema de Jerarquías Analíticas de Saaty, los pesos resultantes en los distintos criterios para el modelo de partida en el que prima el rendimiento sobre el resto de los criterios es el que se refleja en el Gráfico 114 Resultado final modelo con prioridad del criterio climatológico.

MODELO CLIMATOLÓGICO	
PONDERACIONES FINALES	VALOR
Medioambientales	12
Orográficos	26
Ubicación	5
Climatológicos	58
Total	100

Gráfico 114 Resultado final modelo con prioridad del criterio climatológico.

Las consideraciones tenidas en cuenta para aplicar pesos en el primer supuesto han sido considerar, que tienen mayor importancia los factores climatológicos, ya que van a proporcionar un mayor rendimiento en la Central Fotovoltaica.

Los factores considerados son

- Niveles de irradiancia Global sobre superficie Horizontal.
- Niveles de Radiación difusa.
- Horas equivalentes de Sol Anual.
- Temperatura media anual diurna.

En segundo lugar en cuanto a peso se sitúan los factores orográficos, que también repercuten directamente en el rendimiento. Aquí se han considerado las

- Pendientes.
- Orientación.

Esta decisión está basada en que una buena orientación tendrá una incidencia positiva en el rendimiento de la central, considerando como orientación óptima el sur y como peor orientación el norte ya que dispone de menos horas de sol y menores niveles de radiación solar sobre las superficies con esa orientación.

En cuanto a las pendientes se han considerado como óptimas las comprendidas ente 0° y 30° ya que en las latitudes en que se encuentra Andalucía la inclinación óptima para los paneles fotovoltaicos es de 30° . Por

tanto entre este abanico de inclinaciones de la superficie del suelo se puede estimar como ideal la superficie plana y como mas desfavorables la superficie con pendiente 30°, el resto de inclinaciones se han estimado como limitantes y por tanto se descartan. Los motivos para aplicar los valores a las pendientes no son en este caso con referencia al rendimiento, ya que los paneles se pueden modificar mediante tecnologías de seguimiento o bien adaptando las estructuras fijas a la pendiente del terreno para conseguir la inclinación deseada.

En tercer lugar en cuanto a peso en el modelo se sitúan los factores medioambientales por considerar que su incidencia sobre el rendimiento es nula y solamente afecta al impacto sobre los usos de suelo que se destinen a la ubicación de Centrales Fotovoltaicas.

Dentro de este factor se han tenido en cuenta una serie de tipologías de suelo que van desde los cultivos bajo plástico como óptimos por no tener ningún impacto negativo sobre el suelo sino mas bien un impacto positivo al utilizar los techos de invernaderos como ubicación de los paneles fotovoltaicos, hasta las zonas de Matorral o pastizal disperso como menos apropiadas por el impacto que pueden causar las obras de construcción y explotación de la Central.

Hay que aclarar que sólo se han considerado suelos con bajo impacto, aquellos que tienen un cierto valor tanto agrícola como forestal se han considerado como limitantes.

El cuarto y último factor medioambiental considerado en el modelo en cuanto a peso es el impacto visual generado, por lo que se da mayor peso a las zonas menos vistas y menor peso a las zonas mas vistas.

Como consecuencia de estas operaciones cruzando estas capas temáticas mediante la metodología expuesta en otros apartados de este trabajo se obtiene el mapa expuesto en la Gráfico 114 Resultado final modelo con prioridad del criterio climatológico.

MODELO MEDIOAMBIENTAL	
PONDERACIONES FINALES	VALOR
Medioambientales	58
Orográficos	5
Ubicación	12
Climatológicos	26
Total	100

Gráfico 115 Resultado final modelo con prioridad del criterio medioambiental.

El segundo modelo se ha construido considerando como prioritario el criterio medioambiental, con las mismas consideraciones expuestas en los párrafos anteriores para el primer modelo, pero en el orden que se expone en la tabla del gráfico Gráfico 115 Resultado final modelo con prioridad del criterio medioambiental.

MODELO OROGRÁFICO	
PONDERACIONES FINALES	VALOR
Medioambientales	5
Orográficos	58
Ubicación	26
Climatológicos	12
Total	100

Gráfico 116 Resultado final modelo con prioridad del criterio orográfico

El tercer modelo construido es el resultante de aplicar como prioritario el criterio Orográfico, los resultados son los que se reflejan en la Gráfico 116 Resultado final modelo con prioridad del criterio orográfico.

Y finalmente, el cuarto modelo construido es el resultante de aplicar como prioritario el criterio Ubicación, los resultados son los que se reflejan en el gráfico Gráfico 117 Resultado final modelo con prioridad del criterio ubicación.

MODELO UBICACIÓN	
PONDERACIONES FINALES	VALOR
Medioambientales	26
Orográficos	12
Ubicación	58
Climatológicos	5
Total	100

Gráfico 117 Resultado final modelo con prioridad del criterio ubicación.

Como se puede comprobar se han alternado todos los pesos entre todos los criterios, por lo que los modelos resultantes responden a diferentes alternativas dentro de los criterios considerados.

8.3.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA INCERTIDUMBRE DEL MODELO.

Una vez obtenidos los resultados de la valoración de cada parcela así como sus dimensiones, estudiamos como varían los resultados en función del modelo “borroso” considerado, para ello se aplican las medidas de posición y dispersión al modelo original y su comparación con el resto de modelos “borrosos”. Esta operación se lleva a cabo mediante la función Estadísticas descriptivas “Frecuencias” del paquete informático SPSS 12, obteniendo los resultados reflejados en las siguientes tablas.

Para analizar la incertidumbre de los modelos, se ha obtenido su media aritmética y como medida de dispersión, la varianza. Para ello, en primer lugar se ha desarrollado en el SIG el modelo con prioridad de criterios climatológicos y el modelo con prioridad en los criterios medioambientales para posteriormente comparar los resultados. Se puede considerar que las otras versiones posibles del modelo son modelos “borrosos” y como tal se ha estudiado el efecto que causan en la comparación con el modelo original. En la Tabla 22 Comparación resultados modelo Climatológico y Medioambiental se describen los resultados obtenidos.

En la columna 1 tenemos el número de píxeles que corresponden tanto a modelo climático como al modelo medioambiental, en las columnas tercera y cuarta tenemos los valores de optimización medidos del 1 a 10 en los dos modelos considerados y en la segunda columna obtenemos la diferencia entre los dos valores, por ejemplo en la fila 1 tenemos 305 píxeles (de 10x10 m.) que coinciden con el valor 5 en el modelo climático, pero que si modificamos los pesos de los criterios considerándolos como modelo medioambiental, esos

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

COUNT	DIFERENCIA	MODELO	FINAL MEDIOAMBIENTAL
305	-4	5	9
88	-4	6	10
314	-4	4	8
74455	-3	6	9
23448	-3	5	8
94	-3	7	10
24541	-3	4	7
1014140	-2	6	8
384181	-2	7	9
211617	-2	5	7
291534	-2	4	6
102	-2	8	10
490	-2	3	5
1263725	-1	8	9
1260519	-1	6	7
709297	-1	5	6
1567596	-1	7	8
19177	-1	4	5
19300885	0	0	0

1061199	0	8	8
337312	0	9	9
768330	0	7	7
1217291	0	6	6
128328	0	5	5
4231	0	4	4
22195	1	9	8
405705	1	8	7
186735	1	7	6
15787	1	6	5
15906	1	5	4
155	2	10	8
5810	2	9	7
1087	2	8	6
207	2	7	5
608	2	6	4
21	2	5	3
1	3	7	4

Tabla 22 Comparación resultados modelo Climatológico y Medioambiental

mismos píxeles obtienen un valor 9 por lo que la diferencia en este caso es -4 o sea pierden 4 puntos de valor.

De la observación de los valores obtenidos en la tabla anterior podemos afirmar que las mayores parcelas consideradas en el Modelo Climatológico, tienen menor valor que cuando se le aplican los criterios del Modelo Medioambiental, así se han sombreado las parcelas más significativas pudiendo observar que adquieren los valores más altos en la columna cuarta que en la tercera.

Los valores obtenidos están ordenados en primer lugar considerando las parcelas cuyo valor es menor para el Modelo Climatológico que para el Modelo Medioambiental, a continuación se exponen aquellas parcelas que no han variado su valor independientemente del Modelo aplicado y finalmente se relacionan aquellas parcelas cuyo valor es menor en el Modelo Climatológico que en el Modelo Medioambiental, siempre ordenado a su vez de menor a mayor diferencia.

Para la comparación con el modelo original del resto de modelos, orográfico y de ubicación, la interpretación del significado de cada columna de la tabla es la misma que en el caso anterior.

Así, en la siguiente tabla se exponen los resultados obtenidos, observándose esta vez que para la comparativa entre el Modelo Climatológico y el Modelo Ubicación tiene mayor valor las parcelas del primero que las del segundo, considerando siempre como más representativas, aquellas con mayor superficie obtenida, sin embargo, para pequeñas parcelas tienen menor valor en el Modelo que considerando prioritarios los criterios ubicación.

De la misma forma, cuando comparamos las parcelas obtenidas en el Modelo Climatológico con la del Modelo Orográfico tienen mayor valor las resultantes de aplicar los criterios medioambientales como prioritarios que al aplicar los criterios de tipo orográficos como más importantes, estos valores nos dan idea de la estabilidad del Modelo, siendo más estable cuanto menor es la varianza del mismo.

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Count	diferencia	modelo	final orografico	Count	diferencia	Modelo	final ubicación
3	-4	6	10	19300885	0	0	0
47119	-3	6	9	144	6	10	4
116	-3	7	10	47302	5	9	4
124276	-2	8	10	11	5	10	5
59810	-2	7	9	363240	4	8	4
251643	-2	6	8	92027	5	8	3
860357	-1	8	9	314098	4	7	3
649104	-1	7	8	752	6	9	3
495341	-1	6	7	547588	3	7	4
39643	-1	5	6	818392	2	6	4
26766	-1	4	5	642755	3	6	3
19300885	0	0	0	148932	2	5	3
896737	0	8	8	729117	3	8	5
660207	0	7	7	900153	2	7	5
1186335	0	6	6	154027	4	9	5
150467	0	9	9	473633	2	8	6
260988	0	5	5	112691	3	9	6
55639	0	4	4	846604	1	6	5

MODELO DE ANALISIS ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACOGIDA DEL TERRITORIO EN LA UBICACION DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

6	1	10	9	311643	1	5	4
207412	1	9	8	507029	1	7	6
359002	1	8	7	681583	1	8	7
1082926	1	7	6	50545	2	9	7
974018	1	6	5	557617	0	6	6
134402	1	5	4	392024	0	7	7
189780	1	4	3	173063	0	5	5
490	1	3	2	35182	5	7	2
36	2	10	8	132922	4	6	2
368110	2	8	6	357131	3	5	2
338571	2	7	5	10	6	8	2
6901	2	9	7	428497	-1	6	7
204740	2	6	4	244254	0	8	8
311268	2	5	3	184083	-1	7	8
67612	2	4	2	147950	-1	8	9
86	3	10	7	146677	-2	6	8
489	3	9	6	26987	-2	7	9
123167	3	8	5	32833	-2	5	7
47079	3	7	4	9424	-3	6	9
404334	3	6	3	62578	-1	5	6

342621	3	5	2	149633	0	4	4
27	4	10	6	90413	1	4	3
48	4	9	5	47247	-1	4	5
143	4	8	4	4	-2	8	10
64360	4	7	3	37841	2	4	2
19355	4	6	2	2741	-3	5	8
26	5	8	3	6045	-2	4	6
4971	5	7	2	8618	-3	4	7
				490	1	3	2
				1	4	5	1

Tabla 23 Comparación modelos Climático, orográfico y de ubicación.

Como se puede observar en la tabla de estadísticos, las medidas de posición denotan una diferencia en la media del modelo Ubicación (5,11) y en el modelo Orográfico (5,60) sin embargo en el resto de modelos las medias son bastante similares con una desviación muy pequeña entre ellos.

Las medidas de dispersión corroboran este comportamiento obteniéndose mayor error en las unidades de Desviación Estándar, Varianza y Error Estándar para los mismos modelos siendo el resto muy estables.

Statistics	N		Mean	Std. Error of Mean	Std. Deviation	Variance
	Valid	Missing				
FINAL_CLIMA-MEDIO	37	10	6,27	,354	2,156	4,647
FINAL_MEDIOAMBIENTAL	37	10	6,73	,348	2,117	4,480
FNAL_CLIMA_OROGRAFICO	47	0	6,53	,302	2,073	4,298
FINAL_OROGRAFICO	47	0	5,60	,370	2,534	6,420
FINAL_CLIMA_UBICACION	47	0	6,45	,295	2,020	4,079
FINAL_UBICACION	47	0	5,11	,339	2,324	5,401

Tabla 24 Resultados estadísticos del análisis de incertidumbre.

Para una mejor descripción del estudio de la incertidumbre realizado, a continuación se exponen las figuras correspondientes a las comparaciones entre el modelo resultante (con prioridad en los criterios climatológicos) y los “modelos borrosos” (prioridad en los demás criterios).

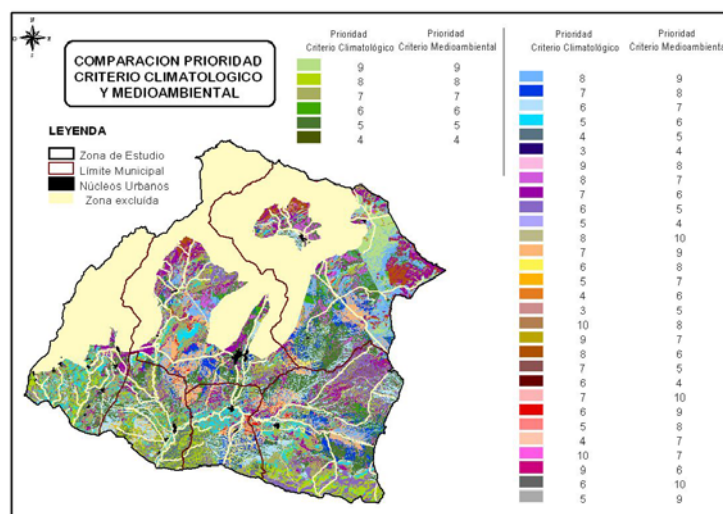
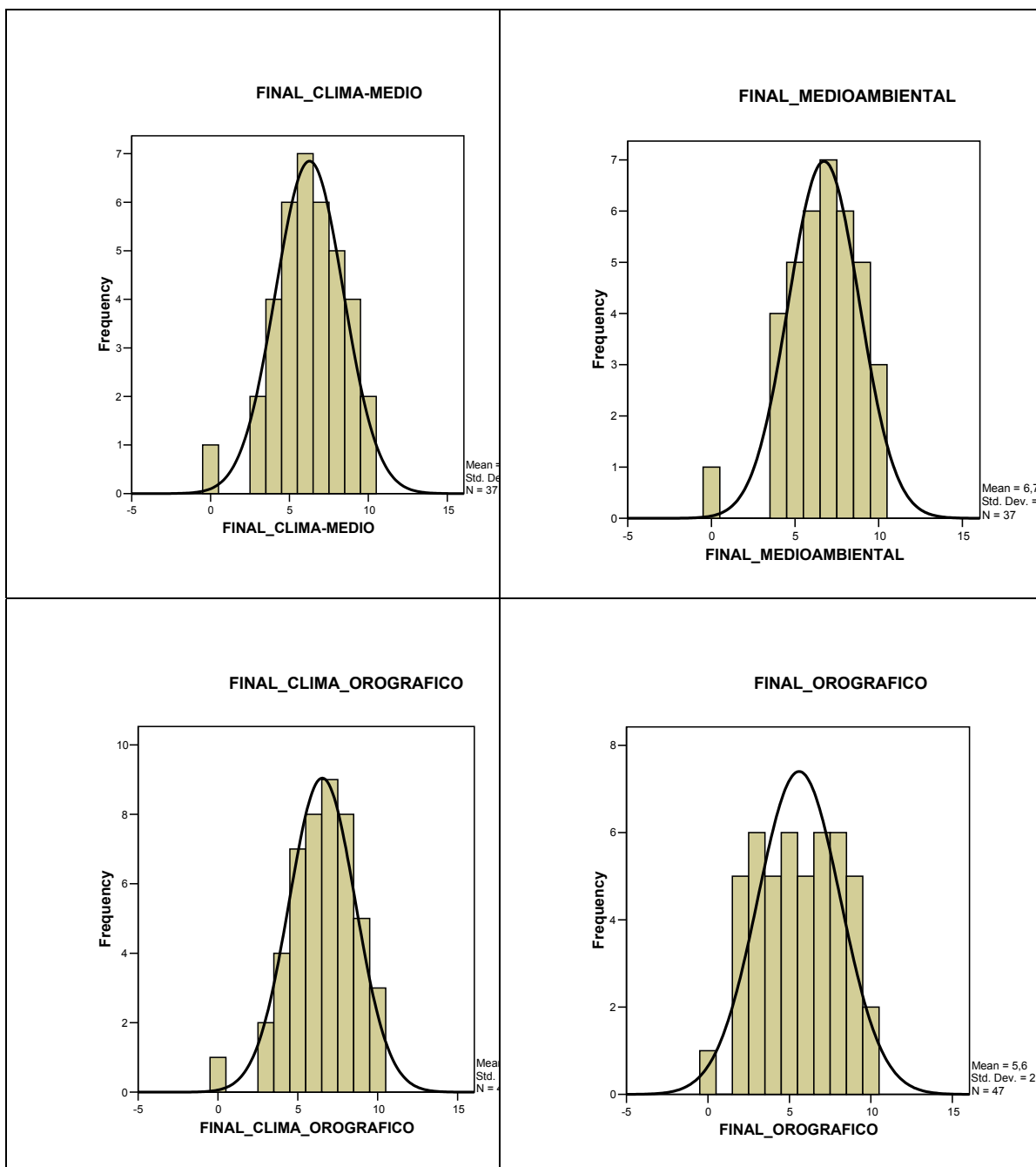


Gráfico 118 Comparación entre el modelo de referencia y el modelo “borrroso con prioridad medioambiental”

Observando la figura anterior así como la Tabla 22 Comparación resultados modelo Climatológico y Medioambiental podemos comprobar que en las parcelas resultantes con mayor superficie, los valores son idénticos para los dos modelos comparados pero también existen parcelas de grandes dimensiones en las que hay diferencias de valores, teniendo menor valor para el Modelo Climatológico que cuando se le aplican a esas mismas arcelas prioridad en los criterios medioambientales, para el resto de parcelas existen muy pequeñas diferencias, teniendo el modelo un comportamiento bastante estable cuando cambiamos la prioridad a los criterios de tipo medioambiental.

Comprobamos con la sola observación, que las pareceles con tonos verdosos, que identifican las parcelas cuyo valor no cambia independientemente del modelo aplicado, se concentran en el sur de la zona de estudio, siendo los tonos azules y los morados repartidos de forma aleatoria en el resto de la superficie sin orden establecido alguno, por lo que varían los valores en un sentido o en otro sin orden alguno a primera vista.

En las figuras anteriores se aprecian los resultados de comparar los valores de los suelos resultantes del modelo con los valores de los suelos correspondientes a los modelos “borrosos” que hemos utilizado para estudiar la incertidumbre existente.



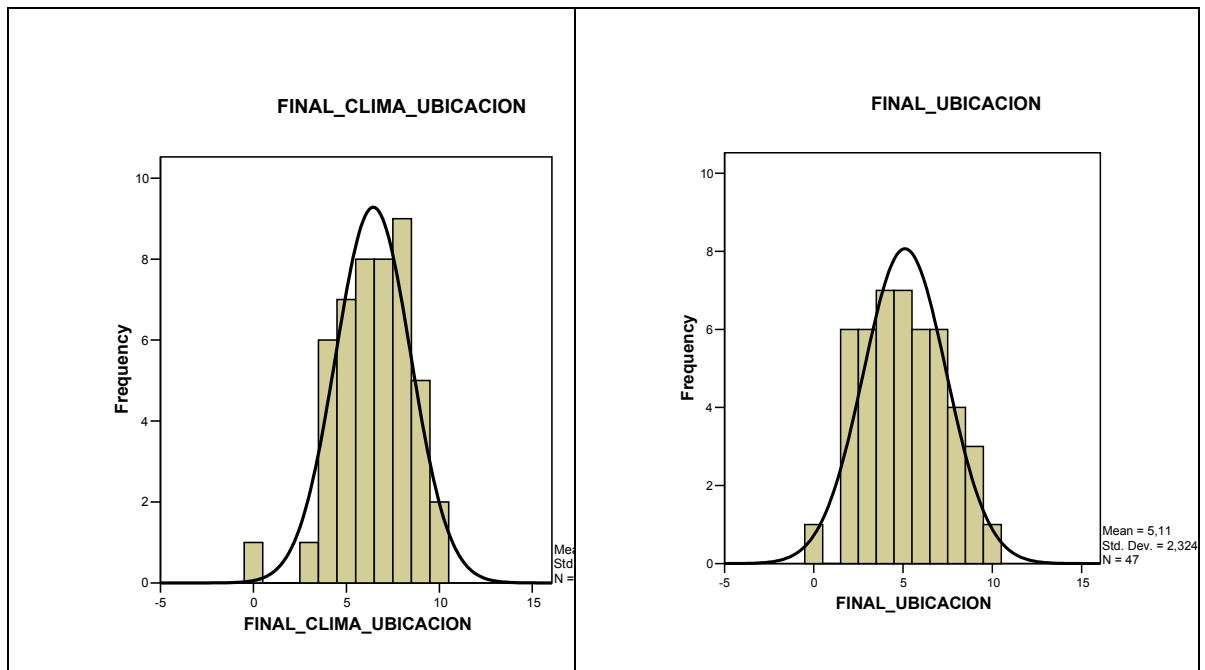


Gráfico 121 Histogramas de normalidad de los modelos estudiados.

De la observación de los anteriores histogramas se aprecia una mayor desviación con respecto a la curva de la normal en los modelos Orográfico y de Ubicación que en el resto de los casos, con lo cual se corrobora la apreciación realizada en las líneas anteriores referentes a la estabilidad del modelo.

9 CONCLUSIONES

El modelo de decisión espacial obtenido es el resultado de cruzar la información correspondiente a una serie de capas con referencia a datos de tipo climatológico, medioambiental, orográfico y de ubicación, así como otras de tipo limitante, siempre siguiendo una metodología de decisión (Evaluación Multicriterio y Jerarquias Analíticas) que analiza los pesos dados a cada criterio participante.

Al utilizar en el desarrollo de este modelo un SIG, hace mucho más sencillo tanto la obtención de resultados como la programación de la herramienta informática, que si se hubiese llevado a cabo mediante otras técnicas, como puede ser la inspección real y visita al terreno de las ubicaciones a considerar, solución esta mucho más cara y que para grandes superficies haría casi seguro inviable el estudio de muchas zonas.

Este modelo puede aportar información valiosísima con respecto a la elección de zonas idóneas para la instalación de centrales fotovoltaicas, permitiendo que prime el rendimiento de la instalación, al haber tenido en cuenta en su desarrollo, factores tan importantes como son la temperatura media diurna, las horas equivalentes de sol o los niveles de radiación solar, pero a su vez teniendo en cuenta un gran respeto por el medioambiente expresado en la elección de suelos con un mínimo impacto sobre el mismo y con escaso impacto visual.

Del mismo modo, el modelo permite elegir la ubicación considerando los mejores accesos por carretera y la cercanía a subestaciones transformadoras eléctricas, aunque ya se ha comentado con anterioridad que las carencias en este sentido son muy grandes en el territorio estudiado.

Como se exponía en el apartado 7, para comprobar la fiabilidad del modelo, se le ha sometido a un proceso de validación formado por tres fases

claramente diferenciadas pero a su vez complementarias entre ellas (Qureshi et al., 1999) como son:

1. Verificación.
2. Validación.
3. Análisis de sensibilidad.

Como resultado de este tratamiento se sacan las siguientes conclusiones:

El proceso de verificación al que se ha sometido al modelo ha consistido en comprobar que los resultados cumplen con los requisitos de entrada, o dicho de otra forma, que se ha construido de forma correcta el modelo definido, contrastando que los criterios seguidos en la regla de decisión son o no acertados.

- Esta fase de verificación se ha llevado a cabo con la ayuda de la Metodología de Evaluación Multicriterio y las Técnicas de Jerarquías Analíticas, estableciéndose la importancia de cada criterio o factor en el modelo obtenido. En apartados anteriores se describe de forma pormenorizada tanto la metodología como los resultados obtenidos, concluyendo que la verificación del modelo se da por satisfactoria, matemáticamente hablando, toda vez que los valores de importancia de criterios y factores coinciden con la que le da los estudios matemáticos existentes.
- Para la validación del modelo se han realizado comprobaciones pixel a pixel, visual y comprobación en campo, los resultados expuestos en el apartado 8.3 de forma pormenorizada concluyen en la coincidencia del modelo realizado con la existencia en el escenario real de ese elemento descrito en el modelo espacial. (J.Barredo, 1996).
- De los análisis de incertidumbre realizados al modelo podemos deducir que en el primer caso correspondiente a la comparación

del modelo con el modelo medioambiental existen menos diferencias que en las dos comparaciones restantes. Así, consideramos que el modelo propuesto será más estable y por tanto tendrá menor incertidumbre que en los dos casos restantes.

- Podemos pues decir que la incertidumbre es mayor para los modelos que consideran como criterios prioritarios los Orográficos y los de Ubicación que en los Medioambientales y Climatológicos.

El análisis de sensibilidad ha servido para comprobar la robustez del modelo, observando como varían los datos de salida en función de las modificaciones introducidas en los datos de entrada, bien en la variación de los valores o en la metodología de su tratamiento.

- Las conclusiones extraídas del análisis de sensibilidad, mediante el estudio de las tablas y gráficos resultantes, teniendo en cuenta que, los coeficientes b_j pueden ser utilizados para indicar la importancia de las variables individuales de la entrada x_j con respecto a la incertidumbre en la salida y ,. podemos concluir que los criterios mas importantes de entre los estudiados, son los pertenecientes a los modelos climatológicos y medioambiental sobre los modelos en los que participan, seguido de los criterios de los modelos orográficos y de ubicación.
- En cuanto a los factores, se puede comprobar fácilmente como cobran especial importancia los correspondientes el criterio climatológico como los factores Temperatura, HES, Irradiancia.

- Por el contrario los factores Distancias a Núcleos Urbanos y Carreteras se presentan en los diagramas de regresión con pendiente negativa denotando una nula relevancia en el resultado del modelo por lo que caso de ser necesario la simplificación del mismo, se podría prescindir de ellos.

10 FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Es de sobra conocida la gran actualidad de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, motivada sobre todo por la fuerte incentivación económica de la producción de energías renovables y muy en especial las generadas por el sol.

Aunque el interés despertado en el mundo científico por las energías renovables es muy alto, y son muchos los proyectos de investigación que están en marcha en estos momentos relacionados con este tema, también es cierto que el propio desarrollo del sector genera lagunas técnicas que es necesario cubrir, de la misma forma el desarrollo de trabajos de investigación llevados a cabo en estos últimos tiempos dan como resultado inmediato la detección de la necesidad de investigar en otras líneas de investigación que deberían ser abordadas en este campo como apoyo a los actuales trabajos, entre otros podemos citar los siguientes:

- Desarrollo de software de Sistemas de Información Geográfica que tengan capacidad para cruzar capas con datos geográficos con bases de datos de parámetros eléctricos, climatológicos o económicos que mejoren la toma de decisiones.
- Al existir en estos momentos suficientes instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en funcionamiento, podría resultar de utilidad la confección de un mapa de producción con datos de campo y su cotejo con los teóricos existentes a fecha de hoy.
- Estudio de las redes de evacuación, para adaptar la capacidad fotovoltaica de los suelos resultantes en la aplicación del modelo, a la curva de demanda eléctrica y posibilitar la generación distribuida de forma eficaz.

- Estudio sobre la incidencia que la energía eléctrica producida por centrales fotovoltaicas conectadas a red, tiene sobre la calidad del suministro eléctrico.
- Estudio económico sobre la incidencia de la energía eléctrica generada por las instalaciones fotovoltaicas, en el conjunto del panorama energético nacional.

11 BIBLIOGRAFÍA.

11.1 LEGISLACIÓN APLICABLE

- ORDEN de 23 de mayo de 1988, en la que se establece las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones de energía solar fotovoltaica (BOJAS nº 49 y 50, de 24 y 28/06/1988).
- LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico (Ley de Regulación del Sector Eléctrico). Y las modificaciones introducidas por la Ley 50/1998 de 30 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. (BOE número 285, de 28/11/1997).
- REAL DECRETO 2224/1998, de 16 de octubre, sobre certificado de profesionalidad de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia. (BOE número 269, de 10/11/1998).
- REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, del Ministerio de Industria y Energía, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración (BOE nº 312, de 30/12/1998) (DEROGADO).
- CORRECCIÓN de errores del REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. (BOE número 43, de 19/02/1999) (DEROGADO).
- REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, del Ministerio de Economía (BOE nº 235, de 30/09/2000).

- REAL DECRETO 3490/2000, de 29 de diciembre de 2000, sobre tarifas eléctricas. Incluye el coste máximo de verificación de las acometidas por parte de la compañía distribuidora en las instalaciones de conexión a red. (BOE número 313, de 30/12/2000).
- Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Incluye esquema unifilar correspondiente a las instalaciones de generación y enlace (BOE N° 148, de 21/6/2001).
- REAL DECRETO 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida. (BOE número 210, de 2/09/2002).
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 á BT 51 (BOE número 224, de 18/09/2002).
- ORDEN de 30 de septiembre de 2002, por la que se regula el procedimiento para priorizar el acceso y conexión a la red eléctrica para evacuación de energía de las instalaciones de generación contempladas en el REAL DECRETO 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (BOJA número 124, de 24/10/2002).
- RESOLUCIÓN de 11 de noviembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueba el modelo del certificado de instalación eléctrica de baja tensión (BOJA número 232, de 2/12/2003).

- RESOLUCIÓN de 1 de diciembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se aprueba el modelo de memoria técnica de diseño de instalaciones eléctricas de baja tensión (BOJA número 8, de 14/01/2004).
- INSTRUCCIÓN de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red (BOJA número 26, de 9/02/2004).
- REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE número 75, de 27/03/2004)(DEROGADO)
- CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la sistematización y actualización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE número 85, de 8/04/2004).
- RESOLUCION de 23 de febrero de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se establecen normas complementarias para la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en régimen especial y agrupaciones de las mismas a las redes de distribución en baja tensión (BOJA nº 57, de 22/03/2005).
- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de *energía eléctrica en régimen especial*
- Y demás normativa vigente.

11.2 ÍNDICE GRAFICOS.

- Ilustración 1.* Gráfico 1 Evolución de precios de importación del crudo de petróleo. 2-12
- Ilustración 2.* Gráfico 2 Centrales Eléctricas por provincia en el año 2004.[Datos a diciembre de 2003 SODEAN elaboración Unidad Estadística SODEAN] 2-14
- Ilustración 3.* Gráfico 3 Centrales por provincia y por tipo de tecnología empleada. 2-15
- Ilustración 4.* Gráfico 4 Mapa de reparto de la producción y demanda eléctrica para el año 2000. 2-16
- Ilustración 5.* Gráfico 5 Infraestructuras eléctricas de Andalucía, Líneas >66 KV y Subestaciones. 2-18
- Ilustración 6.* Gráfico 6 Solicitudes de Centrales de Ciclo Combinado según el PLEAN 2003-2006 2-22
- Ilustración 7.* Gráfico 7 Infraestructura eléctrica propuesta. 2-23
- Ilustración 8.* Gráfico 8 Proyección de población en Andalucía 2-31
- Ilustración 9.* **Gráfico 9 Proyección demográfica al 2050 en Andalucía.** 2-32
- Ilustración 10.* Gráfico 10 Proyección de la demanda de electricidad por provincias. 2-33
- Ilustración 11.* Gráfico 11 Evolución de Consumos en Andalucía Industrial y Total 2-34
- Ilustración 12.* Gráfico 12 Distribución geográfica de la producción de células fotovoltaicas 2005. 3-39
- Ilustración 13.* Gráfico 13 Potencia fotovoltaica en la Unión Europea 2005. 3-40
- Ilustración 14.* Gráfico 14 Potencia solar fotovoltaica y previsiones. 3-41

- Ilustración 15.* Gráfico 15 Objetivos de energía renovable propuestos por la Directiva para los diferentes estados miembros. La línea azul es 1995 (12%) y la línea verde 2010 (22%). 3-43
- Ilustración 16.* Gráfico 16 Consumo de energías renovables en España. 3-47
- Ilustración 17.* Gráfico 17 Potencia eléctrica por áreas tecnológicas en el año 2005. 3-48
- Ilustración 18.* Gráfico 18 Potencia y producción por áreas tecnológicas. 3-49
- Ilustración 19.* Gráfico 19 Objetivos del Plan de Energías Renovables en España 3-51
- Ilustración 20.* Gráfico 20 Distribución de potencia en régimen especial año 2003. SODEAN. 3-56
- Ilustración 21.* Gráfico 21 Representación de las energías renovables en el panorama nacional.(CNE y Red Eléctrica Española, Informe 2005) 3-57
- Ilustración 22.* Gráfico 22 Potencia solar fotovoltaica instalada cada año. 4-72
- Ilustración 23.* Gráfico 23 Potencia pico instalada anualmente por tipo de central. 4-73
- Ilustración 24.* Gráfico 24 Potencia instalada con energía solar fotovoltaica conectada a red. Datos provisionales 4-76
- Ilustración 25.* Gráfico 25 Esquema de cálculo para la irradiación Global Horizontal. 7-113
- Ilustración 26.* Gráfico 26 Diagrama de flujo en la determinación del modelo de decisión (Barredo 1996) 7-118
- Ilustración 27.* Gráfico 27 Matriz comparativa de criterios. 7-125
- Ilustración 28.* Gráfico 28 Matriz auxiliar 7-127
- Ilustración 29.* Gráfico 29 Radiación difusa anual. 8-162
- Ilustración 30.* Gráfico 30 Mapa de Horas Equivalente de Sol anual en Andalucía. 8-163

- Ilustración 31.* Gráfico 31 Media Anual de Niveles de Irradiación Global Horizontal en Wh/m² 8-164
- Ilustración 32.* Gráfico 32 Histograma de valores de Radiación Global sobre superficie horizontal obtenidos en un año tipo en nuestro estudio. 8-165
- Ilustración 33.* Gráfico 33 Histograma Radiación Global sobre superficie horizontal obtenido en el mes de Junio de un año tipo en nuestro estudio. 8-166
- Ilustración 34.* Gráfico 34 Temperaturas medias en Andalucía. 8-167
- Ilustración 35.* Gráfico 35 Núcleos con población mayor de 5.000 habitantes en el estudio de suelo óptimo 8-168
- Ilustración 36.* Gráfico 36 Núcleos considerados para el análisis climatológico. 8-169
- Ilustración 37.* Gráfico 37 Área 2 resultante una vez deducida la superficie de espacios protegidos y LIC. 8-180
- Ilustración 38.* Gráfico 38 Área 3 excluidas zonas de Servidumbre y Policía de cauces públicos. 8-181
- Ilustración 39.* Gráfico 39 Área 4 resultante una vez deducida la zona de afección de carreteras. 8-183
- Ilustración 40.* Gráfico 40 Área 5 resultante una vez deducidas las superficies ocupadas por vías pecuarias. 8-183
- Ilustración 41.* Gráfico 41 Área 6.Resultante una vez eliminados los cascos urbanos menores de 5.000 Habitantes. 8-184
- Ilustración 42.* Gráfico 42 Área 7 resultante una vez deducidos los terrenos con pendiente superior al 7 %. 8-185
- Ilustración 43.* Gráfico 43 Área 8 descripción de Usos de suelos considerados. 8-186
- Ilustración 44.* Gráfico 44 Descripción de usos de suelos leyenda Área 8. 8-186
- Ilustración 45.* Gráfico 45 Área 9 superficie resultante con usos idóneos debajo impacto. 8-187
- Ilustración 46.* Gráfico 46 Área10 resultante con pendientes inferiores al 2 %. 8-188
- Ilustración 47.* Gráfico 47 Área 11. Superficie resultante neta. 8-189

- Ilustración 48.* Gráfico 48 Mapa de sombras de Andalucía y suelos óptimos finales. 8-190
- Ilustración 49.* Gráfico 49 Resumen de superficie útil obtenida por provincias. 8-191
- Ilustración 50.* Gráfico 50 Descripción de usos de suelo obtenidos. 8-193
- Ilustración 51.* Gráfico 51 Andalucía usos suelo. base de datos Junta de Andalucía 8-194
- Ilustración 52.* Gráfico 52 Usos agrícolas de suelos considerados. 8-195
- Ilustración 53.* Gráfico 53 : Espacios Protegidos y LICs. 8-196
- Ilustración 54.* Gráfico 54: Mapa de vías pecuarias de Andalucía. 8-197
- Ilustración 55.* Gráfico 55 Mapa de carreteras Andalucía base de datos Junta de Andalucía. 8-198
- Ilustración 56.* Gráfico 56 Mapa hidrográfico Andalucía. Base de datos Junta de Andalucía 8-199
- Ilustración 57.* Gráfico 57 Mapa de pendientes. Base de Datos de la Consejería de Medio Ambiente Junta de Andalucía. 8-200
- Ilustración 58.* Gráfico 58 Área 2 resultante una vez deducida la superficie de espacios protegidos y LIC. 8-202
- Ilustración 59.* Gráfico 59 Área 3 excluidas zonas de Servidumbre y Policía de cauces públicos. 8-203
- Ilustración 60.* Gráfico 60 Área 4 resultante una vez deducida la zona de afección de carreteras. 8-205
- Ilustración 61.* Gráfico 61 Área 5 resultante una vez deducidas las superficies ocupadas por vías pecuarias. 8-206
- Ilustración 62.* Gráfico 62 Área 6.Resultante una vez eliminados los cascos urbanos menores de 5.000 Habitantes. 8-207
- Ilustración 63.* Gráfico 63 Área 7 resultante una vez deducidos los terrenos con pendiente superior al 7 %. 8-208
- Ilustración 64.* Gráfico 64 Área 8 descripción de Usos de suelos considerados. 8-208

- Ilustración 65.* Gráfico 65 Descripción de usos de suelos leyenda Área 8. 8-209
- Ilustración 66.* Gráfico 66 Área 9 superficie resultante con usos idóneos debajo impacto. 8-210
- Ilustración 67.* Gráfico 67 Área10 resultante con pendientes inferiores al 2 %. 8-211
- Ilustración 68.* Gráfico 68 Área 11. Superficie resultante neta 8-212
- Ilustración 69.* Gráfico 69 Mapa de sombras de Andalucía y suelos óptimos finales. 8-213
- Ilustración 70.* Gráfico 70 Resumen de superficie útil obtenida por provincias. 8-214
- Ilustración 71.* Gráfico 71 Descripción de usos de suelo obtenidos. 8-216
- Ilustración 72.* Gráfico 72 Provincia de Granada en Andalucía (España) 8-218
- Ilustración 73.* Gráfico 73 Comarca de Huescar en la Provincia de Granada (Andalucía) España. 8-219
- Ilustración 74.* Gráfico 74 Diagrama del Proceso para obtener la capa de los LIMITANTES 8-243
- Ilustración 75.* Gráfico 75 Proceso Weighted Overlay para obtener los LIMITANTES 8-244
- Ilustración 76.* Gráfico 76 Capa LIMITANTES 8-245
- Ilustración 77.* Gráfico 77 Diagrama del Proceso para obtener la capa de los CRITERIOS 8-246
- Ilustración 78.* Gráfico 78 Capa USOS DEL SUELO 8-251
- Ilustración 79.* Gráfico 79 Capa EXPOSICIÓN VISUAL 8-252
- Ilustración 80.* Gráfico 80 Diagrama del Proceso para obtener la capa CRITERIO MEDIOAMBIENTAL 8-252
- Ilustración 81.* Gráfico 81 Capa CRITERIO MEDIAMBIENTAL 8-253
- Ilustración 82.* Gráfico 82 Capa PENDIENTES 8-255
- Ilustración 83.* Gráfico 83 Capa ORIENTACIÓN 8-256

- Ilustración 84.* Gráfico 84 Diagrama del Proceso para obtener el criterio OROGRÁFICO 8-258
- Ilustración 85.* Gráfico 85 Capa CRITERIO OROGRÁFICO 8-258
- Ilustración 86.* Gráfico 86 Capa ACCESOS A CARRETERAS 8-260
- Ilustración 87.* Gráfico 87 Capa DISTANCIA A SUBESTACIONES 8-261
- Ilustración 88.* Gráfico 88 Capa DISTANCIA A NÚCLEOS URBANOS > 5.000 Habitantes 8-262
- Ilustración 89.* Gráfico 89 Capa DISTANCIA A NÚCLEOS URBANOS < 5.000 Habitantes 8-263
- Ilustración 90.* Gráfico 90 Diagrama del Proceso para obtener la capa del criterio UBICACIÓN 8-263
- Ilustración 91.* Gráfico 91 Capa CRITERIO UBICACIÓN 8-264
- Ilustración 92.* Gráfico 92 Capa IRRADIANCIA GLOBAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL 8-265
- Ilustración 93.* Gráfico 93 Capa RADIACIÓN DIFUSA 8-266
- Ilustración 94.* Gráfico 94 Capa HORAS EQUIVALENTES DE SOL 8-266
- Ilustración 95.* Gráfico 95 Capa TEMPERATURA MEDIA ANUAL DIURNA 8-267
- Ilustración 96.* Gráfico 96 Diagrama del Proceso para obtener la capa del criterio CLIMATOLÓGICO 8-268
- Ilustración 97.* Gráfico 97 Capa CRITERIO CLIMATOLÓGICO 8-269
- Ilustración 98.* Gráfico 98 Obtención de la capa jerarquización de criterios 8-269
- Ilustración 99.* Gráfico 99 Diagrama del Proceso para obtener la capa de los Factores. 8-271
- Ilustración 100.* Gráfico 100 Capa FACTORES 8-272
- Ilustración 101.* Gráfico 101 Diagrama del Proceso para obtener la capa de RESULTADO FINAL. 8-273
- Ilustración 102.* Gráfico 102 Capa RESULTADO FINAL 8-274

- Ilustración 103.* Gráfico 103 Superficies Modelo resultante 8-276
- Ilustración 104.* Gráfico 104 Estudio de los resultados "zona 1" para validación del modelo. 8-279
- Ilustración 105.* Gráfico 105 Estudio de los resultados "zona 2" para validación del modelo. 8-281
- Ilustración 106.* Gráfico 106 Capa resultante de la utilización de todos los criterios, considerando prioritario el climatológico. 8-283
- Ilustración 107.* Gráfico 107 Capa de Factores de entrada con prioridad en criterio climatológico. 8-284
- Ilustración 108.* Gráfico 108 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Criterio Climatológico y factor de salida Criterio Climatológico resultante en el Modelo. 8-284
- Ilustración 109.* Gráfico 109 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Criterio Medioambiental y factor de salida Criterio Medioambiental resultante en el Modelo. 8-285
- Ilustración 110.* Gráfico 110 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Criterio Ubicación y factor de salida Criterio Ubicación resultante en el Modelo. 8-286
- Ilustración 111.* Gráfico 111 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Temperatura y factor de salida Factor Temperatura resultante en el Modelo. 8-287
- Ilustración 112.* Gráfico 112 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Horas Equivalentes de Sol y factor de salida Factor HES resultante en el Modelo. 8-288
- Ilustración 113.* Gráfico 113 Diagrama de dispersión y ecuación de regresión lineal factor de entrada Irradiancia y factor de salida Factor Irradiancia resultante en el Modelo. 8-289
- Ilustración 114.* Gráfico 114 Resultado final modelo con prioridad del criterio climatológico. 8-291
- Ilustración 115.* Gráfico 115 Resultado final modelo con prioridad del criterio medioambiental. 8-294

Ilustración 116. Gráfico 116 Resultado final modelo con prioridad del criterio orográfico 8-294

Ilustración 117. Gráfico 117 Resultado final modelo con prioridad del criterio ubicación. 8-295

Ilustración 118. Gráfico 118 Comparación entre el modelo de referencia y el modelo "borroso con prioridad medioambiental" 8-304

Ilustración 119. Gráfico 119 Comparación entre el modelo de referencia y el modelo "borroso con prioridad Orográfico" 8-305

Ilustración 120. Gráfico 120 Comparación entre el modelo de referencia y el modelo "borroso con prioridad Ubicación" 8-305

Ilustración 121. Gráfico 121 Histogramas de normalidad de los modelos estudiados. 8-307

11.3 ÍNDICE DE ECUACIONES

Ilustración 122. $I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{mv_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}$ Ecuación 1 7-86

Ilustración 123. $I_{\text{mod}} = I_c x N_p$ Ecuación 2 7-88
 $V_{\text{mod}} = V_c x N_s$

Ilustración 124. $I = N_p \left(I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V/N_s + IR_s/N_p}{mv_t}\right) - 1 \right] - \frac{V/N_s + IR_s/N_p}{R_p} \right)$

Ecuación 3 7-88

Ilustración 125. $I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{mv_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}$ Ecuación 4 7-88

Ilustración 126. $I = I_{SC} - I_0 \exp\frac{V + IR_s}{V_t}$ Ecuación 5 7-88

Ilustración 127. $V_{oc} = V_t \ln \frac{I_{SC}}{I_0}$ Ecuación 6 7-88

Ilustración 128. $I_0 = I_{SC} \exp - \frac{V_{OC}}{V_t}$ Ecuación 7 7-89

Ilustración 129. $I = I_{SC} \left(1 - \exp \frac{V - V_{OC} + IR_s}{V_t} \right)$ Ecuación 8 7-89

Ilustración 130. $\eta_{PR} = \frac{P_{no\ min\ al}}{P_{obtenida}}$ en(%) Ecuación 9 7-90

Ilustración 131. $L_{DC} = 1 - \prod (1 - L_{i,DC})$ Ecuación 10 7-91

Ilustración 132. $P_{DC} = P_m (1 - L_{DC})$ Ecuación 117-92

Ilustración 133. $L_{SPMP} = 1 - \eta_{SPMP}$ Ecuación 127-92

Ilustración 134. $P_{DC,SPMP} = P_{DC} \eta_{SPMP} = P_{DC} (1 - L_{SPMP})$ Ecuación 13 7-92

Ilustración 135. $P_{AC} = P_{DC,MPP} \eta_{SPMP}$ Ecuación 147-92

Ilustración 136. $P_{ohm,AC} = P_{AC} (1 - L_{ohm,AC})$ Ecuación 15 7-93

Ilustración 137. $P_{red} = P_{AC,ohm} (1 - L_{somb}) (1 - L_{otros})$ Ecuación 16 7-93

Ilustración 138. $L_{temp} = 1 - \frac{E_m}{\frac{P_m^*}{G^*} G_a(\alpha, \beta)}$ Ecuación 17 7-93

Ilustración 139. $E_m = \sum_{año} P_m$ Ecuación 18 7-94

Ilustración 140. $G_a(\alpha, \beta) = \sum_{año} G_h(\alpha, \beta)$ Ecuación 19 7-94

Ilustración 141. $L_{\eta_{inv}} = 1 - \frac{E_{AC}}{E_{DC,SPMP}}$ Ecuación 207-94

Ilustración 142. $E_{DC,SPMP} = \sum_{año} P_{DC,SPMP}$ Ecuación 21 7-94

Ilustración 143. $E_{AC} = \sum_{año} P_{AC}$ Ecuación 22 7-95

Ilustración 144. $G_0 = I_0 \varepsilon$ Ecuación 23 7-97

Ilustración 145. $\varepsilon = 1 + 0,03344 \cos(j - 0,048869)$ Ecuación 24 7-98

Ilustración 146. $j' = \frac{2\pi j}{365,25}$ Ecuación 25 7-98

Ilustración 147. $B_{oc} = G_0^{-0,8662.T_{LK}m\delta_R(m)}$ Ecuación 267-98

Ilustración 148. $m = \frac{\frac{P}{P_0}}{\left(\sinh_0^{ref} + 0,50572(h_0^{ref} + 6,07995)^{-1,6364}\right)}$ Ecuación 27
7-99

Ilustración 149. $\Delta h_0 = 0,061359(0,1594 + 1,123h_0 + 0,065656h_0^2) / (1 + 289344h_0 + 277,3971h_0^2)$
Ecuación 28 7-99

Ilustración 150. $h_0 = h_0 + \Delta h_0$ Ecuación 29 7-99

Ilustración 151. $\frac{P}{P_0} = \exp\left(\frac{-z}{8434,5}\right)$ Ecuación 307-99

Ilustración 152. Ecuación 31 7-100

Ilustración 153. $\delta_R(m) = \frac{1}{(10,4 + 0,718m)}$ Ecuación 32 7-100

Ilustración 154. $B_{hc} = B_{oc}\sinh_0$ Ecuación 337-100

Ilustración 155. $B_{ic} = B_{hc}\sin\delta_{exp}$ Ecuación 347-100

Ilustración 156. $B_{ic} = B_{hc}\sin\delta_{exp} / \sinh_0$ Ecuación 35 7-101

Ilustración 157. $D_{hc} = G_0T_n(T_{LK})F_d(h_0)$ Ecuación 36 7-101

Ilustración 158. $T_n(T_{LK}) = -0,015843 + 0,030543T_{LK} + 0,0003797T_{LK}^2$
Ecuación 37 7-102

Ilustración 159. $E_d(h_0) = A_1 + A_2\sinh_0 + A_3\sin^2h_0$ Ecuación 38 7-102

Ilustración 160. $A_1 = 0,26463 - 0,061581T_{LK} + 0,0031408T_{LK}^2$ Ecuación 39
7-102

Ilustración 161. $D_{ic} = D_{hc} \frac{F(\gamma N)(1-K_b) + K_b \text{sen} \delta_{\text{exp}}}{\text{sen} h_0}$ Ecuación 40 7-103

Ilustración 162. $D_{ic} = D_{hc} \frac{F(\gamma N)(1-K_b) + K_b \text{sen} \gamma N \cos A_{LN}}{(0,1-0,008h_0)}$ Ecuación 41 7-103

Ilustración 163. $A_{LN} = A_0 - A_N$ Ecuación 427-103

Ilustración 164. $D_{ic} = D_{hc} F(\gamma N)$ Ecuación 437-104

Ilustración 165. $F(\gamma N) = ri(\gamma N) + (\text{sen} \gamma N - \gamma N \cos \gamma N - \pi \text{sen}^2(\gamma N / 2))N$
Ecuación 44 7-104

Ilustración 166. $ri(\gamma N) = \frac{(1 + \cos \gamma N)}{2}$ Ecuación 457-104

Ilustración 167. $N = 0,00263 - 0,712K_b - 0,6883K_b^2$ Ecuación 46 7-104

Ilustración 168. $K_b = \frac{B_{hc}}{G_{oh}}$ Ecuación 47 7-105

Ilustración 169. $G_{oh} = G_{oh} \text{sen} h_0$ Ecuación 487-105

Ilustración 170. $R_i = \rho_g G_{hc} r_g(\gamma N)$ Ecuación 497-105

Ilustración 171. $r_g(\gamma N) = \frac{(1 - \cos \gamma N)}{2}$ Ecuación 507-106

Ilustración 172. $G_{hc} = B_{hc} + D_{hc}$ Ecuación 517-106

Ilustración 173. $\text{sen} h_0 = C_{31} \cos T + C_{33}$ Ecuación 52 7-106

Ilustración 174. $\cos A_0 = \frac{(C_{11} \cos T + C_{13})}{((C_{22} \text{sen} T)^2 + (C_{11} \cos T + C_{13})^2)^{\frac{1}{2}}}$ Ecuación 53 7-107

Ilustración 175. $C_{11} = \text{sen}\varphi \cos\delta$ Ecuación 547-107

Ilustración 176. $\delta = \arcsen(0,3978\text{sen}(j' - 1,4 + 0,0355\text{sen}(j' - 0,0489)))$

Ecuación 55 7-107

Ilustración 177. $T = 0,261799(t - 12)$ Ecuación 567-108

Ilustración 178. $\text{sen}\delta_{\text{exp}} = C_{31} \cos(T - \lambda) + C_{33}$ Ecuación 57 7-108

Ilustración 179. $C_{31} = \cos\varphi \cos\delta'$ Ecuación 587-108

Ilustración 180. $C_{33} = \text{sen}\delta' \text{sen}\varphi$ Ecuación 597-108

Ilustración 181. $\text{sen}\varphi' = \cos\varphi \text{sen}\gamma_N \cos A_N + \text{sen}\varphi \cos\gamma_N$ Ecuación 60 7-108

Ilustración 182. $\text{tg}\lambda = \frac{(\text{sen}\gamma_N \text{sen}A_N)}{(\text{sen}\varphi \text{sen}\gamma_N \cos A_N + \cos\varphi \cos\gamma_N)}$ Ecuación 61 7-108

Ilustración 183. $\cos T_h^{r,s} = -C_{33}/C_{31}$ Ecuación 627-109

Ilustración 184. $\cos(T_i^{r,s} - \lambda) = -C_{33}/C_{31}$ Ecuación 63 7-109

Ilustración 185. $G_h = G_{hc} k_c$ Ecuación 64 7-110

Ilustración 186. $k_c = G_{hs}/G_{hc}$ Ecuación 65 7-110

Ilustración 187. $D_h = D_{hc} k_c^d$ Ecuación 66 7-111

Ilustración 188. $B_h = B_{hc} k_c^b$ Ecuación 67 7-111

Ilustración 189. $D_h = G_h D_{hs}/G_{hs}$ Ecuación 687-111

Ilustración 190. $B_h = G_h - D_h$ Ecuación 69 7-111

Ilustración 191. $k^d_c = D_h / D_{hc}$ Ecuación 70 7-111

Ilustración 192. $k^b_c = B_h / B_{hc}$ Ecuación 71 7-112

Ilustración 193. $P_m = P^*_m \frac{G}{G^*} [1 - \delta(T_c - T_c^*)]$ Ecuación 72 7-114

Ilustración 194. $T_c = T_a + \left(\frac{(TONC - 20)}{800} \right) G$ Ecuación 73 7-115

Ilustración 195. $\delta = \frac{1}{qV_m} \left(\frac{qV_m - E_g}{T} - \gamma mk \right)$ Ecuación 74 7-115

Ilustración 196. $FT = \frac{E_{DC}(G_{inc}, T_c)}{E_{DC}(G_{inc}, T_{c,ref})} \Big|_{\tau} = \left(\frac{\int_{\tau} P_m(I_{inc}, T_c, t) \cdot dt}{\int_{\tau} P_m(I_{inc}, T_{c,ref}, t) \cdot dt} \right)$ Ecuación 75
7-116

Ilustración 197. $FT = 1 - \gamma(TOE - T_{c,ref})$ Ecuación 76 7-116

Ilustración 198. $TOE = \frac{\int_{\tau} T_c(t) \cdot I_{inc}(t) \cdot dt}{\int_{\tau} I_{inc}(t) \cdot dt}$ Ecuación 77 7-117

Ilustración 199. $A_{ij} = \sum a_{cb} / \sum B$ Ecuación 78 7-127

Ilustración 200. $(w_j) = \sum A_{ij} / n$ Ecuación 79 7-127

Ilustración 201. $RC = \frac{IC}{IA}$ Ecuación 80 7-128

Ilustración 202. $IC = \frac{\lambda_{MAX} - n}{n - 1}$ Ecuación 81 7-129

Ilustración 203. $IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$ Ecuación 82 7-129

Ilustración 204.
$$N = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad \text{Ecuación 837-130}$$

Ilustración 205.
$$D_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k |x_i - \bar{x}| n_i \quad \text{Ecuación 84 7-135}$$

Ilustración 206.
$$D_{Me} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k |x_i - Me| n_i \quad \text{Ecuación 85 7-136}$$

Ilustración 207.
$$\sigma^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k (x_i - \bar{x})^2 n_i \quad \text{Ecuación 86 7-136}$$

Ilustración 208.
$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^k (x_i - \bar{x})^2 n_i} \quad \text{Ecuación 87 7-136}$$

Ilustración 209.
$$P(x_1, x_2, \dots, x_k) = \prod_{i=1}^k p_i(x_i) \quad \text{Ecuación 887-142}$$

Ilustración 210.
$$E(y) = \int \int \dots \int f(x_1, x_2, \dots, x_k) \prod_{i=1}^k p_i(x_i) dx_i \quad \text{Ecuación 89 7-142}$$

Ilustración 211.
$$V(y) = \int \int \dots \int (f(x_1, x_2, \dots, x_k) - E(y))^2 \prod_{i=1}^k p_i(x_i) dx_i =$$

$$\int \int \dots \int f^2(x_1, x_2, \dots, x_k) \prod_{i=1}^k p_i(x_i) dx_i - E^2(y)$$

Ecuación 90 7-142

Ilustración 212. Ecuación 91 7-142

Ilustración 213.
$$E(V(y|x_j)) = \int \int \dots \int f^2(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_k) \prod_{i=1}^k p_i(x_i) dx_i -$$

$$\int E^2(y|x_j = \tilde{x}_j) p_j(\tilde{x}_j) d\tilde{x}_j$$

Ecuación 92 7-143

Ilustración 214.
$$V(y) - E(V(y|x_j)) = \int E^2(y|x_j = \tilde{x}_j) p_j(\tilde{x}_j) d\tilde{x}_j - E^2(y)$$

Ecuación 93 7-143

Ilustración 215. $S_{ij} = (V[E(y|x_i, x_j)]) / V(y)$ Ecuación 947-143

Ilustración 216. $U_v = \int \int \dots \int f(\mathbf{u}, \mathbf{v}) f(\mathbf{u}', \mathbf{v}) d\mathbf{u} d\mathbf{u}' d\mathbf{v}$ Ecuación 95 7-144

Ilustración 217. $V(E(y|\mathbf{v})) = U_v - E^2(y)$ Ecuación 967-144

Ilustración 218. $V(E(y|\mathbf{u})) + V(E(y|\mathbf{u}, \mathbf{v})) = V(y) - V(E(y|\mathbf{v}))$ Ecuación 97 7-144

Ilustración 219. $V(y) = \sum_i V_i + \sum_i \sum_{j>i} V_{ij} + \dots + V_{12\dots k}$ Ecuación 98 7-145

Ilustración 220. $V_i = V(E(Y|x_i))$ Ecuación 99 7-145

Ilustración 221. $V_{ij} = V(E(Y|x_i, x_j)) - V_i - V_j$ Ecuación 100 7-145

Ilustración 222. $f(x_1, x_2, \dots, x_k) = f_0 + \sum_i f_i + \sum_i \sum_{j>i} f_{ij} + \dots + f_{12\dots k}$ Ecuación 101 7-146

Ilustración 223. $\hat{U}_{-j} = \frac{1}{n-1} \sum_{r=1}^n f(x_{r1}, x_{r2}, \dots, x_{rj}, \dots, x_{rk}) f(x_{r1}, x_{r2}, \dots, x_{r(j-1)}, x'_{rj}, x_{r(j+1)}, \dots, x_{rk})$ Ecuación 102 7-146

Ilustración 224. $V(E(y|\mathbf{x}_{-j})) = \hat{U}_{-j} - \hat{E}^2(y)$ Ecuación 103 7-146

Ilustración 225. $S_1^T = \frac{V(y) - V(E(y|\mathbf{x}_{-1}))}{V(y)} = \frac{E(V(y|\mathbf{x}_{-1}))}{V(y)} = S_1 + S_{12} + S_{13} + S_{123}$ Ecuación 104 7-147

Ilustración 226. $y_i = b_0 + \sum_j b_j x_{ij} + \varepsilon_i$ Ecuación 105 7-151

Ilustración 227. $F(b) = \sum_i \varepsilon_i^2$ Ecuación 106 7-151

Ilustración 228. $(y - \bar{y}) / \hat{s} = \sum_j (b_j \hat{s}_j / \hat{s})(x_j - \bar{x}_j) / \hat{s}_j$ Ecuación 1077-151

Ilustración 229. $\bar{y} = \sum_i y_i / m, \quad \bar{x}_j = \sum_i x_{ij} / m$ Ecuación 108 7-151

Ilustración 230. $\hat{s} = \left[\sum_i (y_i - \bar{y})^2 / (m - 1) \right]^{1/2}$ Ecuación 109 7-152

Ilustración 231. $\hat{s}_j = \left[\sum_i (x_{ij} - \bar{x}_j)^2 / (m - 1) \right]^{1/2}$ Ecuación 110 7-152

Ilustración 232. $R_y^2 = \sum_{i=1}^m (\hat{y}_i - \bar{y})^2 / \sum_{i=1}^m (y_i - \bar{y})^2$ Ecuación 1117-152

11.4 REFERENCIAS

ALAWAJIL SH. Evaluation of solar energy research and its applications in Saudi Arabia—20 years of experience. *Renew Sustain Energy* ;5:59–77.Rev 2001.

ARNIFILED AJ. Two decades of urban climate research: a review of turbulence, exchanges of energy and water, and the urban heat island. *Int J Climatol* ;23:1–26.2003

ARNULF J.W. Photovoltaics and renewable energies in Europe. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*; accepted 11 November 2005.

ASL-SOLEIMANI E, Farhangi S, Zabihi MS. The effect of tilt angle, air pollution on performance of photovoltaic systems in Tehran. *Renew Energy*;24:459–68. 2001

BANAI, R. “Fuzziness in Geographical Information Systems: contributions from the Analytic Hierarchy Process”, *International Journal of Geographical Information Systems*, 7, 4, pp. 315-329. (1993).

BARBA-ROMERO, S. y POMEROL, JCH. Decisiones multicriterio. Fundamentos teóricos y utilización práctica. Alcalá de Henares, Servicio de publicaciones de la Universidad de Alcalá. (1997).

BARREDO, J. Modelo Cartográfico para determinar Áreas de Crecimiento Urbano a través de un SIG. Cuenca del Lago de Valencia (Venezuela). Trabajo de investigación de Doctorado. Universidad Alcalá de Henares, Dpto. de Geografía. Alcalá de Henares - España, pp. 119 más anexos.1993.

BARREDO, J.L. Sistemas de Información Geográfica y Evaluación Multicriterio en la ordenación del territorio, Madrid, RA-MA. (1996).

BARREDO CANO, José Ignacio. Sistemas de Información Geográfica y Evaluación Multicriterio en la ordenación del territorio. Madrid. RA-MA Editorial. 2005.

BEYNON M. DS/AHP method: A mathematical analysis, including an understanding of uncertainty. European Journal of Operational Research 140: 148-164.(2002).

BEAUMONT, J. (1981) "Location-allocation problems in a plane. A review of some models", Socio-Economic Planning Sciences, 15(5), pp.217-229.

BEYER H G, Costanzo C and Heinemann D Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images. *Solar Energy* 56: 207-12,1996

BEYER H G, Costanzo C and Heinemann D 1996 Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images. *Solar Energy* 56: 207-12.

BEYER H G, Czeplak G, Terzenbach U and Wald L 1997 Assessment of the method used to construct clearness index maps for the new European solar radiation atlas (ESRA). *Solar Energy* 61: 389-97.

BURROUGH, P. A. MacMillan, R. A. y Van Deursen, W. "Fuzzy classification methods for determining land suitability from soil profile observations and topography", *Journal of Soil Science*, 43, pp. 193-210. (1992).

BOSQUE SENDRA, Joaquín. *Sistemas de Información Geográfica, prácticas con Idrisi y PC ArcInfo*. Madrid. RA-MA Editorial. 1994.

BOSQUE SENDRA, Joaquín . *El uso de los Sistemas de Información Geográfica en la Planificación Territorial*. (Publicado en *Anales de Geografía de la Universidad Complutense*, nº 20, pp. 49-67).2000.

BOSQUE SENDRA J. Sistemas de Información Geográfica y Localización de Instalaciones y Equipamientos : Madrid RA-MA Editorial 2004.

CARVER, S. J. : “Integrating multi-criteria evaluation with geographical information systems”, International Journal of Geographical Information Systems, 5, 3, pp. 321-339.

CONDON, R. W. (1968): “Estimation of grazing capacity on arid grazing lands”, en Stewart, G. A. (Ed.): Land evaluation: Papers of a CSIRO Symposium, organized in cooperation with UNESCO. Melbourne, Macmillan of Australia, pp. 112-124. (1991)

CASTILLO, Jhair; Gómez, Silvia y otros,. Cuenca: Valoración de las Areas Rurales.Tesis de Arquitecto. Universidad de Cuenca. Cuenca, Ecuador. 250 pp.2001.

CANO D, Monget J M, Albuissou M, Guillard H, Regas N and Wald L 1986 A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. *Solar Energy* 37: 31-9.

CAMPOLONGO F., Kleijnen, J. y Andres, T. (2000).”Screening methods”, en SALTELLI,A.; Chan,K. y Scout, E.M. (eds) Sensitivity Análisis. Chichester, John Wiley&Sons, LTD, pp.65-80.

CEBRIAN, J. “Sistemas de Información Geográfica”, en Bosque Sendra, J., Cebrian de Miguel, J.A., Jiménez Blasco, B.C., Moreno Jiménez, A., Muguruza Cañas, C., Rodríguez Rodríguez, V., Rojo Pérez, F., Santos Preciado, J.M. y Vidal Domínguez, M.J. (eds) Aplicaciones de la informática a la Geografía y las ciencias sociales, Madrid, Síntesis. (1988).

CHAN, K.; TARANTOLA, S.; SALTELLI, A. Y SOBOL, I.M. “Variance-based methods”, en Saltelli, A.; Chan, K. Y Scott, E.M. (eds) Sensitivity Analysis. Chichester, John Wiley & Sons, LTD, pp. 168-197. (2000).

CHUVIECO, E. “Integration of linear programming and GIS for Land-use modeling”, International Journal of Geographical Information System, 7(1), pp. 71-83. (1993).

CODATO G, Oliveira AP, Escobedo JF. Comparative study of solar radiation in urban and rural areas. In: Anais do XIII Congresso Brasileiro de Meteorologia, Fortaleza, CE, (2004).

CONDON E. A visualization model based on adjacency data. Decision Support Systems 33: 349-62. (2002).

COLORNI, A.; LANIADO, E. y MURATORI, S. “Decision support systems for environmental impact assessment of transport infrastructures”, Transportation Research Part. D4, pp. 1-11. (1999)

DAI, F.C, Lee, C.F. y Zhang, X.H. : “GIS-based geo-environmental evaluation for urban land-use planning: a case study”, *Engineering Geology*, 61, pp.257-271. 2001.

DAVIS, T.J. y Keller, C.P.: “Modelling uncertainty in natural resource analysis using fuzzy sets and Monte Carlo simulation: slope stability prediction”, *International Journal of Geographical Information Science*, 11, 5, pp. 409-434. 1997.

D’AGOSTINO V and Zelenka A 1992 Supplementing solar radiation network data by co-kriging with satellite images. *International Journal of Climatology* 12: 749-61

Directive 2001/77/EC (27.09.2001), Official Journal of the European Communities L 283/33 (27.10.2001).

DUBAYAH R and Rich P M 1995 Topographic solar radiation models for GIS. *International Journal of Geographical Information Systems* 9: 405-19.

DRAPER, N. R., and Smith H., (1981). *Applied Regression Analysis*. John Wiley & Sons, New York.

EASTMAN, J. R. Idrisi for windows, version 2 – User’s guide. Worcester, Clark University. (1995).

EASTMAN, J. R., Jiang, H. y Toledano, J. (1998): "Multi-criteria and multi-objective decision making for land allocation using GIS" en Beinat, E. y Nijkamp, P. (Eds.): Multicriteria analysis for land-use management. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, pp. 227-251. (1993)

EASTMAN, J. "IDRISI for Windows: Tutorial Exercises". Versión 2.0, January, 1997. Clark Labs for Cartographic Technology and Cartographic Analysis. Worcester - USA (1997b)

EASTMAN, R. : IDRISI32 Release 2. Guide to GIS and Image Processing. Volume 2, MA: Graduate School of Geography, Clark University, Worcester. (2001).

ESTEFANÍA Caamaño Martín, Tesis Doctoral, Director Eduarzo Lorenzo Pigueiras, Madrid, Marzo. Edificios Fotovoltaicos conectados a la red Eléctrica. Caracterización y Análisis. (1998)

ENGELLEN, G., Geertman, S., Smits, P. y Wessels, C. (1999): "Dynamic GIS and strategic physical planning support: a practical application to the IJmond / Zuid-Kennemerland region" en: Stillwell, J., Geertman, S. y Openshaw, S. (Eds.): Geographical Information and Planning. Berlin, Springer-Verlag, pp. 87-111.

ENNIO POZZOBON et al. Utilización de un sistema de información geográfica para la selección y priorización de áreas a reforestar en los

alrededores de la ciudad de Mérida, Venezuela. *Revista Forest. Venez.*47(2) pp61-72 (2003).

Energy for the future: renewable sources of energy—White Paper for a Community Strategy and Action Plan, COM(97)599 final (26/11/1997). http://europa.eu.int/comm/energy/library/599fi_en.pdf.

European Commission, 2003a. World energy, technology and climate policy outlook 2030 (WETO). Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

EWAN D. Dunlop, Dr. Marcel Šúri Dr. Thomas A. Huld Dr. Tomáš Cebeauer European Commission Directorate-General Joint Research Centre Institute for Environment and Sustainability Renewable Energies Unit via Fermi 1, TP 450 210 20 Ispra (VA), Italy, 2006

FELICISIMO, A.M.: Modelos digitales del terreno. Introducción y aplicaciones en las Ciencias Ambientales. Oviedo, Pentalfa Ediciones. 1994.

FU P and Rich P M 2000 *The Solar Analyst 1.0 User Manual*. Helios Environmental Modeling Institute, <http://www.hemisoft.com>.

GARRIDO E. et al Methodology of environmental diagnosis for construction and demolition waste landfills: a tool for planning and making decisions. *Environmental Technology*, Vol 26.pp1231-1241. 2005

GASS S., RAPCSAK T. Singular value decomposition in AHP. European Journal of Operational Research 154: 573-584. (2004).

GÓMEZ DELGADO, M. et al: “Aplicación de análisis de incertidumbre como método de validación y control del riesgo en la toma de decisiones”, GeoFocus (Artículos), nº 4, p. 179-208. ISSN: 1578-5157.2004.

GOMEZ DELGADO et al. Sistemas de Información Geográfica y Evaluación Multicriterio en la ordenación del territorio Editorial RA-MA 2005.

GÓMEZ OREA, Domingo. Ordenación del territorio. Una aproximación desde el medio físico. Madrid. Editorial Agrícola Española, S.A. 238p. 1994.

GOMEZ OREA D. Evaluación de impacto ambiental. Madrid. Editorial Agrícola Española. (1992)

Green Paper, Towards a European strategy for the security of energy supply, COM(2000) 769 final (29/11/00).
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-principal/pubfinal_en.pdf.

GRUTER J W (ed) *Radiation nomenclature*. 2nd Solar Energy Programme of the CEC, Project F, Solar Radiation Data, Brussels, CEC, 1984.

HARKER P. T., VARGAS L. G.. The theory of ratio scale estimation: Saaty's Analytic Hierarchy Process. *Management Science* 33:1383-1403. (1987).

HAMMER A, Heinemann D, Westerhellweg A, Ineichen P, Olseth J A, Skartveit A, Dumortier D, Fontoynt M, Wald L, Beyer H G, Reise Ch, Roche L and Page J 1998 Derivation of daylight and solar irradiance data from satellite observations. *Proceedings of the 9th Conference on satellite meteorology and oceanography*;: 747-50. Paris, May 1998

Hirata Y, Tani T. Output variation of photovoltaic modules with environmental factors – I. The effect of spectral solar radiation on photovoltaic module output. *Sol Energy* 55(6):463–8. 1995.

HRAYSHAT ES, Al-Soud M. Solar energy in Jordan: current state and prospects. *Renew Sustain Energy Rev* ;8:193–200.2004.

HETRICK W A, Rich P M, Barnes F J and Weiss S B 1993 GIS-based solar radiation flux models. *American Society for Photogrammetry and Remote Sensing Technical papers*. GIS, Photogrammetry and Modeling 3: 132-43.

HERWICH, E.G.; McKone, T.E. y Pease,W.S. (2000), “A systematic uncertainty análisis of an evaluative fate and exposure model”, *Risk Analysis*, 20 (4) pp.439-454.

HODGSON, M. Rosing, K. y Shmulevich, F. (1993) "A review of location-allocation applications literature", *Studies in Locational Analysis*, 5 , pp.3-29.

HOFIERKA J 1997 Direct Solar radiation within an open GIS environment. *Proceedings of the Joint European GI Conference 1997*, Vienna: 575-84.

HOFIERKA J, Parajka J, Mitasova M and Mitas L. 2002 Multivariate interpolation of precipitation using regularized spline with tension. *Transactions in GIS* 6: 135-50.

HRVOL J 1991 Eine neue beziehung für die Berechnung der monatlichen durchschnittsummen der diffusen Strahlung. *Acta Meteorologica Univeristas Comenianae*, XIX: 3-14.

HUTCHINSON M F, Booth T H, McMahon L P, and Nin, H A 1984 Estimating monthly mean values of daily total solar radiation for Australia. *Solar Energy* 32: 277-90.

HULME M, Conway D, Jones P D , Jiang T, Barrow E M, and Turney C 1995 A 1961-1990 climatology for Europe for climate change modelling and impact applications. *International Journal of Climatology* 15: 1333-64.

HWANG, C. Y YOON,K. Multiple attribute decision making methods and applications: A state of the art survey.Berlin, Springer-Vellag .(1981).

IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía dependiente del Ministerio de Industria Turismo y Comercio boletín de fecha Octubre de 2006

IMAN, R. L., y Helton, J. C., (1988). Una comparación de las técnicas del análisis de la incertidumbre y de la sensibilidad para los modelos de la computadora. *Análisis Del Riesgo*, 8(1):71-90

ISLAM M, Fartaj A, Ting DS-K. Current utilization and future prospects of emerging renewable energy applications in Canada. *Renew Sustain Energy* ;8:493–519.Rev 2004.

JANSSEN,R. y RIETVELD,P. “Multicriteria Analysis and GIS: An Application to Agricultural Landuse in The Netherlands”, en Scholten, H. y Stillwell,J.(eds) *Geographical Information System for Urban and Regional Planning*. Dordrecht, Kluwer. (1990).

JANKOWSKI, P. “Integrating geographical information system and multiple criteria decision-making methods”, *International Journal of Geographical Information Systems*,9(3),pp.251-273.(1995).

J. ARÁN CARRIÓN, A. ESPIN ESTRELLA, F. AZNAR DOLS and A. RAMOS RIDAO, The electricity production capacity of photovoltaic power plants and the selection of solar energy sites in Andalusia (Spain), *Renewable Energy*, 12 July 2007.

J. ARÁN CARRIÓN, A. ESPIN ESTRELLA, F. AZNAR DOLS M. ZAMORANO TORO, M. RODRIGUEZ and A. RAMOS RIDAO, Environmental decision-support systems for evaluating the carrying capacity of land areas: Optimal site selection for grid-connected photovoltaic power plants, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (6 August 2007).

JAUREQUI E, Luyando E. Global radiation attenuation by air pollution and its effects on the thermal climate in Mexico City. *Int J Climatol* ;19:683–94.1999.

JENCO M Distribúcia priameho slnečného žiarenia na reoreliéfe a jej modelovanie pomocou komplexného digitálneho modelu reliéfu. *Geografický časopis* 44: 342-55. (1992)

JOHAN ALBRECHT The future role of photovoltaics: A learning curve versus portfolio perspectiva. *Energy Policy* 35 2296–2304(2007).

JUN, Ch. : “Design of a intelligent geographic information system for multi-criteria site analysis”, *URISA Journal*, 12, 3, pp. 5-17. . (2000).

KAO, J.J.; LIN ,J.Y. y CHEN, W.Y. (1997).”Networkgeographic information system for landfill siting”, *Waste Management&Research*,15, pp.239-253.(1997).

KASTEN F and Young A T Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics* 28: 4735-8,1989

KASTEN F 1996 The Linke turbidity factor based on improved values of the integral Rayleigh optical thickness, *Solar Energy* 56: 239-44.

KASTEN F and Czeplak G 1980 Solar and terrestrial radiation dependent on the amount and type of cloud. *Solar Energy* 24: 177-89.

KITLER R and Mikler J *Základy využívania slnečného žiarenia*. Bratislava, Veda.1986.

KRCHO J *Morfometrická analýza a digitálne modely georeliéfu*. Bratislava, Veda.1990.

KUMAR L, Skidmore A K, and Knowles E Modelling topographic variation in solar radiation in a GIS environment. *International Journal of Geographical Information Science* 11: 475-97. 1997.

KRCHO J *Morfometrická analýza a digitálne modely georeliéfu*. Bratislava, Veda, 1990.

LABBÉ, M., Peeters, D. y Thies, J.-F. “Location on networks”, en Ball, M. et al (eds.) Network routing Amsterdam North Holland, pp.551-624. 1995.

LU, Y. y MOHANTY, S. “Sensitivity analysis of a complex, proposed geologic waste disposal system using the Fourier Amplitude Sensitivity Test Method”, Reliability Engineering & System Safety, 72(3), pp 275-291. 2001.

LUQUE A, Hagedus S. Handbook of photovoltaic science and engineering. Chichester (UK): John Wiley & Sons, Ltd.; 2003.

LOUCHE A, Peri G and Iqbal M An analysis of Linke turbidity factor. *Solar Energy* 37: 393-6. 1986.

MARESCHAL, B. “Weight stability intervals in multicriteria decision aid”, European Journal of Operational Research, 33, pp. 54-64. 1988.

MALCZEWSKI, J.: “A GIS-based approach to multiple criteria group decision-making”, Journal of Geographical Information Systems, 10, 8, pp. 955-971. 1996.

MALCZEWSKI, J. : GIS and multicriteria decision analysis. New York, John Wiley & Sons, Inc. 1999.

M.A.ABELLA y F.Chenlo Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red ,Estimación de la Energía Generada (I) Era Solar. Edición 131,2006.

MENDOZA, G. A. (1997): “A GIS-based multicriteria approaches to land use suitability assessment and allocation” en: Seventh Symposium on systems analysis in forest resources. Traverse City, USDA Forest Service. URL: <http://www.ncrs.fs.fed.us/pubs/gtr/other/gtr-nc205/landuse.htm>.

MORENO JIMENEZ,A.(dir),Gómez,N. y Vazquez, C. Población y espacio en la Comunidad de Madrid. Análisis y aplicaciones a nivel microgeográfico. Madrid, Instituto de Estadística de la comunidad de Madrid. 1999.

MORENO JIMENEZ, A.(dir) Goemarketing con sistemas de información geográfica. Madrid, Dpto. de Geografía de la UAM-Grupo de Métodos Cuantitativos, SIG y Teledetección de la AGE. 2001.

MUNEER T, Asif M, Munawwar S. Sustainable production of solar electricity with particular reference to the Indian economy. *Renew Sustain Energy Rev* ;9:444–73.2005.

MUNNER T *Solar Radiation and Daylight Models for Energy Efficient Design of Buildings*, Oxford, Architectural Press,1997.

MUNNER T Solar radiation model for Europe. *Building Services Engineering Research and Technology* 11: 153-63, 1990.

MCKENNEY D W, Mackey B G and Zavitz B L Calibration and sensitivity analysis of a spatially-distributed solar radiation model. *International Journal of Geographical Information Science* 13, 1: 49-65. 1999.

MÉSZÁROS I Modelovanie príkonu slnečnej energie na horské povodie. *Acta Hydrologica Slovaca* 1: 68-75. 1998.

MIKLÁNEK P The estimation of energy income in grid points over the basin using simple digital elevation model. *Annales Geophysicae* 11 European Geophysical Society, Springer, Suppl. II. 1993.

MITASOVA H and Mitas L Interpolation by Regularized Spline with Tension: I. Theory and Implementation. *Mathematical Geology* 25: 641 – 55. 1993

NETELER M and Mitasova H *Open Source GIS: A GRASS GIS Approach*, Kluwer Academic Publishers, Boston. 2002.

NOIA M, Ratto C F, and Festa R a Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: I. Statistical models, *Solar Energy* 51: 449-56. 1993.

NOIA M, Ratto C F, and Festa R b Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: II. Physical models. *Solar Energy* 51: 457-65. 1993.

NCGIA. National center for geographical information and analysis. M.Goodchild, M.y Kemp,K. (eds), Volume 1. University of California, Sta. Barbara. 1990.

OLIVEIRA AP, Soares J, Escobedo JF, Machado AJ, Codato G, Galvani E. Diurnal evolution of surface radiation budget components in the Cities of Sao Paulo and Botucatu. In: Anais do IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciencias Térmicas, Caxambu, MG, 15 a 18 de outubro de 2002.

PAGE J K (ed) Prediction of solar radiation on inclined surfaces. *Solar Energy R&D in the European Community, Series F: Solar Radiation Data*, Vol. 3, Dordrecht, D. Reidel Publishing Company. 1986.

PAGE J K, Albuissou M, and Wald L The European solar radiation atlas: a valuable digital tool. *Solar Energy*, 71: 81-83. 2001.

PÉREZ R, Seals R, Ineichen P, Steward R and Menicucci D A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, 39, 221-231. 1987.

PEREIRA,J.M. y DUCKSTEIN,L. “A multicriteria decision-making approach to GIS-based land suitability evaluation”,Internacional Journal of Geographical Information System,7(5),407-424 (1993).

PÉREZ LÓPEZ C. Técnicas Estadísticas con SPSS 12 Aplicaciones al análisis de datos. Pearson Prentice Hall 2005.

POZZOBON E. et al. Utilización de un sistema de información geográfica para la selección y priorización de áreas a reforestar en los alrededores de la ciudad de Mérida, Venezuela. Revista Forest.Venezuela 47(2),p.61-72.2003.

QURESHI, M.E.; HARRISON, S.R. y WEGENER, M.K. “Validation of multiplicative risk models”, Risk Analysis,18 (1),pp, 37-45. 1998.

RABAH KVO. Integrated solar energy systems for rural electrification in Kenya. Renew Energy ;30:p.23–42.2005.

RAI y Kewski, “Uncertainty and variability analysis in multiplicative risk models”, Risk Analysis, 18 (1), pp.37-45. 1998.

RAMOS A. et al. Solar energy in Andalusia (Spain): present state and prospects for the future. Renewable and Sustainable Energy Reviews.Elsevier.2004.

RICH, D., Veigel, J.M., Barnett, A.M., Byrne, J.. The solar energy transition; implications and policy implementations. AAAS selected symposium 74 boulder. Westview Press, Colorado.1983.

RIDGLEY, M. A. y Heil, G. W. : “Multicriteria planning of protected-area buffer zones: an application to Mexico’s Izta-Popo national park”, en Beinat, E., Nijkamp, P. (Eds.): Multicriteria analysis for land-use management. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, pp. 293-309. 1998.

RIGOLLIER Ch, Bauer O and Wald L On the clear sky model of the ESRA – European Solar radiation Atlas – with respect to the Heliosat method. *Solar Energy* 68: 33-48, 2000.

REMUND J, Kunz S and Lang R 1999 *METEONORM: Global meteorological database for solar energy and applied climatology*. Solar Engineering Handbook, version 4.0, Bern, Meteotest, <http://www.meteotest.ch>.

REMUND J, Wald L, Lefèvre M, Ranchin T, Page J. Worldwide Linke Turbidity Information, ISES Solar World Congress ‘Solar Energy for a Sustainable Future’, Göteborg, Sweden.2003.

RIGOLLIER Ch, Bauer O and Wald L On the clear sky model of the ESRA – European Solar radiation Atlas – with respect to the Heliosat method. *Solar Energy* 68: 33-48. 2000.

RIGOLLIER Ch, Lefèvre M and Wald L 2001 Heliosat version 2, Integration and Exploitation of Networked Solar Radiation Databases for Environment Monitoring (SoDa), European Commission Project No. IST-1999-122245, report, <http://www.soda-is.com/>.

SAATY,T. A Scaling method for priorities in hierarquical structures,Journal of mathematical Psychology,Nº15 pags.234-281.1997.

SAATY.T. The analytical hierarchy Process ,Mc Graw Hill,Nueva York.1980.

SAATY, T.: Decision making for leaders. The analytic hierarchy process for decisions in a complex world. Pittsburgh, RWS Publications. 1995.

SAATY T. 1992. Decision making for leaders. 2nd ed. RWS Publication. Pittsburgh, USA. 307 p. 1992.

SALTELLI, A., Andres, T. H., y Homma, T., Análisis de la sensibilidad de la salida modelo; Una investigación de nuevas técnicas. Estadística y análisis de datos de cómputo, 15:211-238. 1993.

SALTELLI, A., y Marivoet, J., Estadística no paramétrica en el análisis de la sensibilidad para la salida modelo; Una comparación de técnicas

seleccionadas. Ingeniería de la confiabilidad y seguridad del sistema, 28 pp. 229-253. 1990.

SALTELLI, A; Chan,K. y Scout, E.M. Sensitivity Analysis. Chichester. Jon Wiley&Sons, LTD. 2000.

SALTELLI A. Tarantola S., Campolongo, F. and Ratto, M., Sensitivity Analysis in Practice. A Guide to Assessing Scientific Models, John Wiley and Sons publishers. 2004.

SALTELLI, A; TARANTOLA,S. y CHAN,K. “A role for sensitivity analysis in presenting the results from MCDA studies to decision makers”, Journal of multi-criteria decision análisis,8(3),pp 139-145. 1999.

SANTÉ RIVEIRA I. et al Evaluación de Métodos para la obtención de Mapas Continuos de aptitud paraísos agroforestales . Santé Riveira, I. y Crecente Maseda, R. :”Evaluación de métodos para la obtención de mapas continuos de aptitud para usos agroforestales”, GeoFocus (Artículos), nº 5, p. 40-68. ISSN: 1578-5157.2005.

SCHARMER K and Greif J (eds) *The European Solar Radiation Atlas*. Vol. 2: Database and Exploitation Software. Paris, (es Presses de l'École des Mines, 2000.

SIDDIQUI, M.Z., EVERETT, J.W. y VIEUX, B.E. "Landfill siting using Geographic Information Systems: a demonstration". *Journal of Environmental Engineering*, 122 (6), pp. 515-523. 1996.

Stipulated in Articles 2 and 6 of the Amsterdam Treaty on the European Union. (1997). http://europa.eu.int/eur-lex/en/treaties/dat/EU_consol.pdf.

STORE, R. y KANGAS, J. "Integrating spatial multi-criteria evaluation and expert knowledge for GIS-based habitat suitability modelling", *Landscape and urban planning*, 55 (2). Pp. 79-93. 2001.

SÖZEN A, Arcakhoglu E, Özalp M, Kanit EG. Solar-energy potential in Turkey. *Appl Energy* ;4:367–81. 2005.

ŠÚRI M, Dunlop E D, and Jones A R GIS-based inventory of the potential photovoltaic output in Central and Eastern Europe. *PV in Europe. From PV Technology to Energy Solutions*, Conference and Exhibition, 7-11 October 2002, Rome. 2002.

THILL, J.C. *Spatial Multicriteria Decision Making and Analysis. A geographic information sciences approach*. Aldershot, Ashgate. 1999.

TUNG S. L., TANG S. L. Comparison of the Saaty's AHP and modified AHP for right and left eigenvector inconsistency 106: 123-128. 1998.

TURÁNYI, T y Rabitz,H.”Local Methods”, Saltelli,A.; Chan,K. y Scott, E.M.(eds) Sensitivity Análisis.Chichester, John Wiley & Sons, LTD, pp.81-99.2000.

OKE TR. Boundary layer climates. 2nd ed. Routledge; 1987.

OLIVEIRA AP, Soares J, Escobedo JF, Machado AJ, Codato G, Galvani E. Diurnal evolution of surface radiation budget components in the Cities of Sao Paulo and Botucatu. In: Anais do IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciencias Te´rmicas, Caxambu, MG, 15 a 18 de outubro de 2002.

XIAOWU W, Ben H. Energy analysis of domestic-scale solar water heaters. Renew Sustain Energy Rev;9:638–45.2005.

ZAMORANO M. et al.Desarrollo y aplicación de una nueva metodología para ubicación de vertederos de residuos urbanos con SIG. VERTEDEROS.p. 80-87 Julio-Agosto 2006.

VOOGD,H. Multicriteria Evaluation for Urban and Regional Planning. London, Pion.1983.

WANG YIPING, Tian Wei, Zhu Li, Ren Jianbo, Liu Yonghui, et al.Interactions between building integrated photovoltaics and micro climatein

urban environments. In: Proceedings of the 2005 international solar energy conference (ASME), Orlando (FL, USA), 2005.

WALD L 2000 SODA: a project for the integration and exploitation of networked solar radiation databases. *European Geophysical Society Meeting, XXV General Assembly*, Nice, France, 25-29 April 2000.

WEERAKON, K. G. P. K. : “Integration of GIS based suitability analysis and multicriteria evaluation for urban land use planning; contribution from the Analytic Hierarchy Process”, en: 3rd Asian Conference on Remote Sensing. Nepal, Asian Association on Remote Sensing 2002.

WEI TIAN, YIPING WANG, JIANBO REN, LI ZHU, Effect of urban climate on building integrated photovoltaics performance, *Energy and Conversion Management*, 2006.

WILSON J P and Gallant J C Secondary topographic attributes. In Wilson J P, Gallant J C (eds) *Terrain Analysis; Principles and Applications*, New York, Wiley: 87-132. 2000.

WMO Meteorological aspects of utilization of solar radiation as an energy source *World Meteorological Organisation Technical Note* No. 172, 557, Geneva, Switzerland.1981.

ZELENKA A, Czeplak G, D'Agostino V, Josefson W, Maxwell E and Perez R *Techniques for Supplementing Solar Radiation Network Data*. Technical Report, International Energy Agency, # IEA-SHCP-9D-1, Swiss Meteorological Institute, Switzerland. 1992.

12 ANEXO 1 PRODUCCIÓN CIENTÍFICA

- J. ARÁN CARRIÓN, A. ESPÍN ESTRELLA, F. AZNAR DOLS. POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE ANDALUCÍA, Roquetas de Mar Almería-España Oct.2006 CONFERENCIA INTERNACIONAL SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES Y TECNOLOGÍAS DEL AGUA.
- J. ARÁN CARRIÓN, A. ESPIN ESTRELLA, F. AZNAR DOLS and A. RAMOS RIDAO, The electricity production capacity of photovoltaic power plants and the selection of solar energy sites in Andalusia (Spain), Renewable Energy, 12 July 2007.
- J. ARÁN CARRIÓN, A. ESPIN ESTRELLA, F. AZNAR DOLS M. ZAMORANO TORO, M. RODRIGUEZ and A. RAMOS RIDAO, Environmental decision-support systems for evaluating the carrying capacity of land areas: Optimal site selection for grid-connected photovoltaic power plants, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 6 August 2007.
- J. ARÁN CARRIÓN, A. ESPIN ESTRELLA, F. AZNAR DOLS and A. RAMOS RIDAO, Capacidad de producción eléctrica y selección de suelos para centrales Fotovoltaicas conectadas a red en Andalucía (España). XCLEEE - 10th Portuguese-Spanish Congress in Electrical Engineering

