

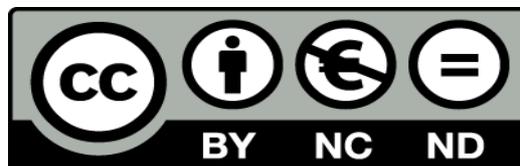


UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

TESIS DOCTORAL

Título
Modelos espaciales para la optimización de trazados de líneas eléctricas mediante sistemas de información geográfica
Autor/es
Eduardo García Garrido
Director/es
Ignacio Juan Ramírez Rosado
Facultad
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Titulación
Departamento
Ingeniería Eléctrica
Curso Académico
2014-2015

Tesis presentada como compendio de publicaciones. La edición en abierto de la misma NO incluye las partes afectadas por cesión de derechos



**Modelos espaciales para la optimización de trazados de líneas eléctricas
mediante sistemas de información geográfica,**

tesis doctoral

de Eduardo García Garrido, dirigida por Ignacio Juan Ramírez Rosado (publicada por la
Universidad de La Rioja), se difunde bajo una Licencia
Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported.
Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los
titulares del copyright.

- © El autor
- © Universidad de La Rioja, Servicio de Publicaciones, 2015
publicaciones.unirioja.es
E-mail: publicaciones@unirioja.es

TESIS DOCTORAL

Modelos espaciales para la optimización de trazados de líneas eléctricas mediante sistemas de información geográfica

Autor: Eduardo García Garrido

Director: Ignacio J. Ramírez Rosado

**UNIVERSIDAD DE LA RIOJA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

2015

A mis padres

A Begoña

A Daniel y Sergio

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi agradecimiento a quienes han hecho posible, con su incondicional apoyo, que esta tesis pueda ser presentada.

En primer lugar al director de esta tesis, el profesor Ignacio J. Ramírez Rosado de la Universidad de Zaragoza, y a mi tutor en la Universidad de La Rioja, el profesor L. Alfredo Fernández Jiménez. Gracias por su valiosa dirección y su paciencia ante mi inconsistencia.

Al profesor Vladimiro Miranda de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Porto, y al profesor Cláudio Monteiro, también de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Porto. Sin sus consejos y gran sabiduría esta tesis no podría haberse llevado a cabo.

A los investigadores del instituto INESC TEC – INESC Tecnología y Ciencia, de Porto, con los que compartí varias estancias.

A mis compañeros y a la vez amigos, del Grupo de Investigación de “Planificación, Operación y Control de Sistemas de Energía Eléctrica”, Alfredo, Pedro Lara, Montse, Enrique, Alberto y en especial a Pedro Zorzano con el que he compartido el interés por los sistemas de información geográfica.

Agradecer a todos mis compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de La Rioja y en especial a Charo por su ánimo constante y su ayuda con los trámites administrativos que siguen los estudios de tercer ciclo.

Por último, agradecer la financiación de los trabajos de investigación vinculados a la tesis, por parte del “Ministerio de Ciencia e Innovación” del Gobierno de España, en el marco del Proyecto de Investigación ENE2009-14582-C02-02; por parte del “Ministerio de Educación y Ciencia” del Gobierno de España, bajo el Proyecto DPI2001-2779-C02-02, y el Proyecto 2FD97-1514; por parte del Gobierno de la Comunidad Autónoma de La Rioja, bajo el Proyecto ANGI2004/02; y por parte de los Fondos FEDER de la Unión Europea. Además quiero remarcar que esta tesis se ha beneficiado de diversas ayudas ATUR (Ayudas para la realización de Tesis de la Universidad de La Rioja).

	<u>Página</u>
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xi
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ARTÍCULOS PUBLICADOS CORRESPONDIENTES A LA TESIS	1
1.2. RESUMEN	2
1.3. OBJETIVOS.....	4
1.4. METODOLOGÍA.....	5
CAPÍTULO 2. UNIDAD TEMÁTICA. PRINCIPALES DESARROLLOS DE LA INVESTIGACIÓN	7
2.1. MODELO ESPACIAL PARA LA OBTENCIÓN DE TRAZADOS ÓPTIMOS DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS	15
2.1.1. Estructuras de datos.....	15
2.1.2. Metodología.....	20
2.2. MODELO ESPACIAL PARA LA OBTENCIÓN DE CORREDORES ECONÓMICOS DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS	29
2.2.1. Metodología.....	29
2.3. MODELO ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE COSTES DE ALIMENTACIÓN A UNA NUEVA DEMANDA, MEDIANTE LA CONSTRUCCIÓN UNA NUEVA LÍNEA ELÉCTRICA. COMPARACIÓN CON LA ALIMENTACIÓN PROCEDENTE DE UNA NUEVA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA AISLADA.....	31
2.3.1. Estructuras de datos.....	32
2.3.2. Metodología.....	35
2.4. MODELO DE AYUDA A LA DECISIÓN PARA LA SELECCIÓN DE TRAZADOS ÓPTIMOS DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS CONSIDERANDO SIMULTÁNEAMENTE CRITERIOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES.	40
2.4.1. Estructuras de datos y nomenclatura.....	42
2.4.2. Metodología.....	44
CAPÍTULO 3. RESULTADOS.....	55
3.1. RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE TRAZADOS ÓPTIMOS Y CORREDORES ECONÓMICOS DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS.....	55
3.1.1. Aplicaciones de la optimización de trazados de líneas eléctricas punto a punto.	55
3.1.2. Aplicaciones de corredores económicos para nuevas líneas eléctricas.....	59
3.2. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE COSTES DE ALIMENTACIÓN A UNA NUEVA DEMANDA, MEDIANTE LA CONSTRUCCIÓN UNA NUEVA LÍNEA ELÉCTRICA. COMPARACIÓN CON LA ALIMENTACIÓN PROCEDENTE DE UNA NUEVA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA AISLADA.....	62

3.3. RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE TRAZADOS ÓPTIMOS Y CORREDORES DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS BASADOS SIMULTÁNEAMENTE EN CRITERIOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES.	66
CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES FINALES	75
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
APÉNDICE I “Powerful planning tools”	83
APÉNDICE II “GIS spatial analysis applied to electric line routing optimization”	93
APÉNDICE III “Compromise seeking for power line path selection based on economic and environmental corridors”	105

LISTA DE FIGURAS

	<u>Página</u>
Figura 1. Ejemplo de malla de celdas del modelo “raster”	8
Figura 2. Georreferenciación del modelo “raster”	8
Figura 3. Ejemplo de composición de capas en un sistema GIS.	10
Figura 4. Ejemplo de modelo de datos “raster”	16
Figura 5. Composición de los costes de cruce del terreno.....	19
Figura 6. Estructura de datos asociada a las uniones.....	21
Figura 7. Estructura radial de enlaces.....	22
Figura 8. Coste mínimo acumulado para cada celda y trazado de coste mínimo, o trazado óptimo, hacia el punto origen.....	28
Figura 9. Esquema del modelo espacial para la obtención de trazados óptimos de nuevas líneas eléctricas.....	28
Figura 10. Cálculo de la ruta.....	30
Figura 11. Conversión de datos vectoriales a datos “raster”	33
Figura 12. Esquema del modelo espacial para determinar valores de <i>LEC</i> de la red eléctrica existente.....	41
Figura 13. Esquema del sistema de ayuda a la decisión.....	45
Figura 14. Mapa de $S_{p,q}$ con valores de pesos $z_{DR} = 0.2$ y $z_{DI} = 0.8$	51
Figura 15. Mapa de $S_{p,q}$ con valores de pesos $z_{DR} = 0.8$ y $z_{DI} = 0.2$	51
Figura 16. Mapa de $S_{p,q}$ con valores de pesos $z_{DR} = 0.4$ y $z_{DI} = 0.6$	52
Figura 17. Coste asociado al cruce de cada celda para una línea aérea de 66kV con conductores ACSR-350.	56
Figura 18. Trazado óptimo de una línea eléctrica aérea de 66 kV con conductores ACSR-350.....	57
Figura 19. Cobertura de costes acumulados para una línea aérea de 66 kV con conductores ACSR-350.	58
Figura 20. Trazado óptimo de una línea eléctrica aérea de 66 kV con conductores ACSR-160.....	58
Figura 21. Cobertura de costes acumulados para una línea de 66 kV con conductores ACSR-160.....	59
Figura 22. Cobertura de costes acumulados para una línea aérea de 66 kV con conductores ACSR-350 y D1 como punto origen.	60
Figura 23. Corredores económicos para nuevas líneas eléctricas aéreas de 66 kV con conductores ACSR-350 entre S1 y D1.	62

Figura 24. Coste incremental acumulado asociado al suministro eléctrico a una nueva demanda.	63
Figura 25. Comparación de tres alternativas para alimentar una demanda eléctrica en una zona de La Rioja.	65
Figura 26. Mapa de atributo agregado T_{Eco} para el grupo con intereses económicos. .	68
Figura 27. Trazados basados en el corredor económico, con el mapa de fondo R'_{Eco} e isocostas de J_{Eco}	68
Figura 28. Mapa de atributo agregado T_{Env} para el grupo medioambiental.	70
Figura 29. Corredor medioambiental R'_{Env}	71
Figura 30. Alternativas de trazado de la línea eléctrica "eficientes" $E_{GWEco,GWEnv}$	72
Figura 31. Alternativas de trazados "eficientes" en función de R'_{Env} y R'_{Eco}	73

LISTA DE TABLAS

Página

Tabla 1. Resultados para el caso de estudio de la Figura 25.....	65
Tabla 2. Características de los trazados alternativos para la construcción de la línea eléctrica.....	73

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Se presenta esta tesis como compendio de publicaciones según la normativa para la defensa de tesis doctoral de la Universidad de La Rioja, aprobada por Consejo de Gobierno de 2 de febrero de 2012, y modificada por el Consejo de Gobierno de 3 de mayo de 2012 y de 8 de octubre de 2013.

En este primer capítulo se presentan las publicaciones que dan lugar al compendio así como un resumen, los objetivos y la metodología utilizada.

El capítulo 2 expone la unidad temática de la tesis y los modelos espaciales creados.

En el capítulo 3 se muestran los principales resultados obtenidos con la aplicación de los modelos desarrollados.

El capítulo 4 presenta las conclusiones finales, a las que sigue una lista de referencias bibliográficas; y los apéndices recogen copias de los trabajos publicados.

1.1. ARTÍCULOS PUBLICADOS CORRESPONDIENTES A LA TESIS

El mencionado compendio de publicaciones está constituido por tres artículos científico-técnicos, publicados en revistas indexadas en bases de datos internacionales, con factor de impacto en áreas temáticas relacionadas con la Ingeniería Eléctrica, las redes eléctricas y la planificación energética.

El primer artículo fue publicado por *Power & Energy Society* del IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), en la revista *IEEE Power & Energy Magazine*, que actualmente está indexada en los *Journal Citation Reports* de Thomson-Reuters (JCR). Asimismo, dicha revista se encuentra además indexada en el *Scimago Journal Rank* (SJR) de Elsevier.

El segundo artículo fue publicado por *Power & Energy Society* del IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), en la revista *IEEE Transactions on Power Delivery*, también indexada en los *Journal Citation Reports* (JCR). Igualmente

dicha revista se encuentra además indexada en el *Scimago Journal Rank* (SJR) de Elsevier.

El tercer artículo fue publicado por *Power & Energy Society* del IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), en la revista *IEEE Transactions on Power Systems*, indexada en los *Journal Citation Reports* (JCR). También dicha revista se encuentra además indexada en el *Scimago Journal Rank* (SJR) de Elsevier.

Seguidamente se indican los artículos publicados.

1. Ramírez-Rosado, I.J., Fernández-Jiménez, L.A., Monteiro, C., Miranda, V., García-Garrido, E., Zorzano-Santamaría, P.J.; “Powerful planning tools”; *IEEE Power & Energy Magazine*; Vol.3/nº2, pp. 56-63 (03/2005).
2. Monteiro, C.; Ramirez-Rosado, I.J.; Miranda, V.; Zorzano-Santamaria, P.J.; Garcia-Garrido, E.; Fernandez-Jimenez, L.A.; “GIS spatial analysis applied to electric line routing optimization”; *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol.20/nº2, pp. 934-942 (04/2005).
3. Monteiro, C.; Miranda, V.; Ramirez-Rosado, I.J.; Zorzano-Santamaria, P.J.; Garcia-Garrido, E.; Fernandez-Jimenez, L.A.; “Compromise seeking for power line path selection based on economic and environmental corridors”; *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol.20/nº03, pp. 1422-1430 (08/2005).

1.2. RESUMEN

En este trabajo de investigación se presentan distintos modelos espaciales, principalmente dedicados a la optimización de trazados de líneas eléctricas de alta tensión, utilizando Sistemas de Información Geográfica (GIS).

Los modelos desarrollados se han implementado sobre un sistema GIS que permite utilizar variedad de estructuras de datos para almacenar, analizar, calcular y presentar resultados, adaptándose a las características geoespaciales de la optimización del trazado de líneas.

En primer lugar se desarrolla un nuevo modelo espacial de optimización, basado en un algoritmo iterativo mediante programación dinámica sobre un sistema GIS, para

obtener automáticamente el trazado óptimo de construcción de una nueva línea eléctrica, que corresponde al mínimo coste económico global de la misma, con objeto de conectar un punto origen con un punto destino en el área geográfica en estudio. El modelo evalúa detalladamente los componentes de los costes económicos de la línea, considerando diferentes aspectos geográficos del área que afectan a la construcción de la línea.

Así mismo se desarrolla otro modelo espacial, integrando una nueva formulación “bidireccional” desde el punto origen al punto destino, que permite determinar el corredor económico, (zona geográfica relativamente cercana al trazado óptimo de la línea), donde el coste económico de construcción de la nueva línea eléctrica es menor que un valor de coste previamente especificado. La diferencia entre el coste de una línea perteneciente al corredor económico y el coste asociado al trazado óptimo ofrece una medida de la “lejanía” de aquella línea respecto al trazado óptimo. Un corredor económico incluye diversas alternativas del trazado de la nueva línea. Adicionalmente se puede llegar a analizar la sensibilidad de los costes y de las alternativas del trazado de la nueva línea respecto a las características geográficas de la zona.

Posteriormente se desarrolla un modelo espacial, sobre un sistema GIS, que obtiene el coste incremental acumulado para suministro eléctrico a una nueva demanda, situada en cualquier lugar de una zona geográfica, mediante la construcción de una nueva línea eléctrica sobre su trazado óptimo hasta la red eléctrica existente. Dicho modelo determina además el valor del “coste nivelado de electricidad”, *LEC*, correspondiente a dicho coste incremental; y permite compararlo con el valor *LEC* correspondiente al suministro eléctrico desde una nueva instalación de generación distribuida (DG) aislada de la red. Esto determina las superficies en las que el suministro eléctrico mediante una nueva línea, alimentada desde esa red existente, resulta económicamente preferible frente al suministro desde una nueva instalación DG aislada.

Por último se desarrolla un novedoso sistema de ayuda a la decisión (DAS) multicriterio, con objeto de obtener trazados “eficientes”, (según el criterio de optimalidad de Pareto), para la construcción de una nueva línea eléctrica, considerando simultáneamente diversos intereses socioeconómicos de los grupos implicados en la planificación de esa línea, como pueden ser compañías eléctricas y grupos medioambientales. En base al corredor económico y al corredor medioambiental de la línea eléctrica, (que representan aquellos intereses socioeconómicos), el sistema DAS obtiene, usando un algoritmo geoespacial de programación dinámica, un número

acotado de trazados “eficientes”, de entre un gran número de posibles trazados, desde un punto origen hasta un punto destino. Estos trazados “eficientes” atienden satisfactoriamente a los intereses de los grupos. Después, éstos inician un proceso de negociación, que conlleva el análisis visual de los trazados “eficientes” para llegar a seleccionar consensuadamente el trazado final de construcción de la línea.

Los modelos espaciales desarrollados se han aplicado satisfactoriamente a casos de estudio de trazados óptimos de líneas eléctricas de alta tensión en La Rioja.

Aunque dichos modelos se han utilizado en el trazado óptimo de líneas aéreas, son igualmente aplicables al de líneas eléctricas de cable aislado, o incluso al trazado óptimo de conducciones de gas.

Los modelos y resultados obtenidos en este trabajo de investigación se recogen en los artículos científicos que forman el compendio de publicaciones.

1.3. OBJETIVOS

Los objetivos establecidos en el trabajo de investigación son los siguientes:

1. Crear un modelo espacial, utilizando un algoritmo adecuado de optimización en un sistema GIS, para obtener el trazado óptimo de instalación de una nueva línea eléctrica, considerando detalladamente costes económicos tanto geográficos como no geográficos. Dicho modelo debe obtener automáticamente el trazado económicamente óptimo de una nueva línea eléctrica, desde el punto origen hasta el punto destino de esa línea, teniendo en cuenta las características geográficas de la zona que será atravesada por dicha línea.
2. Desarrollar un modelo espacial en un sistema GIS para determinar el corredor económico, (zona geográfica relativamente cercana al trazado óptimo de la línea), donde el coste económico asociado a la construcción de una nueva línea, entre el punto origen y el punto destino, sea menor que un valor económico previamente establecido.
3. Crear un modelo espacial para el cálculo del coste incremental acumulado asociado al suministro eléctrico de una nueva demanda, mediante la construcción de una nueva línea sobre su trazado óptimo hasta la red eléctrica

existente. El objetivo es la obtención, en cada localización, del valor del correspondiente “coste nivelado de la electricidad”, *LEC*, asociado al suministro eléctrico desde la nueva línea, (alimentada por la red eléctrica), para poder comparar dicho valor con el valor de *LEC* del suministro eléctrico, (en esa misma localización geográfica), desde una nueva instalación de generación distribuida aislada de aquella red eléctrica.

4. Desarrollar un modelo espacial de ayuda a la decisión, (sistema de ayuda a la decisión), para facilitar la obtención del trazado idóneo de una nueva línea, de forma consensuada entre grupos implicados en su planificación (grupo económico y grupo medioambiental), con diferentes intereses socioeconómicos. El objetivo central de este modelo es la creación, con algoritmos adecuados de optimización, del corredor económico y del corredor medioambiental de la nueva línea eléctrica, que representan las preferencias de los grupos, así como la obtención de un conjunto de trazados “eficientes”, con el criterio de optimalidad de Pareto. Después los grupos negociarán consensuadamente el trazado “eficiente” final de la nueva línea eléctrica, seleccionando uno de los trazados “eficientes” alcanzados por el sistema de ayuda a la decisión.

1.4. METODOLOGÍA

La metodología que se ha seguido, para alcanzar los objetivos propuestos, se presenta a continuación.

1. Revisión bibliográfica¹ de modelos, técnicas y aplicaciones de geocomputación utilizando Sistemas de Información Geográfica.
2. Revisión bibliográfica de modelos de cálculo óptimo automático de trazados y corredores geográficos de nuevas líneas eléctricas.
3. Revisión bibliográfica de modelos de evaluación de costes económicos asociados a la alimentación de un nuevo consumo eléctrico desde una red eléctrica existente.
4. Revisión bibliográfica de modelos, con inclusión de criterios medioambientales,

¹ Cada una de las revisiones bibliográficas están referidas a cada uno de los años en que se publicaron los correspondientes artículos que constituyen el compendio de publicaciones.

y de sistemas de ayuda a la decisión para estudios de optimización de trazados de nuevas líneas eléctricas.

5. Creación e implementación de un modelo espacial en un sistema GIS para la obtención del trazado económicamente óptimo de construcción de una nueva línea eléctrica.
6. Creación e implementación de un modelo espacial en un sistema GIS para la determinación de zonas geográficas, (corredor económico), donde el coste asociado al trazado óptimo de una nueva línea eléctrica, para conectar un punto geográfico inicial y uno final, sea menor que un valor económico previamente establecido.
7. Creación e implementación de un modelo espacial en un sistema GIS que obtenga el coste incremental acumulado para el suministro eléctrico a una nueva demanda, mediante la construcción de una nueva línea eléctrica sobre su trazado óptimo hasta la red eléctrica existente. El modelo determinará el correspondiente valor del “coste nivelado de la electricidad”, *LEC*, permitiendo su comparación con el valor de *LEC* de una nueva instalación DG, aislada de dicha red, que alimente a aquella demanda.
8. Creación e implementación de un sistema de ayuda a la decisión en un sistema GIS para el trazado idóneo de una nueva línea eléctrica, (basado en la creación de su corredor económico, de su corredor medioambiental y en la obtención de trazados “eficientes”), con objeto de considerar simultáneamente los diferentes intereses socioeconómicos de los grupos económico y medioambiental implicados en su planificación.

CAPÍTULO 2. UNIDAD TEMÁTICA. PRINCIPALES DESARROLLOS DE LA INVESTIGACIÓN

Los procesos tecnológicos e industriales están significativamente relacionados con el incremento de la energía consumida. El incremento de la energía eléctrica demandada puede ser satisfecho mediante la instalación de nuevas líneas eléctricas, así como con la construcción de nuevas instalaciones de generación eléctrica. En este sentido, la construcción de plantas de generación de pequeña o mediana potencia cerca de las demandas eléctricas, puede mejorar, en ocasiones, la eficiencia del sistema de suministro eléctrico [1]. La planificación de estas nuevas infraestructuras eléctricas debe contemplar aspectos tanto técnicos como medioambientales, para conseguir una solución técnica y medioambientalmente óptima [2-4]. La localización de las infraestructuras eléctricas existentes, de la demanda eléctrica y de los recursos renovables, y sus costes asociados son elementos que tienen una fuerte dependencia geográfica y afectan significativamente la planificación. Por ello, el desarrollo de modelos de análisis espacial, implementados sobre un Sistema de Información Geográfica (GIS), son adecuados para conseguir soluciones satisfactorias de planificación [5-7].

Los sistemas GIS no sólo son sistemas de diseño informático que producen mapas geográficos, sino que además son realmente herramientas de análisis geográfico. Los sistemas GIS se pueden definir como un conjunto de hardware, software, bases de datos y procesos diseñados para preprocesar, analizar y visualizar datos localizados geográficamente.

Una de las prestaciones de los sistemas GIS es su capacidad de manejar información de muy diversos orígenes y formatos. Los datos pueden encontrarse en forma de mapas, fotografías, imágenes de satélite, tablas, registros de datos históricos, u otros formatos, correspondiendo estos datos a diferentes áreas territoriales, infraestructuras, sistemas energéticos o restricciones medioambientales.

Los sistemas GIS manipulan datos en formato digital. Muchas veces es necesario recopilar los datos y digitalizarlos en el formato más adecuado a nuestros estudios. Los modelos digitales soportados por los sistemas GIS son el modelo de celdas (o “raster”), el modelo vectorial y el modelo de superficie.

El modelo “raster” divide el área de estudio en una malla regular de celdas, donde cada celda contiene un valor y una posición geográfica. Cada valor contenido en la celda corresponde a alguna de las variables de interés del estudio. En la Figura 1 se muestra un ejemplo del modelo “raster”.

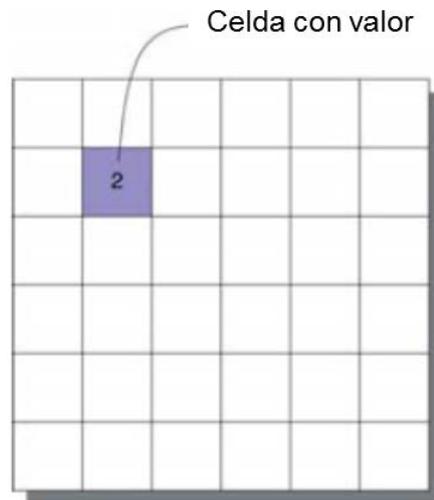


Figura 1. Ejemplo de malla de celdas del modelo “raster”.

Cada celda está georreferenciada a través de un sistema de coordenadas, usando distancias reales en función del tamaño de celdas y localizaciones reales con respecto a un punto de referencia de la malla completa. Esta georreferenciación se ilustra en la Figura 2.

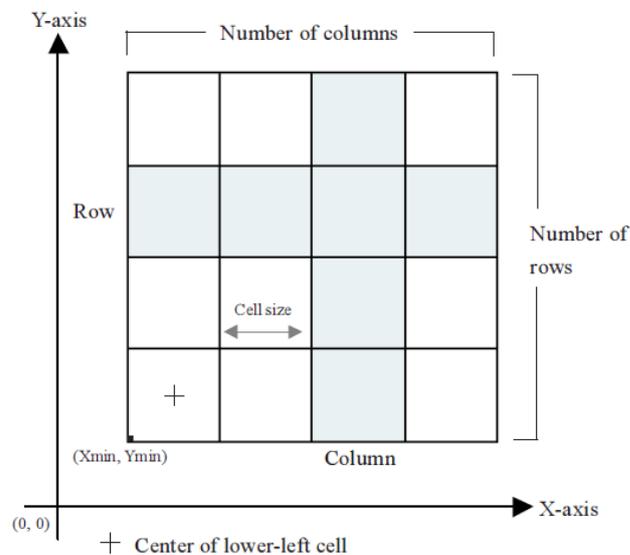


Figura 2. Georreferenciación del modelo “raster”.

Cada conjunto de celdas y el correspondiente conjunto de valores asociados a una variable de análisis constituye una capa; y un conjunto de capas constituye una base de datos GIS, en la que cada capa representa una de las diferentes variables (usos del suelo, elevación, velocidad de viento, y otras.). En el modelo de datos “raster” se pueden realizar diferentes operaciones entre celdas de una misma capa, u operaciones entre capas con celdas que ocupan la misma posición espacial.

Además, con el modelo de datos “raster”, una secuencia de operaciones para una localización puede ser aplicada a grandes zonas geográficas, trabajando con mapas en lugar de trabajar con variables para una localización geográfica singular.

En los sistemas GIS, los modelos de datos vectoriales son usados para almacenar y operar sobre elementos geográficos bien definidos. Estos elementos suelen ser puntos, líneas y polígonos. Los atributos de estos elementos se almacenan en una base de datos, donde se puede asociar a cada elemento algunos atributos. El modelo de datos vectorial suele ser utilizado para representar elementos geográficos como, carreteras, líneas eléctricas, conducciones de gas, líneas férreas, ríos, infraestructuras de telecomunicación y otros diversos elementos.

El tercer modelo de datos en un sistema GIS es el modelo de datos superficial, que representa la superficie como un conjunto de triángulos irregulares unidos. El modelo de datos de superficie almacena las relaciones topológicas de estos triángulos. Es el modelo más adecuado para representar la forma de la superficie terrestre, particularmente para la representación de modelos de elevación del terreno, (Modelo Digital del Terreno, MDT), y permite, por ejemplo, el cálculo de inclinación de superficies, ángulos de incidencia o zonas de escorrentía superficial.

Claramente los sistemas GIS ofrecen unas estructuras de datos para almacenar y analizar grandes cantidades de información y realizar cálculos geoespaciales para estudios de planificación y, en concreto, para estudios avanzados de trazados óptimos de líneas eléctricas. Con los sistemas GIS se pueden tratar datos referentes a usos del suelo, restricciones ambientales, pendientes del terreno, velocidades de viento, distancias a carreteras, infraestructuras existentes, datos económicos y otros muchos aspectos, en una única base de datos.

La Figura 3 muestra la composición de cuatro capas en un sistema GIS. La primera capa y tercera capa están representadas mediante un modelo de datos “raster”, donde podemos observar diferentes celdas; cada una contiene su propio valor de una

variable de análisis. La segunda capa corresponde a un modelo de datos vectoriales donde cada punto, línea o polígono, puede contener diferentes atributos. La última capa está representada mediante un modelo de datos superficial, donde se puede observar el relieve de un terreno. Todas las capas están georreferenciadas con respecto a un mismo punto geográfico.

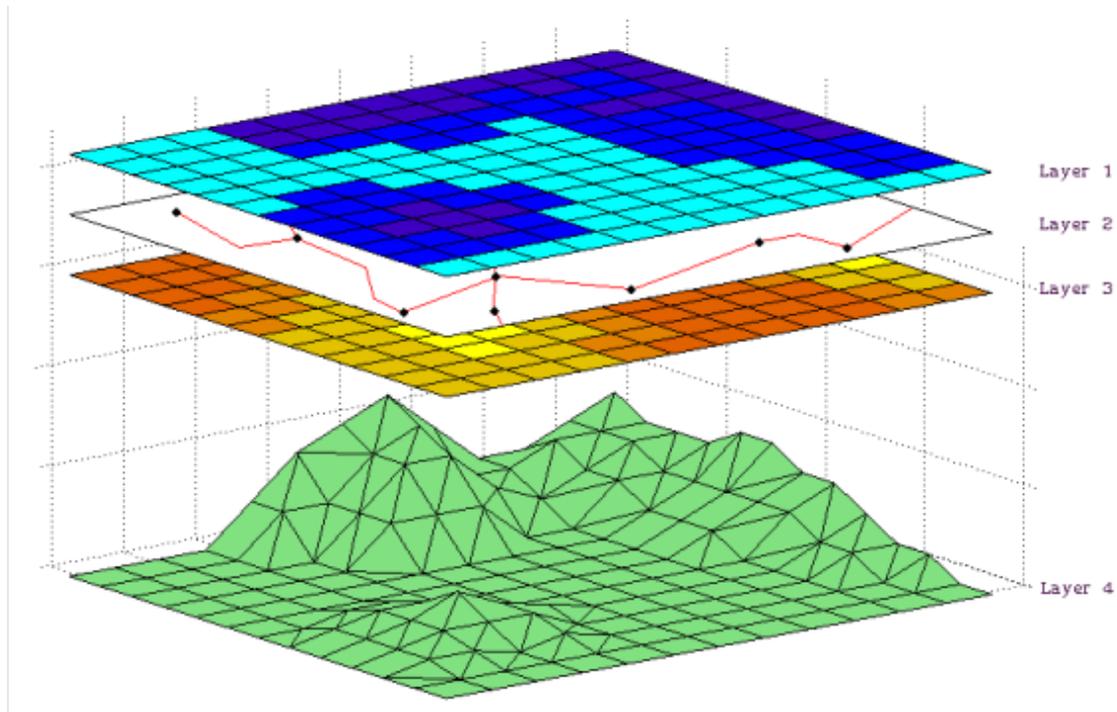


Figura 3. Ejemplo de composición de capas en un sistema GIS.

El modelo “raster” permite la creación de diferentes capas con información de utilidad para los estudios de los trabajos de investigación. Por ejemplo, es posible crear una capa, con un modelo “raster”, donde cada celda contenga el valor del coste medio, por unidad de longitud, de construcción de una nueva línea eléctrica aérea que cruce esa celda en concreto.

Las infraestructuras correspondientes a una red eléctrica existente pueden ser almacenadas en un modelo vectorial o en un modelo “raster”; o incluso se puede convertir un tipo de dato en otro, según convenga.

Las técnicas conocidas como geocomputación permiten tratar cualquier tipo de dato geográfico con modernos métodos de computación, incluso en situaciones de incertidumbre, no linealidad o discontinuidad. Desde el punto de vista de las técnicas de geocomputación, los sistemas GIS pueden ser una herramienta adecuada para avanzados

estudios espaciales de trazados óptimos de líneas eléctricas.

Además, los sistemas GIS ofrecen la posibilidad de crear nuevos modelos, algoritmos y técnicas de simulación que se adapten al problema espacial que se pretende resolver. Así, hemos usado nuevas técnicas de geocomputación para tener en cuenta aspectos técnicos, económicos y medioambientales en el diseño de trazados óptimos de una nueva línea eléctrica. Adicionalmente conviene indicar que otra de las características importantes de los sistemas GIS es su capacidad para presentar los datos y los resultados de forma gráfica.

Por otra parte, el diseño clásico de una nueva línea eléctrica es una actividad costosa que requiere una amplia y detallada información espacial, así como significativas cantidades de horas-hombre de personal cualificado, con experiencia en el tema. Por lo general consta de dos partes: la determinación de un trazado de la línea y el dimensionamiento detallado de todos los elementos de la misma.

La determinación de un trazado de una nueva línea eléctrica debe tener en cuenta los costes económicos, sujeta a condicionantes geográficos, ambientales, sociales y legales. En la elección de un trazado para la nueva línea, el planificador decide la trayectoria geográfica en la que se construirá la línea, teniendo en cuenta las restricciones existentes.

La naturaleza espacial de algunos aspectos del trazado de una línea eléctrica conlleva un compromiso entre la trayectoria más corta, entre un punto geográfico (origen de la línea) y otro (destino de la línea), y las desviaciones (respecto a esa trayectoria) debidas a costes del terreno, obstáculos y otros elementos geográficos. La automatización del proceso de elección del trazado debería considerar un modelo geográfico detallado del terreno y la participación de expertos en el tema, con objeto de reducir tanto el tiempo entre la planificación y el montaje de la línea como el ahorro de esfuerzos en la creación del proyecto [8]. También la automatización del proceso de elección del trazado permite estudiar, en un corto periodo de tiempo, múltiples soluciones y una selección “robusta” de la solución final que tenga en cuenta las incertidumbres en las variables del problema.

El cálculo automático de trazados de una nueva línea eléctrica ha sido un tema de investigación, en el que la mayoría de los esfuerzos han estado orientados a la selección del tamaño de los elementos de la línea; y sólo algunos de los trabajos de investigación, en la literatura internacional, han sido orientados al trazado óptimo de la

línea, teniendo en cuenta las características geográficas reales para la construcción esa nueva línea eléctrica.

En algunas publicaciones, se ha aplicado un sistema GIS para crear un sistema automático de selección de rutas (trayectorias) de líneas subterráneas, en sistemas de distribución de zonas residenciales [8-9]. La selección está basada en el tratamiento de datos geográficos, teniendo en cuenta características geográficas esenciales, pero requiriendo la intervención del usuario de la herramienta para generar y explorar diferentes alternativas en el proceso de selección.

Otras aproximaciones incluyen algoritmos de búsqueda heurística para la optimización de rutas [10], reduciendo el espacio de búsqueda, o automatizando la búsqueda de las trayectorias más cortas para líneas subterráneas de sistemas eléctricos de distribución urbanos [11].

La integración de costes y restricciones medioambientales para líneas de transporte aéreas se presenta en [12], usando imágenes de satélite para identificar áreas con restricciones medioambientales, y asignando diferentes pesos para cuantificar cada restricción. Las trayectorias para la línea eléctrica, en este caso, son seleccionadas de acuerdo a la longitud más corta y al menor impacto (peso) de las mismas, de entre sólo algunas posibles alternativas iniciales.

Un sistema de selección automática de trayectorias para redes de distribución en zonas rurales se describe en [13], donde el área estudiada para instalar nuevas líneas eléctricas se divide en deferentes regiones de costes, de acuerdo a la dificultad de instalarlas en cada una de esas regiones. Los obstáculos o regiones con altas restricciones para la construcción de nuevas líneas eléctricas son tratados como zonas de costes infinitos. Otro trabajo que utiliza la misma metodología, pero aplicando un sistema GIS, se describe en [14].

En los primeros trabajos de selección automática de trazados de líneas eléctricas utilizando sistemas de información geográfica, se utilizó el formato de datos vectorial para la representación de los datos geográficos. Así los obstáculos, las diferentes regiones o las infraestructuras existentes fueron representadas como líneas y polígonos [14].

Una aproximación diferente, basada en la representación de datos geográficos en formatos de celdas (“raster”), se expone en [15] para la planificación de sistemas de

distribución, pero el problema de la selección de trazados es ignorado. En el formato “raster”, como ya se ha comentado, el área bajo estudio está formada por una malla (matriz) de celdas, en la que cada celda contiene un valor y una posición geográfica.

En otros trabajos el problema de la optimización, en la selección del trazado, está definido como una función objetivo a optimizar, pero sin usar una estructura de datos específica. En [16] el criterio de selección del trazado para una nueva línea subterránea es una función llamada índice de impedancia, correspondiente a valores de longitud con diferente peso para las trayectorias propuestas a lo largo de las calles, dependiendo de las características de cada segmento de la trayectoria. En [17] la función objetivo representa los costes (operación e instalación) de las trayectorias consideradas del sistema de distribución, pero no se usa un sistema GIS real; y los costes de terreno y las trayectorias no están representados con detalle.

La construcción de nuevas infraestructuras eléctricas, (por ejemplo, líneas eléctricas de alta tensión), constituye un problema técnico, económico y social. Los acuerdos entre grupos involucrados en la planificación de nuevas líneas eléctricas están sujetos a sus propios intereses. Por ejemplo, las compañías eléctricas pueden seleccionar el trazado cuyos costes económicos sean mínimos, mientras que dicho trazado puede ser considerado inaceptable por motivos de impacto medioambiental, desde el punto de vista de otros grupos como los medioambientales. La capacidad que tienen los sistemas GIS para integrar información de varios tipos les convierte en sistemas informáticos idóneos, a la hora de contemplar diferentes intereses de grupos económicos y grupos medioambientales, en los procesos de trazados óptimos de una nueva línea eléctrica. Así, diferentes escenarios económicos y/o medioambientales pueden ser estudiados con los sistemas GIS, y representados gráficamente, para encontrar soluciones de consenso entre los grupos.

Para resolver problemas de planificación de sistemas eléctricos, en los cuales intervienen aspectos que tienen que ver con la localización espacial geográfica, los sistemas GIS se presentan como una opción satisfactoria. Algunos de estos problemas, que han sido tratados con sistemas GIS, son los siguientes: la previsión espacial de localización de nuevas cargas (demandas) [18], la gestión de cargas en centros de transformación [19], la selección del trazado de cables subterráneos para redes de distribución urbanas [20], la optimización de redes de distribución utilizando programación dinámica espacial [21-22], y la planificación de la distribución incluyendo localización óptima de subestaciones [23].

En estos problemas de planificación de sistemas de energía eléctrica, los factores medioambientales suelen ser incluidos en el proceso de optimización como restricciones [24]. Sólo unos pocos modelos incluyen criterios medioambientales en la optimización de trazados de nuevas líneas eléctricas [25], pero utilizando únicamente información proporcionada por los expertos, en una primera etapa de los procesos de planificación, con el objetivo de seleccionar una serie de trazados de consenso entre los diferentes grupos, estudiando exclusivamente aquellos con más probabilidad de ser aceptados.

Diversos sistemas de decisión multicriterio han sido propuestos, con diferentes aproximaciones, como herramientas para la planificación de energías renovables y para la localización de instalaciones de generación distribuida [26-28].

En [29] se trabaja con corredores económicos mediante un sistema GIS y aproximaciones multicriterio aplicadas a infraestructuras “lineales”, (parte de la autopista entre Lyon y Narbonne, en Francia). Se utiliza una optimización económica del trazado de la infraestructura y un criterio medioambiental para ese trazado. Las soluciones de compromiso entre intereses medioambientales y económicos se determinan mediante un análisis a posteriori, basado en ELECTRE III [30] y en técnicas de análisis de decisión multicriterio (MCDA). La obtención de la trayectoria óptima y la inclusión de múltiples criterios en la optimización son llevadas a cabo de forma separada, es decir, la metodología ayuda a seleccionar, considerando varios criterios, una trayectoria de entre un conjunto de trayectorias económicamente satisfactorias, pero no encuentra directamente un trazado “eficiente” con el criterio de optimalidad de Pareto.

Como se ha dicho, los modelos espaciales del presente trabajo de investigación utilizan prestaciones de los sistemas GIS para determinar el trazado óptimo de una nueva línea eléctrica, tanto desde el punto de vista económico como del medioambiental.

En este contexto, en primer lugar se han desarrollado modelos espaciales para la obtención del trazado económicamente óptimo y la creación de corredores económicos de una nueva línea eléctrica. En estos modelos se representan detalladamente los diversos componentes del coste de la línea, entre el punto origen y el punto destino de la misma, teniendo en cuenta los aspectos geográficos de la zona en la que se construirá la línea. Un corredor económico corresponde a un área, entre el origen y el destino, en la que el coste económico de cualquier trazado idóneo de la nueva línea resulta ser inferior a un valor de coste previamente especificado. La diferencia entre el coste de una línea

perteneciente al corredor económico y el coste de la línea correspondiente al trazado óptimo, puede considerarse como una medida del “alejamiento geográfico” (“desviación”) de aquella línea respecto a esta última; ello da idea de su “lejanía/cercanía” al trazado óptimo.

Posteriormente se ha elaborado un modelo para determinar el coste incremental acumulado para una nueva demanda, mediante la construcción de una nueva línea sobre su trazado óptimo hasta la red eléctrica existente; y obtener, en cada localización de una zona geográfica, el valor del “coste nivelado de electricidad”, *LEC*, asociado a la alimentación de esa demanda con la nueva línea desde aquella red. Así se pueden determinar las localizaciones geográficas donde ese valor del *LEC* resulta más “competitivo” (más reducido), respecto al valor del *LEC* asociado (en dichas localizaciones) a una nueva instalación de generación distribuida (eólica, solar, o de otro tipo), aislada de aquella red eléctrica.

Y finalmente se han creado modelos espaciales de ayuda a la decisión multicriterio para determinar los trazados “eficientes” (con el criterio de optimalidad de Pareto), de una nueva línea eléctrica, teniendo en cuenta simultáneamente objetivos económicos y medioambientales de los grupos participantes en la selección del trazado final. Así, los modelos creados permiten obtener los corredores (económico y medioambiental) de una nueva línea eléctrica, según criterios económicos y medioambientales, para la construcción de la misma; y obtener los trazados “eficientes”, de entre los que se elegirá consensuadamente el definitivo, mediante un proceso posterior de negociación entre los grupos.

2.1. MODELO ESPACIAL PARA LA OBTENCIÓN DE TRAZADOS ÓPTIMOS DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS

Se presenta en este apartado el modelo espacial de optimización para determinar el trazado económicamente óptimo de construcción de una nueva línea eléctrica, entre dos puntos geográficos. Dicho modelo es implementado en un GIS, utilizando estructuras de datos en formato “raster” y un algoritmo de programación dinámica como técnica de optimización.

2.1.1. Estructuras de datos.

El análisis espacial en un sistema GIS está diseñado para trabajar con modelos

de datos “raster” (mallas de celdas), en lugar de con estructuras de datos vectoriales (líneas y nodos) [31]. Los modelos de datos “raster” y el análisis espacial resultan adecuados al problema del trazado de nuevas líneas eléctricas, donde los datos de información del terreno, (pendientes, tipos de suelo, costes del terreno, obstáculos), no están asociados con nodos y líneas geométricas, sino con pequeñas áreas representadas mediante polígonos o celdas rectangulares. El uso de estructuras de datos “raster” permite, además, la optimización del trazado para la construcción de la nueva línea eléctrica a través de toda la superficie de análisis.

La Figura 4 muestra un ejemplo de modelo de datos “raster” (estructura de malla de celdas) de una cobertura geográfica, donde se puede observar la resolución r , una celda genérica p_k y sus 8 celdas adyacentes p_{k-1} . Cada celda está georreferenciada y contiene un valor de interés.

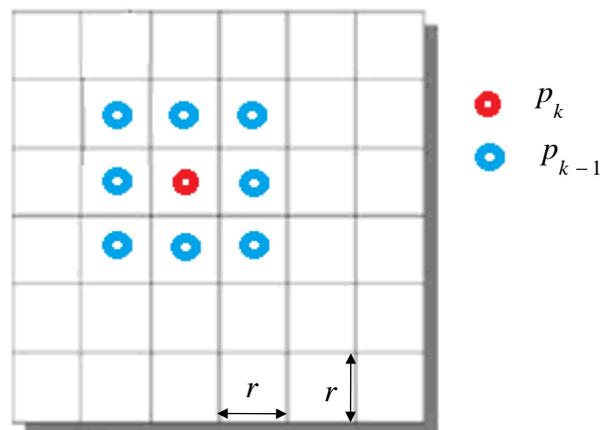


Figura 4. Ejemplo de modelo de datos “raster”.

El detalle del análisis geoespacial depende del tamaño de la celda elemental utilizada (resolución). Con la estructura de datos “raster” definida, el análisis espacial está basado en operaciones con matrices, donde cada matriz corresponde con una cobertura geográfica, (costes de terreno, pendientes, tipos de suelo, y otros aspectos); y la información numérica de cada elemento de la matriz está asociada a su localización, (costes de atravesar esa localización con una nueva línea, potencia media de la demanda situada en ese punto y otros aspectos cuantitativos).

En los modelos espaciales desarrollados, todos los costes se asocian a una superficie de terreno. Si se utilizan resoluciones bajas, (por ejemplo celdas de 1x1 km, esto es, 1 km de resolución), los costes de construcción de nuevas líneas aéreas, incluyendo conductores, aisladores y estructuras de soporte (torres), están asociados con

el área de una celda sin especificar la localización exacta de las torres que soportan la línea. Este concepto simplifica los procesos de obtención del trazado, suponiendo que aproximadamente el coste de la línea aérea está uniformemente distribuido a lo largo del trayecto (coste por kilómetro). Se deben considerar costes adicionales cuando aparecen situaciones especiales en la localización de la celda; (por ejemplo, el cruce con una carretera o un río tiene asociado unos costes añadidos).

Otro componente importante de los costes (por km) para la construcción de nuevas líneas es el relativo al equipamiento de la línea, (por ejemplo, tipos de conductor a emplear), que es independiente de las características geográficas. Este componente de coste no geográfico *NGC* está asociado a la línea eléctrica que cruza las celdas adyacentes (p_k y p_{k-1}) y determinaría un trazado en línea recta.

Los costes de instalación de nuevas líneas eléctricas, que dependen de la geografía, se describen a continuación:

- a. Costes de “accesibilidad”. Se representan mediante una cobertura de celdas con costes para el transporte, la instalación y el mantenimiento de los equipos. Para su cálculo se utilizan las coberturas de las vías de comunicación existentes en la zona.
- b. Costes debidos a algunas “características específicas” del área geográfica a estudiar. Son costes basados en tipos de suelo, uso del suelo, coberturas de vegetación, zonas urbanas, áreas de alta contaminación, áreas con alto impacto ambiental y otras. Por ejemplo, las coberturas de vegetación pueden dar información de costes de instalación y mantenimiento adicionales debidos a podas. Además, las restricciones medioambientales se pueden considerar como un coste extremadamente alto para localizaciones donde se considere imposible la construcción de líneas eléctricas por motivos medioambientales, o aportar mapas de costes de sustitución de una línea aérea por una de cable aislado. También las coberturas de tipo de suelo pueden aportar mapas de costes de cimentación para diferentes torres de líneas eléctricas aéreas.
- c. Costes debidos a la “complejidad del terreno”. Se necesitan coberturas en formato “raster”, con costes asociados a pendientes medias del terreno obtenidas mediante análisis espacial.
- d. Costes debidos a “velocidades de viento”. Son necesarios mapas de velocidades

de viento, para obtener una cobertura de costes asociada al “refuerzo de torres” con objeto de soportar dichas velocidades. Cuanto mayor es la velocidad del viento, mayor son los costes asociados a las torres que soportan los esfuerzos mecánicos.

- e. Costes de “altitud”. La altitud define diferentes niveles de formación de hielo y, por tanto, diferentes niveles de esfuerzos que deben soportar las torres, lo que implica un sobrecoste. Además, las zonas altas de las montañas son también localizaciones con mayores costes asociados a inversiones de equipamiento de protección frente a descargas atmosféricas, ya que son zonas con mayor probabilidad de caída de rayos.
- f. Costes debidos a “obstáculos”. Elementos como las carreteras, ferrocarriles, ríos, o infraestructuras de telecomunicación pueden ser obstáculos para el trazado de líneas eléctricas. Los costes asociados al cruce de una línea eléctrica con estos elementos en una celda se representan como parte de sus costes geográficos. La proximidad a otros obstáculos geográficos implica costes adicionales relativos a la señalización de la línea, (por ejemplo, cerca de aeropuertos), o incrementa los costes de cruce de obstáculos (por ejemplo, lagos).

Los costes geográficos conducen a trazados que no siguen una trayectoria recta y, consecuentemente, a costes debidos a los apoyos de ángulo necesarios que son tenidos en cuenta en el modelo desarrollado.

La composición de todos estos costes da lugar a una cobertura (malla de celdas) de costes de cruce del terreno. Cada celda de esta cobertura contiene el coste geográfico de atravesar dicha celda en el trazado de la línea. En la Figura 5 se presenta de forma esquemática la composición de estos costes.

Los datos de entrada, para el modelo espacial de cálculo óptimo del trazado de una línea eléctrica, son los indicados seguidamente:

- Información asociada al punto de partida (punto origen) de la nueva línea eléctrica (de conexión a la red existente), describiendo su localización y el coste $g_0(p_0)$ desde la celda origen p_0 .
- Costes $c_{p_k}^{TCC}$ de cruce de la nueva línea eléctrica a través de una celda

elemental p_k , donde se incluyen la mayoría de los costes geográficos comentados anteriormente (costes de cruce del terreno).

- Costes de cambio de dirección $c_{p_k, p_{k-1}, p_{k-2}}^{DCC}$ almacenados en una cobertura geográfica de celdas, que contiene información sobre los costes de los cambios de dirección de la nueva línea eléctrica en una celda particular p_{k-1} , entre las celdas p_k y p_{k-2} .

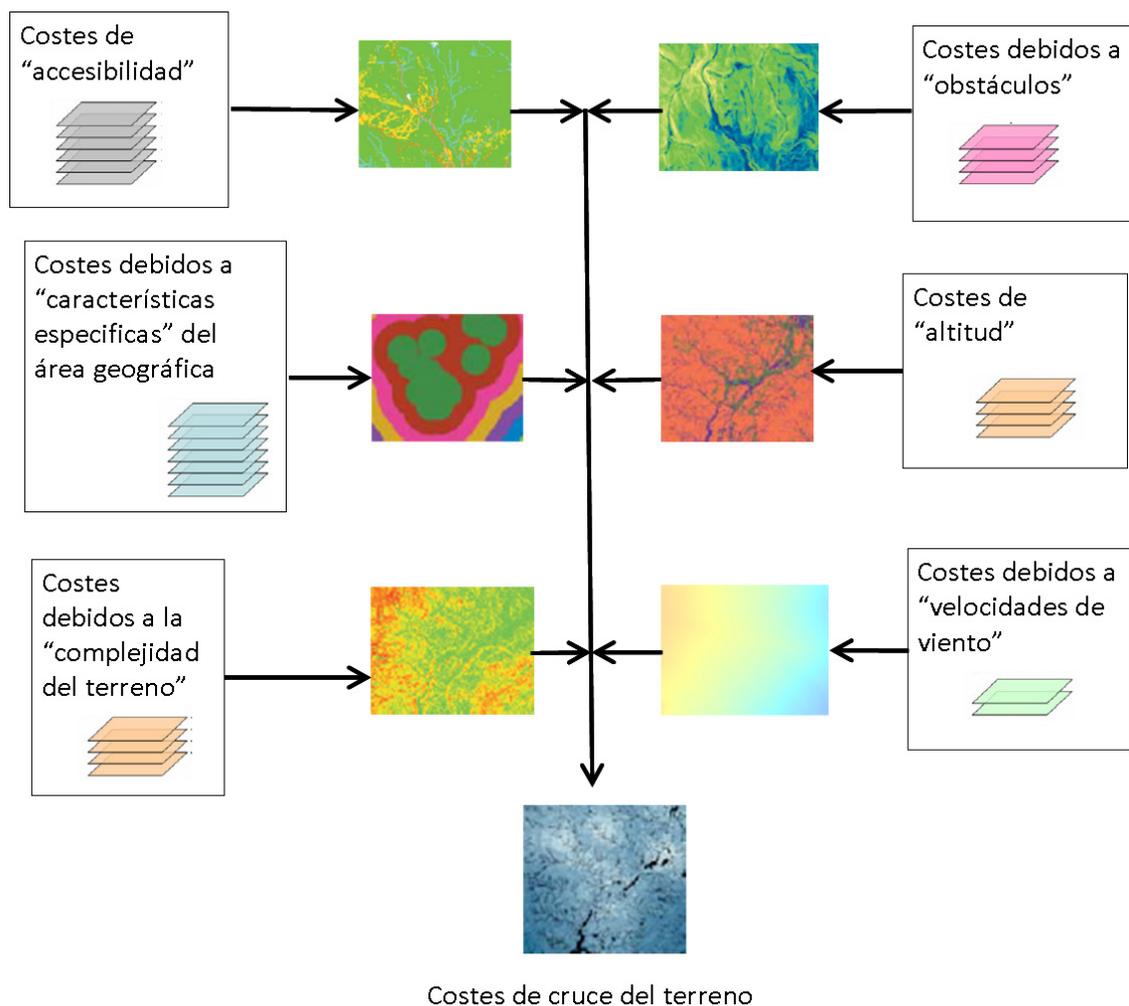


Figura 5. Composición de los costes de cruce del terreno.

- Modelo digital del terreno (MDT) para la evaluación del coste asociado a las pendientes locales del terreno $S_{p_k, p_{k-1}}$ entre celdas vecinas p_k y p_{k-1} . Al cruzar la misma celda p_k (en diferentes direcciones), hacia diferentes celdas

vecinas p_{k-1} , pueden resultar diferentes costes $c_{p_k, p_{k-1}}^{SC}$ debidos a la pendiente.

- Costes no geográficos $c_{p_k}^{NGC}$.

2.1.2. Metodología.

Se describe aquí la metodología espacial desarrollada para la selección del trazado óptimo (de coste mínimo) de una línea eléctrica, utilizando programación dinámica, como técnica de optimización, y tomando como dato de partida el punto origen de la nueva línea. El algoritmo de programación dinámica desarrollado se ha implementado en un sistema de información geográfica (GIS).

La programación dinámica (DP) es adecuada para las estructuras “raster” de datos de GIS. En la programación dinámica [32], el trazado está formado por un conjunto de celdas elementales unidas a celdas vecinas en un orden determinado (etapa). Cada celda contiene los costes de transición acumulados entre el origen del trazado y esa celda, en un “estado” particular del proceso de cálculo: el trazado óptimo entre dos localizaciones (política de decisión óptima) es la agregación secuencial óptima de los costes elementales de transición, (política de decisión óptima que conduce a un nuevo estado siguiente), entre celdas vecinas desde el origen hasta el final del trazado.

El principio de optimalidad de Bellman establece que una política óptima debe contener sólo subpolíticas óptimas; y cada subpolítica óptima es independiente de subpolíticas óptimas pasadas. Es decir, “cualquier subsecuencia de decisiones de una secuencia óptima de decisiones que resuelve un problema, también debe ser óptima respecto al subproblema que resuelve.” Así, la programación dinámica implica descomponer un problema complejo en subproblemas simples. El proceso de optimización puede ser llevado a cabo sistemáticamente, mediante optimizaciones recursivas de los subproblemas en un proceso iterativo.

Las sucesivas series de celdas en la estructura “raster” representan los “estados” de programación dinámica; y la minimización de los costes de transición acumulados entre dos celdas consecutivas constituye el subproblema de optimización. El proceso de cálculo selecciona los “estados” consecutivos, eligiendo las uniones de celdas que llevan al mínimo coste de transición acumulado para cada “estado” en este proceso.

Primero se define un espacio discreto bidimensional que representa la cobertura geográfica GIS, $\Omega = \{(x, y) : x = 0, \dots, H; y = 0, \dots, V\}$, donde (x, y) corresponde a la celda elemental (localización geográfica), que puede ser un “vértice” de un trazado.

El conjunto $P = \{p_0, \dots, p_k, \dots, p_K\} = \{(x_0, y_0), \dots, (x_k, y_k), \dots, (x_K, y_K)\}$ = segmentos $\{l_1, \dots, l_k, \dots, l_K\}$ es el trazado geográfico compuesto por $K + 1$ vértices.

Cada vértice es una celda con coordenadas (x_k, y_k) en el espacio bidimensional Ω . El conjunto de vértices crea un trazado siguiendo una secuencia de K estados. Los segmentos l_k de la línea son las uniones entre los vértices p_{k-1} y p_k . Los estados adyacentes deben estar necesariamente asociados a celdas vecinas en el espacio Ω . Así el espacio Ω está organizado como una matriz rectangular, en la que cada celda puede ser unida a sus 8 celdas vecinas $\Omega_{p_k}^{1..8}$ como aparece en la Figura 6.

En el proceso de cálculo, las uniones que producen el trazado óptimo (de costes mínimos acumulados, que unen cada celda con su origen), se guardan en una cobertura (malla de celdas) de direcciones, mediante un código (numérico) en cada celda, con información de cómo moverse a través del trazado hacia su origen.

El código se asocia a la correspondiente dirección geográfica, (oeste, noroeste, norte, noreste, este, sureste, sur y suroeste), que define el movimiento desde uno de los ocho vértices p_{k-1} hacia el vértice p_k , según la siguiente codificación $\{(1,2,3,4,5,6,7,8) = (O, NO, N, NE, E, SE, S, SW)\}$, como se muestra en la Figura 6 y en la Figura 7. Cada celda origen tiene asociado el código cero.

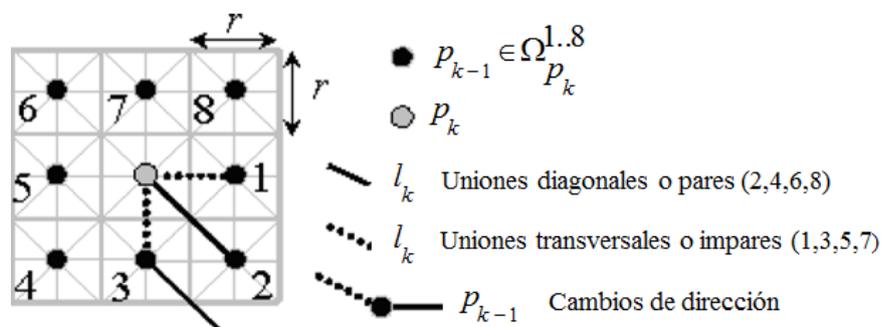


Figura 6. Estructura de datos asociada a las uniones.

Los costes $f(l_k)$ de transición de un estado a otro están asociados a cada segmento que une celdas vecinas. Estos costes tienen un valor fijo (inicial) al inicio del

proceso de cálculo y representan los costes acumulados del trazado de la nueva línea eléctrica.

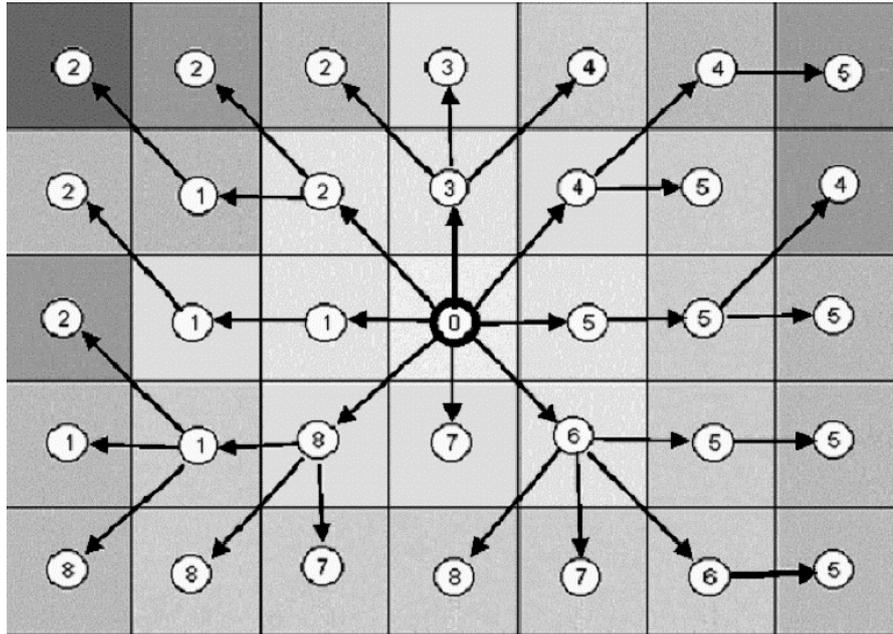


Figura 7. Estructura radial de enlaces.

Los costes de transición, entre dos celdas vecinas, p_{k-1} y p_k , son calculados en base a la información elemental asociada con ambas celdas y a su posición relativa, (teniendo en cuenta, obviamente, la resolución r utilizada en la Figura 6). Estos costes pueden obtenerse teniendo en cuenta los siguientes componentes de coste:

1. Costes $c_{p_k}^{NGC}$ no geográficos (*NGCs*) independientes de la posición de la celda pero dependientes de su dimensión, es decir, de la resolución r de la malla de celdas utilizada; (por ejemplo, costes de operación y mantenimiento por km de línea o costes del conductor utilizado por km).
2. Costes $c_{p_k, p_{k-1}}^{SC}$ de pendientes (*SCs*) asociados a las pendientes locales del terreno entre p_{k-1} y p_k ; (es un coste geográfico que además depende de la resolución).
3. Costes $c_{p_k}^{TCC}$ y $c_{p_{k-1}}^{TCC}$ de cruce de terreno (*TCCs*) asociados a cada celda particular de la malla (“grid”), cuando el trazado de una línea eléctrica específica

cruza la celda; (estos costes fueron comentados en el apartado 2.1.1). En el modelo, los costes $c_{P_k}^{TCC}$ y $c_{P_{k-1}}^{TCC}$ se almacenan en las dos celdas.

4. Costes $c_{P_k, P_{k-1}, P_{k-2}}^{DCC}$ asociados al cambio de dirección (*DCC*) para cada localización geográfica, cuando la dirección del trazado cambia entre segmentos consecutivos l_k y l_{k-1} , (es decir, entre los vértices p_k, p_{k-1} y p_{k-2}).

Con la excepción de los costes de pendientes (*SCs*), todos los demás componentes de costes son obtenidos previamente e introducidos como datos de entrada (en formato “raster”) al modelo. Los costes *SCs* son calculados, por el sistema GIS, utilizando el modelo digital del terreno y los costes asociados a cada nivel de la pendiente. Los costes asociados a los cambios de dirección son costes de penalización. Con la excepción de estos costes asociados al cambio de dirección, todos los componentes son costes por kilómetro, por lo que se pueden establecer los cálculos indicados en las expresiones (1) a (3), donde aparece la resolución r .

$$c_{P_k, P_{k-1}}^{LU} = \left(c_{P_k}^{NGC} + c_{P_k, P_{k-1}}^{SC} + \frac{c_{P_k}^{TCC} + c_{P_{k-1}}^{TCC}}{2} \right) \quad (1)$$

$$f(l_k)_{par} = \sqrt{2}r c_{P_k, P_{k-1}}^{LU} + c_{P_k, P_{k-1}, P_{k-2}}^{DCC} \quad (2)$$

$$f(l_k)_{impar} = r c_{P_k, P_{k-1}}^{LU} + c_{P_k, P_{k-1}, P_{k-2}}^{DCC} \quad (3)$$

El coste de cruzar una celda no es el mismo en todas las direcciones, lo que permite al algoritmo encontrar mejores trazados, siguiendo terrenos con pendientes relativamente más suaves.

Los costes $f(l_k)$ de transición de un estado a otro se calculan según la expresión (2) si l_k es una unión diagonal, (el código de la celda p_{k-1} es par en la cobertura de direcciones); y según la expresión (3) si l_k es una unión transversal, (el código de la celda p_{k-1} es impar en la cobertura de direcciones).

Una etapa k y un estado t están asociados con cada celda (x_k, y_k) , que puede ser un vértice del trazado de la línea eléctrica. El índice de la etapa k denota el conjunto de celdas que deben ser cruzadas siguiendo el trazado de mínimo coste, desde el punto origen hasta el vértice p_k , es decir, hasta la celda (x_k, y_k) . El estado t es un índice en la secuencia de cálculo que representa el número de iteración. En la formulación desarrollada, el estado t está asociado con los costes acumulados $g_t(p_k)$ para alcanzar la celda (x_k, y_k) , debido al cruce de todas las celdas del trazado, en esa iteración t . Las celdas del trazado no están asociadas de forma fija a una etapa en particular, ya que la celda puede cambiar su pertenencia a esta etapa a lo largo del proceso iterativo.

Para cada celda perteneciente a Ω , el coste acumulado $g_t(p_k)$, para la etapa k y la iteración t , es obtenido de acuerdo a la expresión (4),

$$g_t(p_k) = g_{t,t-1}(p_{k-1}) + f(l_k) \quad (4)$$

donde $p_{k-1} \in \Omega_{p_k}^{1..8}$ es una de las ocho celdas vecinas alrededor del vértice p_k ; $g_{t,t-1}(p_{k-1})$ juega el rol típico de un buffer en una ecuación recursiva, (es decir, los costes acumulados en el vértice p_{k-1} en el estado previo $t-1$, que van a ser actualizados dependiendo del proceso iterativo); y $f(l_k)$ representa los costes de transición de cada unión entre p_k y p_{k-1} .

Se considera que el coste de la línea eléctrica, desde el punto origen hasta cada localización (celda) específica correspondiente a la etapa $k-1$, es el coste acumulado $g_{t,t-1}(p_{k-1})$; y que $f(l_k)$ es el coste de unión de las etapas k y $k-1$. De acuerdo con los principios de la programación dinámica, el mínimo coste acumulado $*g_t(p_k)$, desde un origen hasta una celda correspondiente a la etapa k , (es decir, hasta el vértice p_k), se calcula de acuerdo a la expresión (5).

$$*g_t(p_k) = \min (g_{t,t-1}(p_{k-1}) + f(l_k)) \quad (5)$$

para $p_{k-1} \in \Omega_{p_k}^{1..8}$

Si el estado (iteración) t conduce a un mayor coste de acumulación desde p_0 a p_{k-1} que el estado $t-1$, entonces el índice de la iteración no es actualizado; y el último coste acumulado óptimo evaluado de la celda p_{k-1} , $g_{t,t-1}(p_{k-1})$, es el calculado en el estado $t-1$. En caso contrario el índice de la iteración es actualizado, y el último estado óptimo evaluado de la celda p_{k-1} , $g_{t,t-1}(p_{k-1})$, es el calculado en el estado t . La celda p_0 tiene unos costes asociados predefinidos $g_0(p_0)$ que representan los costes fijos asociados a la celda origen.

Los costes acumulados mínimos son calculados, a lo largo del proceso de optimización de programación dinámica, en toda la cobertura geográfica. Esto significa que la optimización del trazado se realiza entre la celda origen y todo el resto de celdas de la cobertura geográfica. La cobertura de mínimo coste acumulado, en cada celda de la región geográfica, permite crear “isolineas” de costes que representan incrementos de costes en función de la “distancia” a un punto origen seleccionado.

El trazado desde el punto origen hasta cada celda de la cobertura geográfica es almacenado en una malla de celdas (“grid”) de direcciones. En la malla cada celda tiene un código (1 a 8) que representa el enlace a la anterior celda vecina. Esta codificación define una estructura de trayectorias radiales que cubre toda la superficie, y permite realizar un trazado desde cualquier celda destino hasta el punto origen.

Así cada celda p_k se encuentra unida a una única celda p_{k-1} , aunque cada celda p_{k-1} pueda estar unida con varias celdas p_k . La Figura 7 muestra un ejemplo de esta malla de celdas de direcciones, donde se almacena la codificación de movimientos desde el origen (código 0) hasta cada una de las celdas en el espacio bidimensional $\Omega = \{(x, y): x = 0, \dots, 6; y = 0, \dots, 4\}$. La celda (0,0) está localizada en el extremo inferior izquierdo y el origen está localizado en (3,2). Una vez que el proceso de cálculo ha finalizado, para la celda localizada en (0,2) desde la localización de origen (3,2), con código 0, el trazado óptimo se dirige primero al suroeste (SO, código 8), después al oeste (O, código 1) y finalmente al noroeste (NO, código 2).

El origen de un trazado de una nueva línea eléctrica es un dato de entrada para el algoritmo. Si el usuario define varios puntos origen, el algoritmo desarrollado encuentra el trazado óptimo (de menor coste) hasta el origen más “cercano”; y los resultados computacionales muestran todo el espacio bidimensional Ω dividido en zonas, que

presentan la áreas óptimas “de servicio” para cada punto origen. Además, si los puntos origen están localizados en una línea eléctrica existente, el algoritmo de programación dinámica encuentra el trazado óptimo, desde el punto de vista de costes, para cada celda de Ω hasta el punto más “cercano” de esa línea existente.

Para obtener los resultados es necesario recopilar los datos de costes, tanto geográficos como no geográficos, e introducirlos en una base de datos espacial GIS, en formato de mallas (“grids”) de celdas, según se ha explicado en el apartado 2.1.1.

De forma simplificada las etapas (pasos) del algoritmo se presentan a continuación:

- 1) Establecer la resolución r en el área de estudio para crear las celdas $p_k \in \Omega$ de dimensión r . Inicializar la matriz de acumulación de costes; (por ejemplo, costes de “salida de la red” en el origen/orígenes, sin datos en el resto de celdas). También se debe disponer de las coberturas del modelo digital del terreno (MDT) y de los costes no geográficos c^{NGC} ;
- 2) para cada celda $p_k \in \Omega$ en el estado t ;
- 3) para cada celda vecina $p_{k-1} \in \Omega^{1..8}_{p_k}$, para el estado t si se actualiza o, en otro caso, para el estado $t-1$;
- 4) calcular la pendiente $S_{p_k, p_{k-1}}$ utilizando el MDT;
- 5) calcular los costes de pendiente $c^{SC}_{p_k, p_{k-1}}$;
- 6) calcular los costes de cruce del terreno $c^{TCC}_{p_k}$ y $c^{TCC}_{p_{k-1}}$;
- 7) calcular los costes de cambio de dirección $c^{DCC}_{p_k, p_{k-1}, p_{k-2}}$ (si se aplican);
- 8) calcular los costes de transición $f(l_k)$;

- 9) calcular los costes acumulados $g_t(p_k)$;
- 10) ir a la siguiente celda $p_{k-1} \in \Omega_{p_k}^{1..8}$ de las 8 celdas vecinas. (Volver al paso 3);
- 11) seleccionar la celda, con su código, como enlace de celda que conduce al mínimo de $g_t(p_k)$, es decir, que conduce a $*g_t(p_k)$;
- 12) junto al mínimo de $g_t(p_k)$, es decir, junto a $*g_t(p_k)$, almacenar el tramo de mínimo coste acumulado para la iteración (estado) t y la etapa k para la celda p_k ;
- 13) ir a la siguiente celda de la cobertura geográfica $p_k \in \Omega$. (Volver al paso 2);
- 14) comparar $*g_t(p_k)$ con $*g_{t-1}(p_k)$ para toda la cobertura;
- 15) ir al paso 2 para una nueva iteración, hasta que no se detecte ningún cambio (según el paso 14) en toda la cobertura.

En el primer paso se define la resolución de las mallas (“grids”) de cálculo, se inicializa ($t=0$) la malla de costes acumulados y se preparan los datos para los siguientes cálculos. Entre los pasos 2 y 13 se realiza el cálculo de los costes acumulados para cada celda de la “malla”; los costes acumulados son calculados desde el punto origen hasta cada celda en cada iteración. De los pasos 3 a 10 el algoritmo calcula los costes de transición entre la celda central y las 8 celdas vecinas, incluyendo todos los componentes del coste. En los pasos 11 y 12 se selecciona la secuencia de transición entre celdas vecinas, (las cuales definen el trazado de mínimo coste). En los pasos 14 y 15 empieza la siguiente iteración; y el algoritmo termina cuando no son detectados cambios entre iteraciones.

Cuando el proceso de cálculo finaliza, se obtiene el coste mínimo acumulado para cada celda de la cobertura y el trazado de coste mínimo hacia el punto origen, (trazado óptimo de la nueva línea eléctrica), entre cualquier celda y un punto origen, como se ilustra en la Figura 8.

En la Figura 9 aparece de forma simplificada el modelo de análisis espacial para la obtención de trazados óptimos.

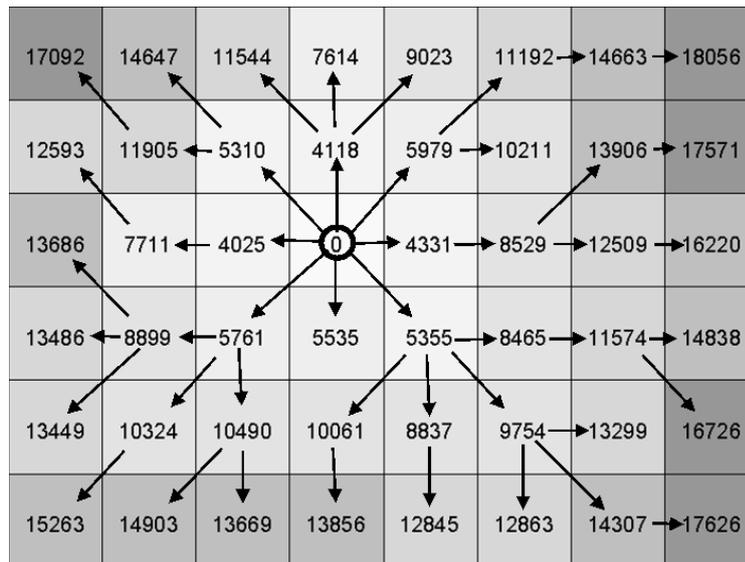


Figura 8. Coste mínimo acumulado para cada celda y trazado de coste mínimo hacia el punto origen.

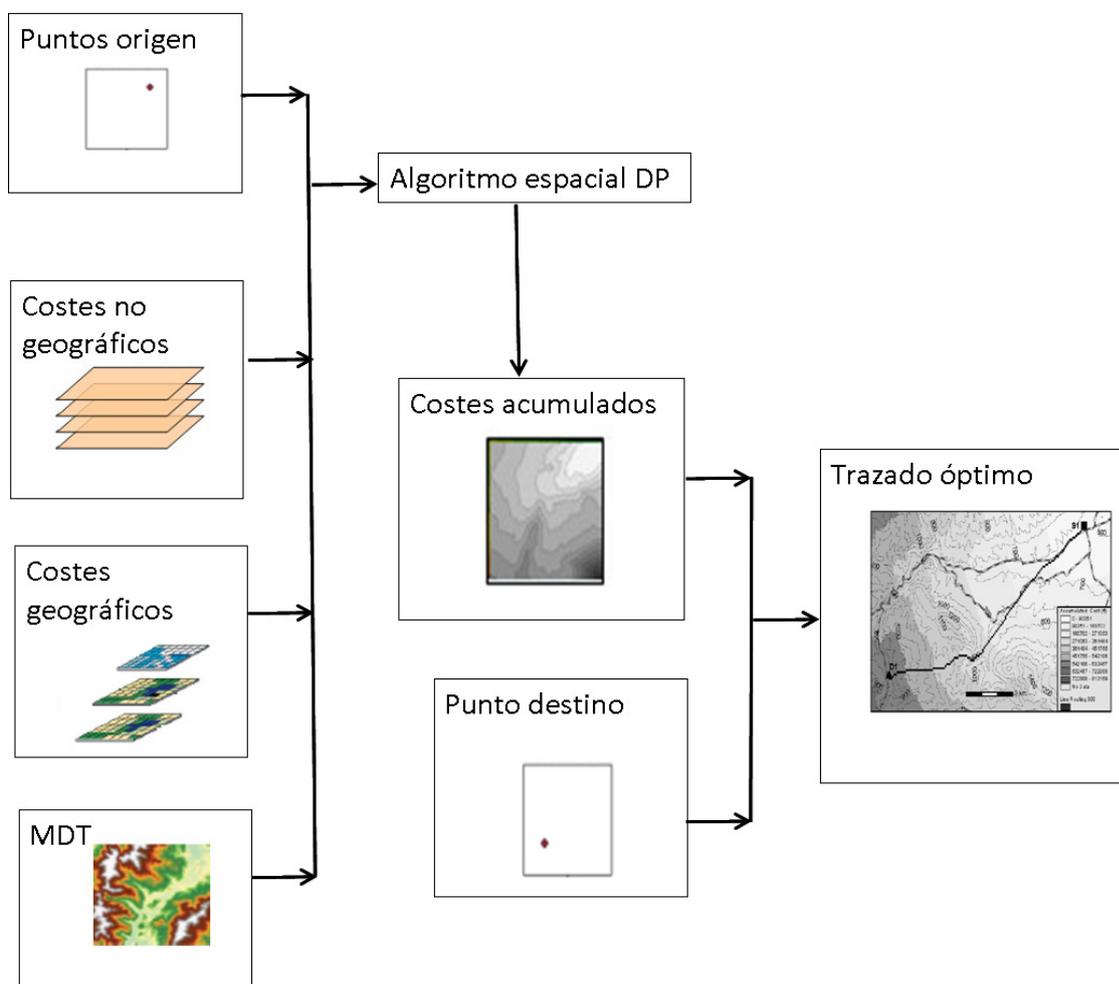


Figura 9. Esquema del modelo espacial para la obtención de trazados óptimos de nuevas líneas eléctricas.

2.2. MODELO ESPACIAL PARA LA OBTENCIÓN DE CORREDORES ECONÓMICOS DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS

El modelo espacial para la selección del corredor económico de una nueva línea eléctrica, que une un punto origen con un punto destino, implica seleccionar un área geográfica (banda) que incluya el trazado óptimo (con el menor coste económico), así como las zonas, alrededor de este trazado óptimo, en las que un trazado idóneo de dicha línea eléctrica mantiene sus costes totales, (inversión, operación y mantenimiento), por debajo de un valor de coste previamente establecido. Esta banda (corredor económico) incluye alternativas del trazado adecuadas para la nueva línea eléctrica, entre dos puntos geográficos, (es decir, incluye el trazado óptimo y los trazados idóneos relativamente cercanos al óptimo).

2.2.1. Metodología.

La metodología de obtención de un corredor económico, para una nueva línea eléctrica, conlleva evaluar los costes adicionales de los trazados idóneos respecto al trazado económicamente óptimo entre dos puntos.

El modelo espacial, para la obtención de un corredor económico, implica el cálculo de un trazado idóneo en un espacio discreto bidimensional Ω desde un punto origen p_A a un punto destino p_B , forzando a dicho trazado a pasar por un punto determinado p_k . Este punto puede estar relativamente cercano al trazado óptimo $\{p_A, \dots, p_k, \dots, p_B\}$ de coste mínimo h_{\min} , (o incluso p_k podría llegar a situarse en ese trazado óptimo). Para ello se calcula el trazado óptimo para dos trayectorias: entre el origen p_A y el destino parcial p_k , y entre el origen p_B y el mismo destino parcial p_k . El coste asociado con la trayectoria $\{p_A, \dots, p_k, \dots, p_B\}$ entre p_A y p_B , forzando el paso por p_k , es la suma del mínimo coste $*g_{p_A}(p_k)$ de la trayectoria $\{p_A, \dots, p_k\}$, y el mínimo coste $*g_{p_B}(p_k)$ de la trayectoria $\{p_B, \dots, p_k\}$. Este coste $h_{p_A, p_B}(p_k)$ se puede obtener para todas las celdas $p_k \in \Omega$ de acuerdo a la expresión (6).

$$h_{p_A, p_B}(p_k) = *g_{p_A}(p_k) + *g_{p_B}(p_k) \quad (6)$$

El corredor económico está definido como una zona geográfica, donde el coste “de desvío” de cualquier trazado idóneo, con respecto al coste h_{\min} del trazado óptimo, es menor que un valor determinado ($h_{\max} - h_{\min}$). El trazado óptimo entre A y B $\{p_A, \dots, *p_k, \dots, p_B\}$ tiene el mismo y mínimo valor h_{\min} en cada vértice $*p_k$ de dicho trazado óptimo. Por tanto, el corredor económico está definido por la expresión (7).

$$p_k \in \Omega : h_{\min} \leq h_{p_A, p_B}(p_k) \leq h_{\max} \quad (7)$$

Si una celda tiene el valor h_{\min} , entonces pertenece al trazado óptimo; y si este valor es h_{\max} , entonces pertenece a las celdas que forman el límite externo (frontera) del corredor.

La Figura 10 muestra el proceso de cálculo para el trazado idóneo de una línea eléctrica perteneciente al corredor económico entre los puntos A y B, pasando por el punto C, que se comenta en los siguientes párrafos.

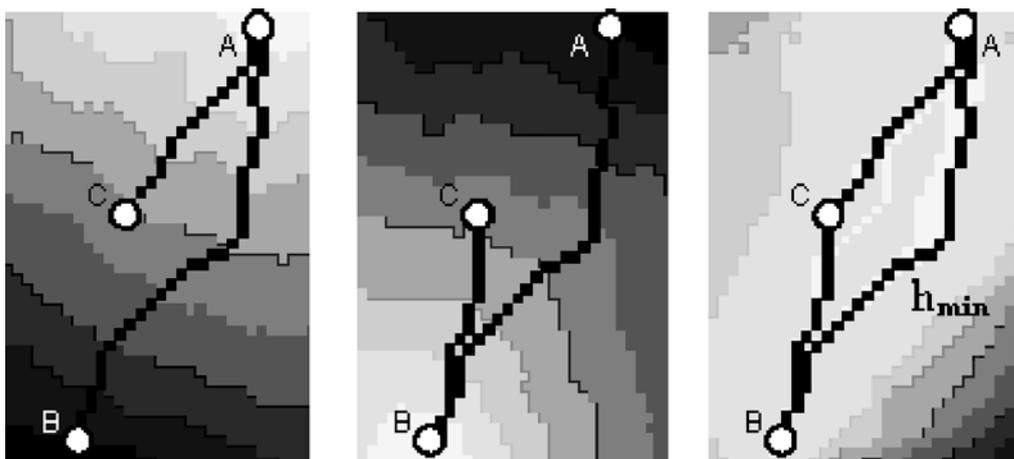


Figura 10. Cálculo de la ruta.

- 1) Como primer paso se calcula el trazado óptimo que conecta cada celda del área geográfica con el origen A, en términos de costes económicos, como se muestra en la parte izquierda de la Figura 10, (según se explicó en el apartado 2.1.2). El trazado óptimo, que une el punto C (C representa una localización genérica) con el origen A, está representado en la parte izquierda de la Figura 10, así como el trazado óptimo que une el punto B con el origen A. En esta parte izquierda de la

Figura 10 están representadas, (como fondo de imagen), las isolíneas de costes acumulados: las zonas claras representan los costes más bajos y las oscuras los costes acumulados más altos.

- 2) En el segundo paso, (centro de la Figura 10), se realiza el mismo proceso que se mencionó en el paso anterior, pero tomando como origen el punto B en lugar del A. Obsérvese que el trazado óptimo, que une el punto A (coste acumulado h_{\min}) con el punto B (coste acumulado igual a cero), pasa por las mismas localizaciones que el trazado óptimo obtenido en el paso 1, el cual une el punto B (coste acumulado h_{\min}) con el punto A (coste acumulado igual a cero).
- 3) En el tercer y último paso, (lado derecho de la Figura 10), se suman las coberturas geográficas obtenidas en los dos pasos previos, para obtener el coste del trazado idóneo entre A y B pasando por C (valor que se almacena en la celda C). Las localizaciones (celdas) con valores menores o iguales a h_{\max} definen el corredor económico. Las localizaciones (celdas) con el valor h_{\min} definen el trazado óptimo.

2.3. MODELO ESPACIAL PARA LA EVALUACIÓN DE COSTES DE ALIMENTACIÓN A UNA NUEVA DEMANDA, MEDIANTE LA CONSTRUCCIÓN UNA NUEVA LÍNEA ELÉCTRICA. COMPARACIÓN CON LA ALIMENTACIÓN PROCEDENTE DE UNA NUEVA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA AISLADA.

Las instalaciones de generación distribuida (DG) pueden estar aisladas o conectadas a la red eléctrica existente. La potencia instalada para una instalación DG renovable aislada puede ser calculada en función del recurso renovable existente, en esa localización, y de la potencia demandada (demanda eléctrica) que se pretende alimentar en la localización de la instalación DG.

Para determinar la mejor alternativa de alimentación de una nueva demanda, en una localización geográfica concreta, de entre la alternativa de construcción de una nueva línea eléctrica (para conectar dicha demanda a la red eléctrica existente), o la alternativa de construcción de una nueva instalación DG aislada, a la que conectar la mencionada demanda, es conveniente utilizar un indicador económico de comparación.

El más comúnmente empleado es el “coste nivelado de electricidad”, *LEC*, en €/kWh. Este indicador calcula el coste de 1 kWh generado por una nueva instalación DG incluyendo costes de equipamiento; costes de construcción (de acuerdo a distancias a carreteras, naturaleza del terreno y otros factores geográficos que influyen en los costes de construcción); costes de operación y mantenimiento; y posibles costes del recurso energético utilizado. Todos los costes están anualizados teniendo en cuenta la vida útil de la instalación [33-34].

Con objeto de poder comparar la alternativa de construcción de una nueva línea eléctrica, para conectar la nueva demanda a la red eléctrica existente (en una región geográfica), frente a la alternativa de construcción de una nueva instalación DG para alimentar directamente a la nueva demanda, se ha desarrollado una metodología para calcular, principalmente, los “costes incrementales acumulados” TC_{A,p_k} asociados a la conexión de aquella nueva demanda, mediante dicha nueva línea eléctrica, a la mencionada red eléctrica existente.

El coste TC_{A,p_k} , combinado adecuadamente con el precio medio (anual) de mercado de la electricidad permitirá, como se verá más adelante, el cálculo del “coste nivelado de la electricidad”, *LEC*, asociado a la red eléctrica. Obviamente la mejor de las dos alternativas será la que tenga el menor valor de *LEC*.

La metodología para la evaluación de TC_{A,p_k} utiliza modelos espaciales implementados en un sistema de información geográfica (GIS). Como ya se dijo, una de las principales ventajas de utilización de los GIS es su capacidad para realizar cálculos, no sólo para una localización específica, sino para toda un área geográfica.

2.3.1. Estructuras de datos.

La base de la metodología es la conversión de toda la información a datos “raster”. A partir de datos vectoriales de la red eléctrica existente, como pueden ser coberturas puntuales (demandas existentes, instalaciones DG existentes o subestaciones existentes), o de líneas (líneas eléctricas existentes), se pueden obtener los correspondientes datos en formato “raster” y, por tanto, tendremos diferentes coberturas en las que, en cada una de ellas, cada celda representará una localización y podrá contener ciertos datos de interés; (por ejemplo: potencia media demandada anual para una carga, potencia “punta” en una línea eléctrica, y otros datos). En la Figura 11 se

representa el proceso de conversión de datos vectoriales a datos en formato “raster”.

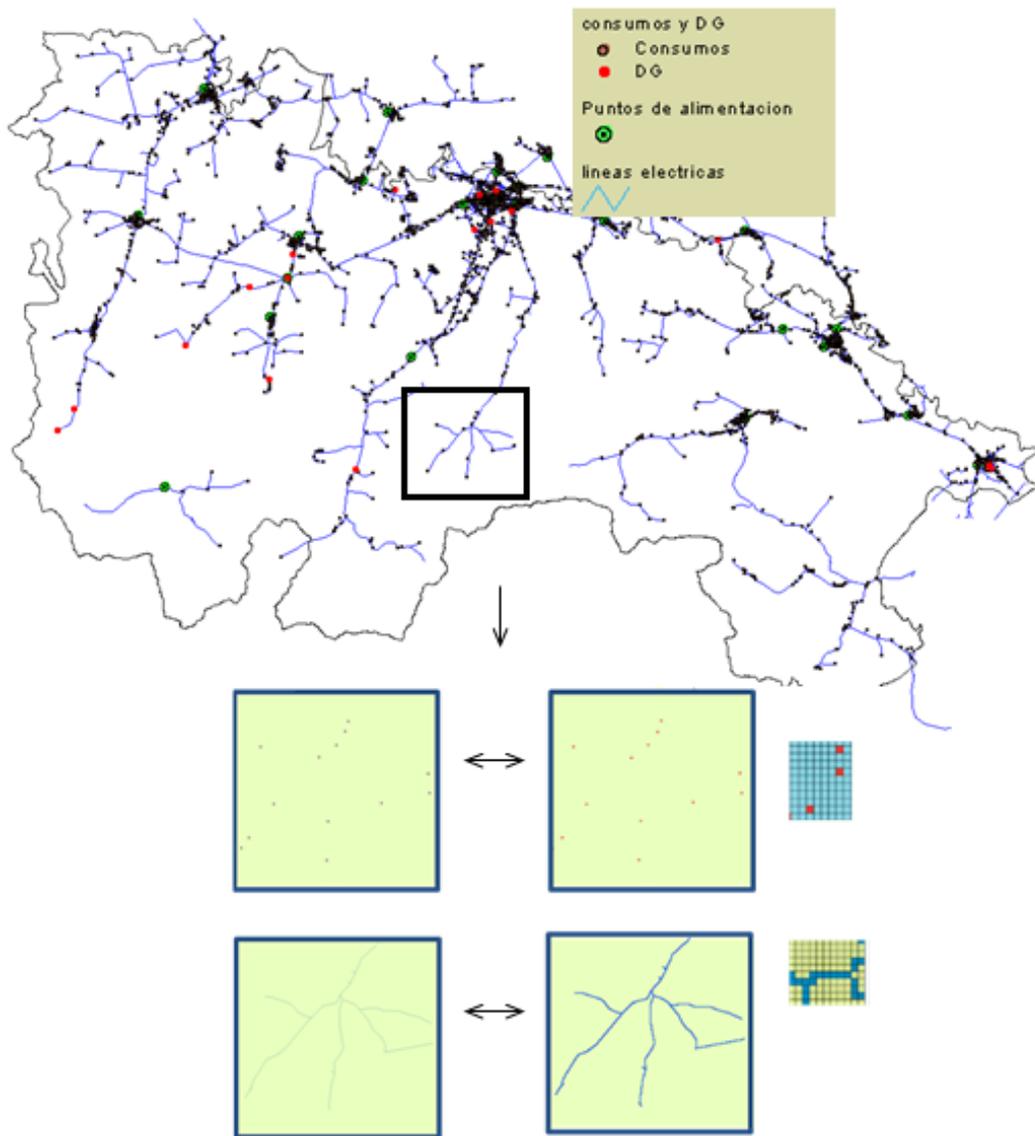


Figura 11. Conversión de datos vectoriales a datos “raster”.

Al transformar los datos vectoriales en datos “raster”, se define un espacio discreto bidimensional $\Omega = \{(x, y) : x = 0, \dots, H; y = 0, \dots, V\}$ que representa la cobertura geográfica GIS, donde (x_k, y_k) representa una celda elemental genérica p_k (localización geográfica genérica). Esta celda puede ser, por ejemplo, un “vértice” del conjunto de vértices que constituyen el trazado geográfico de una línea eléctrica existente. En este caso, el conjunto designado como $P = \{p_{0e}, \dots, p_k, \dots, p_{Ke}\} = \{(x_{0e}, y_{0e}), \dots, (x_k, y_k), \dots, (x_{Ke}, y_{Ke})\} = \text{segmentos } \{l_{1e}, \dots, l_k, \dots, l_{Ke}\}$ representa el

trazado geográfico correspondiente a una línea eléctrica existente, donde el segmento l_k está asociado a la unión entre los vértices p_{k-1} y p_k .

Los estudios prácticos realizados en los trabajos de investigación se centraron en redes de distribución de energía eléctrica y en redes de reparto, con estados de operación radiales, en La Rioja [33-34].

Considerando una red eléctrica existente, con estado de operación radial, y definiendo el vértice inicial (de la estructura radial) como el punto fuente p_f , es decir, el punto (x_f, y_f) , entonces para cada localización (punto geográfico) p_c , o (x_c, y_c) , donde se encuentre una demanda existente, se puede determinar una trayectoria geográfica $R_i = \{p_f, \dots, p_m, \dots, p_c\}$ que une dicha localización (punto geográfico) con la localización (punto geográfico) del punto fuente. De la misma forma para cada localización p_g , o punto (x_g, y_g) , donde se encuentre una instalación DG existente, se puede determinar una trayectoria geográfica $G_h = \{p_f, \dots, p_j, \dots, p_g\}$ que une dicha localización (punto geográfico) con la localización (punto geográfico) del punto fuente. La topología radial RE de la red eléctrica existente estará formada por las uniones de todas estas trayectorias, es decir, $RE = R_i \cup G_h$.

En la metodología espacial se almacena también una cobertura “raster” de celdas (“grid”) con direcciones: cada celda $p_k \in RE$ tiene un código (1 a 8) que representa el camino de enlace a la anterior celda vecina, tal como aparece en la Figura 6. Esta codificación define una estructura radial de trayectorias que corresponde a toda la red eléctrica existente; y permite trazar una trayectoria desde cualquier celda destino (demanda existente o instalación DG existente) hasta el punto fuente. Obsérvese que cada celda p_k está unida a una única celda p_{k-1} , aunque cada celda p_{k-1} pueda ser unida con varias celdas p_k .

En las celdas $(x_c, y_c) \in RE$, donde se localizan demandas (cargas) existentes, se almacenan (en distintas coberturas “raster”) los datos de la potencia punta demandada P_{p_c} y de la potencia media demandada A_{p_c} ; y en las celdas $(x_g, y_g) \in RE$, donde se localizan instalaciones DG existentes, se almacenan los datos de la potencia punta

generada P_{p_g} , y de la potencia media generada A_{p_g} . Todas estas potencias se encuentran expresadas en kW.

Las celdas $p_k \in RE$, que corresponden a la red eléctrica existente, contienen información (en diferentes coberturas) sobre la intensidad máxima admisible de cada línea existente, principalmente dependiente los conductores de dicha línea que “atraviesa” la celda p_k ; así como una función de costes de operación y mantenimiento OM_{p_k} , dependiente de la potencia media que “atraviesa” la celda p_k ; una función de costes de “refuerzo” asociados a esa celda R_{p_k} , dependiente del cambio de los conductores de esa línea existente, si dicho cambio fuese necesario; e información de la disponibilidad (o indisponibilidad) de suministro eléctrico desde esa celda p_k a una nueva demanda, (es decir, si esa localización corresponde, o no corresponde, a un punto “origen” para instalar una nueva línea eléctrica que alimente a la nueva carga).

Otras celdas $p_k \in (\Omega - RE)$ representan localizaciones donde no existe red eléctrica; y están asociadas a la posible instalación de una nueva línea eléctrica (para alimentar la nueva demanda); esas celdas contienen información de costes de construcción de líneas eléctricas que se han descrito con detalle en el apartado 2.1.1.

2.3.2. Metodología.

Utilizando las estructuras de datos “raster” definidas en el apartado anterior 2.3.1, se aplica un modelo para evaluar los costes incrementales acumulados TC_{A,p_k} y, después, se calcula el “coste nivelado de electricidad”, LEC , que supone la alimentación de una nueva demanda desde la red eléctrica existente, mediante la construcción de una nueva línea eléctrica situada sobre su trazado óptimo entre dicha nueva demanda y aquella red existente. El cálculo de costes se realiza mediante un algoritmo específico en dos fases: un cálculo sobre la red existente para evaluar los costes de operación y mantenimiento y los “refuerzos” necesarios en dicha red; y otro cálculo fuera de la red existente para evaluar los costes asociados a la construcción de dicha nueva línea eléctrica, sobre su trazado óptimo, para la conexión de la nueva demanda a la red existente (costes de instalación y mantenimiento de la nueva línea).

El algoritmo espacial implementado en GIS se articula en seis etapas, descritas

seguidamente.

Etapa 1:

Se recopila la información de costes geográficos y no geográficos, (valores anualizados teniendo en cuenta la vida útil del equipamiento), para la instalación de nuevas líneas eléctricas, con objeto de alimentar una nueva demanda; y dicha información se almacena en un base de datos formada por coberturas GIS. Estos costes se han descrito con detalle en el apartado 2.1.1.

Se define el punto fuente (x_f, y_f) de la red existente, así como los puntos (x_0, y_0) de esa red existente en los que es posible iniciar la construcción de una nueva línea eléctrica: estos lugares geográficos, (o celdas), (x_0, y_0) son los posibles “orígenes” del trazado óptimo de una nueva línea eléctrica, que unirá la nueva demanda a la red existente.

Etapa 2:

En las celdas $(x_c, y_c) \in RE$, donde se localizan demandas existentes, se almacenan (en coberturas “raster”) los datos de la potencia punta demandada P_{p_c} y de la potencia media demandada A_{p_c} ; y en las celdas $(x_g, y_g) \in RE$, donde se localizan instalaciones DG existentes, se almacenan los datos de la potencia punta generada P_{p_g} y la potencia media generada A_{p_g} .

Etapa 3:

A partir de los datos de la potencia punta demanda P_{p_c} y de la potencia media demandada A_{p_c} en los lugares geográficos $(x_c, y_c) \in RE$, donde se localizan demandas existentes pertenecientes a la red existente, y con la potencia punta generada P_{p_g} y la potencia media generada A_{p_g} en los lugares geográficos $(x_g, y_g) \in RE$, donde se localizan instalaciones DG existentes pertenecientes a la red existente, así como con la “grid” de direcciones que representa la topología radial RE de la red

eléctrica existente, se calculan (“acumulan”) las potencias punta y las potencias medias, (a través de dicha topología radial), hasta el punto fuente de la red existente (punto (x_f, y_f) indicado en la etapa 1), obteniendo para cada celda $p_k \in RE$ la potencia máxima y la potencia media que “atraviesan” dicha celda. En esta “acumulación” de potencias se tiene en cuenta el “sentido” (dirección del flujo) de la potencia (generada o consumida). Añadiendo (sumando) en cada celda $p_k \in RE$ (de las correspondientes coberturas) la potencia punta demandada P_n y potencia media anual A_n de la nueva demanda (que se pretende conectar a la red), obtenemos para cada celda $p_k \in RE$ las potencias máxima P_{A,p_k} y media A_{A,p_k} que “atraviesan” dicha celda, las cuales incluyen, por tanto, las variaciones de potencia en las líneas existentes debidas a alimentar la potencia de la nueva demanda, mediante una nueva línea conectada a la red existente.

Etapa 4:

Para evaluar los costes de operación y mantenimiento, y de “refuerzo” debido a las potencias que circulan por la red eléctrica existente, se deben calcular los costes $f(l_k)$ para cada segmento l_k de línea existente que une celdas vecinas. Los costes de transición, entre dos celdas vecinas, se calculan en base a la información elemental asociada con ambas celdas y su posición relativa, (teniendo en cuenta, obviamente, la resolución r utilizada). Estos costes pueden obtenerse considerando los siguientes componentes de coste:

- Costes de operación y mantenimiento OM_{p_k} . Estos costes son variables con la energía eléctrica que circula por la red eléctrica, es decir, como ya se indicó, dependen de la potencia media que atraviesa la celda $p_k \in RE$.
- Costes de “refuerzo” R_{p_k} . Si la potencia punta P_{A,p_k} en la celda $p_k \in RE$, calculada en etapas previas, corresponde a una intensidad superior a la máxima admisible de la línea existente en esta celda, entonces se añade (suma) también el coste de “refuerzo” de la línea eléctrica existente en esa celda.

Los costes resultantes $CE_{p_k, p_{k-1}}$, que incluyen los costes de operación y mantenimiento junto con los costes de refuerzo, por cada unidad de potencia media que circula por la celda $p_k \in RE$, se calculan según la expresión (8) donde cada componente de coste (anual) viene dado en €/km.

Se pueden calcular los costes (anuales) $f(l_k)$ de “transición incremental” (costes incrementales), en €/kW, a través de la red existente mediante las expresiones (9) y (10): cuando l_k representa una unión diagonal (el código de la celda p_{k-1} en la “grid” de direcciones es par), el cálculo de $f(l_k)$ se realiza según la expresión (9); y se calcula $f(l_k)$ según la expresión (10) cuando l_k representa una unión transversal (el código de la celda p_{k-1} es impar).

$$CE_{p_k, p_{k-1}} = \frac{\left(OM_{p_k} + R_{p_k} \right)}{A_{A, p_k}} \quad (8)$$

$$f(l_k)_{par} = \sqrt{2}r CE_{p_k, p_{k-1}} \quad (9)$$

$$f(l_k)_{impar} = r CE_{p_k, p_{k-1}} \quad (10)$$

Etapa 5:

En esta etapa se calcula la “acumulación”, en dirección “aguas abajo”, de estos costes incrementales $f(l_k)$ a través de la topología radial de la red existente RE , desde el punto “fuente” (x_f, y_f) , al que se le puede asociar un coste, hasta los puntos “finales” de la red, (celdas donde se encuentra una demanda existente o una instalación DG existente). Para cada celda $p_k \in RE$, el coste incremental acumulado $g(p_k)$ se obtiene mediante la expresión (11).

$$g(p_k) = g(p_{k-1}) + f(l_k) \quad (11)$$

Si la celda p_k es un punto (x_0, y_0) , definido como posible “origen” (de una nueva línea eléctrica que unirá la nueva demanda a la red existente), entonces se determina su coste (anual) de “salida” $g_0(p_0)$ de acuerdo a la expresión (12).

$$g_0(p_0) = g(p_k) \cdot P_n \quad (12)$$

Etapas 6:

Tomando ese valor $g_0(p_0)$ asociado a cada punto “origen”, definido previamente sobre la celda (x_0, y_0) de la red existente, se ejecuta el algoritmo espacial de programación dinámica explicado en el apartado 2.1.2, para obtener el trazado óptimo de la nueva línea eléctrica que alimentará a la nueva demanda situada en $p_k \in (\Omega - RE)$, desde el mejor punto “origen” de la red existente. Así se obtiene una cobertura de celdas GIS en la que cada celda $p_k \in (\Omega - RE)$ contiene el valor del coste (anual) mínimo acumulado TC_{p_k} , en €, asociado al coste óptimo de interconectar la nueva demanda, mediante la construcción de una nueva línea eléctrica sobre su trazado óptimo hasta el punto (x_0, y_0) idóneo de la red eléctrica existente. Este valor dividido por P_n se denomina coste (anual) incremental acumulado TC_{A, p_k} , en €/kW.

El resultado es una cobertura en formato “raster” de una zona geográfica, en la que cada celda $p_k \in (\Omega - RE)$ contiene el valor del coste incremental acumulado TC_{A, p_k} que supone, para la red existente, la alimentación de la nueva demanda (localizada en esa celda), mediante la construcción de una nueva línea eléctrica (sobre su trazado óptimo) conectada a dicha red en el punto (x_0, y_0) idóneo. Así TC_{A, p_k} representa un coste vinculado a la red existente (por unidad de potencia) para alimentar a la nueva demanda, en cualquier localización $p_k \in (\Omega - RE)$, teniendo en cuenta todos los costes de la nueva línea así como los de operación y mantenimiento y costes de refuerzo de la red existente. Finalmente para cada celda $p_k \in (\Omega - RE)$ de la superficie estudiada, donde se puede situar la nueva demanda, el coste incremental acumulado obtenido TC_{A, p_k} combinado adecuadamente con el precio medio (anual) de mercado

de la electricidad, Em , en €/kWh, permiten el cálculo del “coste nivelado de la electricidad”, LEC_{P_k} , en €/kWh, asociado al suministro eléctrico a la nueva demanda desde la red eléctrica existente, de acuerdo a la expresión (13).

$$LEC_{P_k} = \frac{TC_{A, p_k} \cdot P_n}{8760 \cdot A_n} + Em \quad (13)$$

En la Figura 12 se muestra, de forma simplificada, un esquema del modelo desarrollado para la obtención del valor de LEC asociado al suministro eléctrico a la nueva demanda, mediante la construcción de una nueva línea hasta la red eléctrica existente.

2.4. MODELO DE AYUDA A LA DECISIÓN PARA LA SELECCIÓN DE TRAZADOS ÓPTIMOS DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS CONSIDERANDO SIMULTÁNEAMENTE CRITERIOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES.

El proyecto de construcción de una nueva línea eléctrica de alta tensión, entre dos puntos, debe ser abordado correctamente desde un punto de vista técnico, económico y medioambiental. Los acuerdos entre grupos involucrados en la determinación del trazado de la nueva línea están sujetos a diferentes intereses; se trata de grupos que defienden determinados intereses económicos y grupos que defienden fundamentalmente intereses medioambientales. El modelo desarrollado para ayuda a la selección del trazado óptimo de la nueva línea eléctrica permite definir:

- a) Corredor medioambiental para la línea eléctrica preferido por el grupo medioambiental y corredor económico preferido por el grupo económico. Dichos corredores serán áreas, en la superficie geográfica, que incluyen el trazado óptimo y otros trazados cercanos al óptimo según los objetivos de cada grupo.
- b) Corredores “eficientes” multicriterio, (zonas que incluyen trazados idóneos de la línea no dominados, o “eficientes”, según el criterio de optimalidad de Pareto), que son los mejores simultáneamente en relación a los objetivos (preferencias) de los dos grupos.

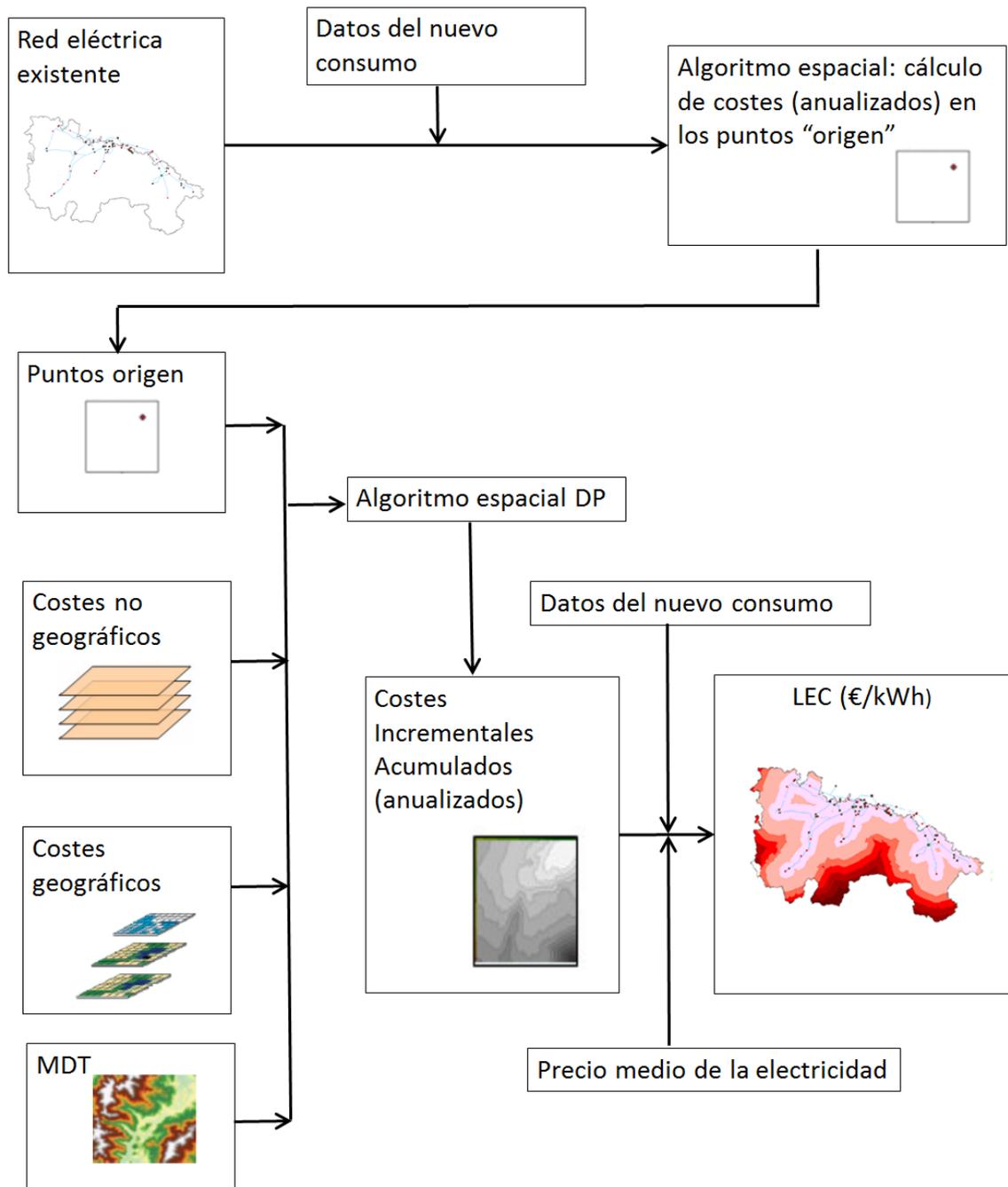


Figura 12. Esquema del modelo espacial para determinar valores de *LEC* de la red eléctrica existente.

El sistema de ayuda a la decisión (DAS) desarrollado obtiene un número acotado de trazados “eficientes” de la nueva línea, después de considerar un elevado número de trazados posibles entre dos puntos geográficos. Por ello, el posterior proceso de negociación entre los dos grupos para la selección consensuada del trazado de una nueva línea eléctrica resulta más fácil, dado que sólo deben concentrar su atención en unos pocos trazados “eficientes” con objeto de seleccionar el “mejor” trazado, que será el definitivo para la construcción de la nueva línea.

Se consideran dos grupos de interés, cada uno formado por diversos miembros y su representante, con diferentes objetivos: un grupo con intereses económicos (grupo *Eco*) y un grupo con intereses medioambientales (grupo *Env*). El objetivo del grupo *Eco* es encontrar el trazado óptimo, más económico, para la construcción de una nueva línea eléctrica entre dos puntos geográficos, basándose en criterios económicos. El objetivo del grupo *Env* es encontrar trazados con valores de índices de impacto medioambiental relativamente bajos, basándose en criterios medioambientales. Ambos grupos están interesados en encontrar un trazado de la línea eléctrica entre dos puntos geográficos (origen y destino), pero no coinciden en las zonas geográficas por las que debe discurrir dicho trazado. Las localizaciones geográficas totalmente intolerables para cada uno de los grupos son eliminadas al inicio del proceso.

Para el sistema de ayuda a la decisión desarrollado, el problema consiste en identificar trazados alternativos que no pueden ser mejorados simultáneamente en los objetivos perseguidos por los dos grupos de interés, (trazados “eficientes”, o no dominados, según el criterio de optimalidad de Pareto). Dichos trazados alternativos “eficientes” representan una información valiosa para ambos grupos, ya que durante el posterior proceso de negociación se planteará la selección de uno de esos trazados, como la solución definitiva para la construcción de la nueva línea eléctrica.

2.4.1. Estructuras de datos y nomenclatura.

Un mapa de criterios $C_{c,n}$ es una cobertura de información geográfica de GIS usada para definir las preferencias del grupo n para el criterio c . Para el grupo *Env*, los mapas de criterio pueden ser los correspondientes a usos del terreno, áreas con alto interés medioambiental tanto local como regional, zonas clasificadas como de alto interés histórico o cultural, distancias a zonas con determinadas características ambientales, zonas de protección de avifauna y otros. Para el grupo *Eco* los principales mapas de criterio son coberturas geográficas que afectan al coste económico de la nueva línea eléctrica, como pueden ser el coste del terreno, los costes de accesibilidad para la instalación y mantenimiento de la línea, los costes debidos a pendientes del terreno, y otros. Cada grupo n selecciona de forma independiente su propio conjunto de criterios c .

Un mapa (cobertura) de atributo $T_{c,n}$ es un mapa con la medición de una característica espacial, para el criterio c , según el punto de vista del grupo n . En el modelo desarrollado, los atributos se definen según unas funciones establecidas por

cada grupo. El mapa de atributo $T_{c,n}$ es una reclasificación de los valores de cada mapa de criterio $C_{c,n}$. El grupo medioambiental utiliza, para construir su mapa de atributo $T_{c,Env}$, una escala de atributos no monetaria, entre el valor 1 para localizaciones muy insatisfactorias y el valor 0 para localizaciones más aceptables (según el criterio c). En el modelo desarrollado, este mapa es transformado, como se describirá más adelante, en un mapa de atributo estandarizado $T'_{c,Env}$. El grupo *Eco* utiliza una escala monetaria (costes económicos) para construir su mapa de atributo $T_{c,Eco}$.

Mediante la agregación de los mapas de atributo para los diferentes criterios c , para cada grupo n , utilizando pesos de los criterios $CW_{c,n}$, se obtiene un mapa de atributo agregado T_n (para el grupo n). Para el grupo *Env*, que usa una escala de atributo no monetario, los pesos $CW_{c,Env}$ son definidos por el representante del grupo, apoyándose en cálculos del sistema de ayuda a la decisión (DAS). Para el grupo *Eco*, que utiliza una escala monetaria, los pesos $CW_{c,Eco}$ son el valor 1.

El mapa R_n es el corredor asociado a la línea eléctrica desde el punto de vista de los intereses del grupo n . Este mapa se obtiene mediante los algoritmos de optimización de trazados de mínimo coste para determinar los corredores óptimos, (descritos en los apartados 2.1 y 2.2), utilizando como cobertura geográfica el mapa de atributo agregado T_n . Se aplica entonces a R_n una transformación de escala para conseguir una nueva escala entre el valor 0, (trazado óptimo para el grupo), y el valor 1, (límite “externo” o “frontera” del corredor correspondiente al máximo umbral de “coste” h_{\max} para el grupo). Se obtiene así un mapa de corredor estandarizado R'_n para el grupo n .

El mapa de la función de utilidad global $F_{GW_{Eco},GW_{Env}}$ se obtiene utilizando los valores de R'_{Eco} y de R'_{Env} y los pesos GW_{Eco} y GW_{Env} de los diferentes grupos. Este mapa es utilizado para encontrar las alternativas de trazado “eficientes” (no dominados) $E_{GW_{Eco},GW_{Env}}$. Es de destacar que los pesos GW_{Eco} y GW_{Env} de los diferentes grupos no están relacionados con los pesos asignados a los diferentes criterios $CW_{c,Eco}$ y $CW_{c,Env}$. Los pesos GW_{Eco} y GW_{Env} son valores entre el valor 0, (valor más bajo del peso en la función de utilidad global), y el valor 1 (valor más alto). La variación de estos valores realizada, de forma sucesiva, por parte del sistema de ayuda a

la decisión, permite encontrar las alternativas de trazado más “eficientes” (no dominadas).

2.4.2. Metodología.

La metodología aplicada sigue la secuencia de procedimientos representada en la Figura 13.

La metodología está dividida en dos etapas. La primera etapa calcula, en procesos independientes, el conjunto de trazados alternativos preferidos, o mapa de corredor parcial estandarizado R'_n , para cada grupo; en la Figura 13, para el grupo *Eco* se trata del procedimiento esquematizado en el bloque A; y para el grupo *Env* se trata del procedimiento esquematizado en el bloque B. En la segunda etapa, se calculan las alternativas de trazado más “eficientes” (no dominadas) $E_{GWEco, GWEnv}$ (procedimiento esquematizado en el bloque C).

En la primera etapa dos tipos de problemas de decisión pueden aparecer. La situación más sencilla ocurre cuando todos los criterios tienen un atributo económico. Este es el caso del grupo *Eco*. Todos los mapas de atributo pueden ser agregados en un único mapa de costes T_{Eco} .

Una situación más compleja sucede cuando varios de los criterios no tienen una escala de atributo monetaria, como sucede con el grupo *Env*. En este caso se deben utilizar aproximaciones multicriterio. El sistema de ayuda a la decisión desarrollado juega el papel de “supervisor”, mediante la utilización de una interface que ayuda al grupo en la selección de los mapas de criterio $C_{c,Env}$, la definición de los mapas de atributo $T'_{c,Env}$, la definición de los pesos de los criterios $CW_{c,Env}$, y la agregación de los criterios en un único mapa de atributo T_{Env} que representa las preferencias del grupo.

La estandarización es necesaria en ciertos pasos, en la utilización del modelo, con objeto de definir y aplicar los cálculos ponderados independientemente de las diferentes escalas iniciales usadas. El proceso de estandarización consiste en un ajuste lineal de un valor V en una escala inicial, entre el valor mínimo V_{\min} y el valor máximo V_{\max} , en un nuevo valor V' en una nueva escala, entre el valor 0 (máxima preferencia) y el valor 1 (mínima preferencia).

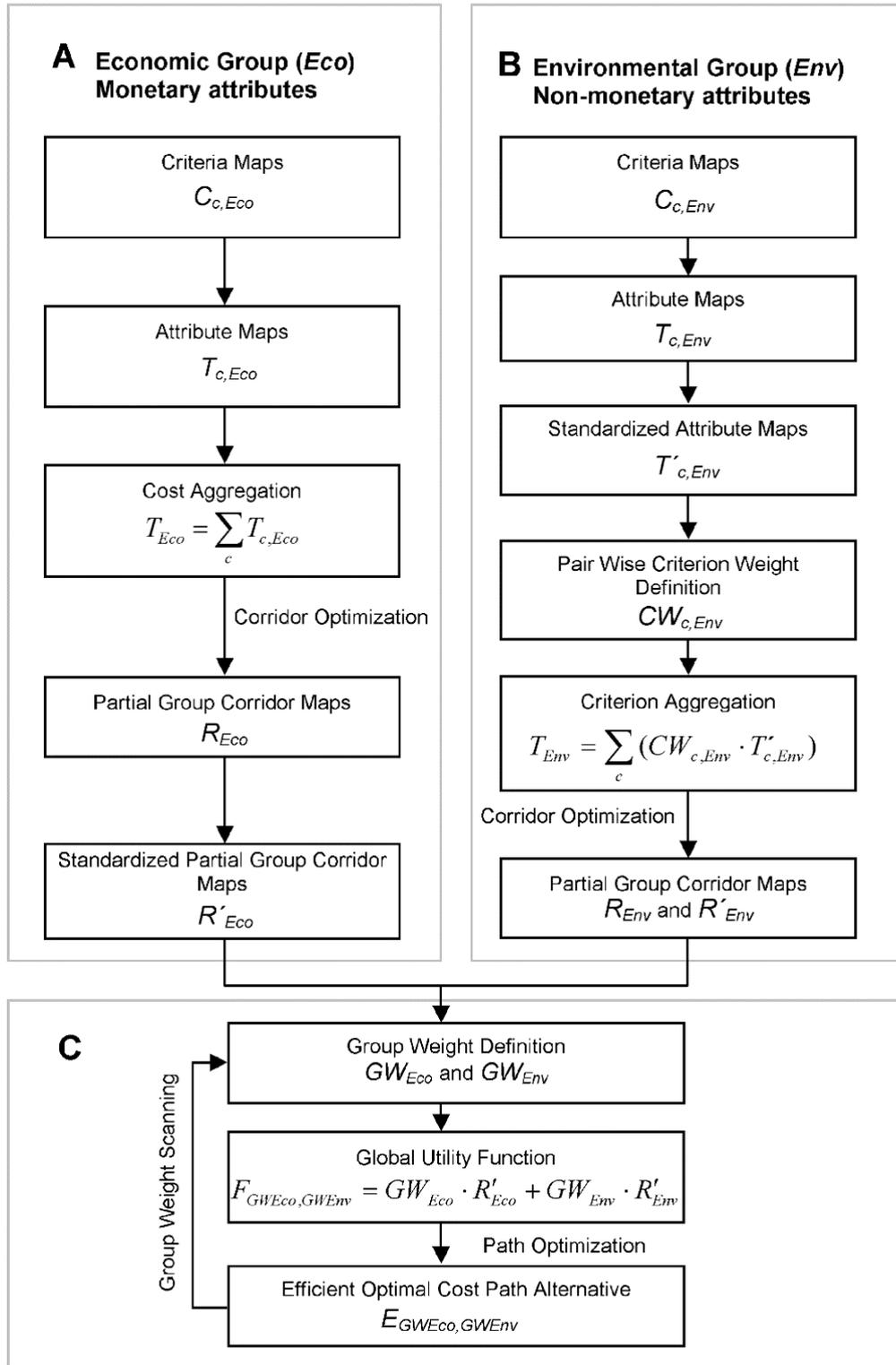


Figura 13. Esquema del sistema de ayuda a la decisión.

Para obtener el mapa estandarizado, por tanto, se aplica una simple transformación de escala, de acuerdo a la expresión (14).

$$V' = \frac{V - V_{\min}}{V_{\max} - V_{\min}} \quad (14)$$

Un aspecto importante es que la agregación de las preferencias de varios grupos no es la agregación del área de su mapa de atributos, sino la agregación de los trazados alternativos para la línea eléctrica. Con objeto de solventar este inconveniente, definimos el concepto de mapa de corredor estandarizado (R'_{Eco} y R'_{Env} para los dos grupos). Como se comentó en el apartado 2.4.1, el mapa de corredor estandarizado (cobertura “raster”) es un área que incluye el trazado óptimo para la línea eléctrica, (representado por valores 0), desde el punto de vista del grupo, y también incluye otros trazados cercanos al óptimo; el peor trazado, pero aceptable para el grupo, se corresponde con el límite “externo” o “frontera” del corredor (con valor 1). Cada localización o celda dentro del corredor tiene asociado un valor, entre 0 y 1, que indica el grado de su “desvío” (“alejamiento”) con respecto al trazado óptimo. El sistema de ayuda a la decisión puede realizar una “combinación” del corredor estandarizado de un grupo con el corredor estandarizado del otro grupo, y así encontrar trazados alternativos “eficientes” (no dominados), permitiendo cierta “relajación” geográfica (“desvío” o “alejamiento”) con respecto al trazado óptimo de cada grupo. Posteriormente, el sistema DAS alcanza, como veremos, los trazados alternativos “eficientes” $E_{GWEco, GWEnv}$, no dominados según el criterio de optimalidad de Pareto, para realizar más tarde la elección del trazado final de la nueva línea a construir (elección de uno de dichos trazados alternativos “eficientes” $E_{GWEco, GWEnv}$).

Aplicando el algoritmo DP explicado en 2.1.2 se encuentra el trazado óptimo entre dos puntos, utilizando el mapa de la función de utilidad global $F_{GWEco, GWEnv}$ según la expresión (15).

$$F_{GWEco, GWEnv} = GW_{Env} \cdot R'_{Env} + GW_{Eco} \cdot R'_{Eco} \quad (15)$$

La función de utilidad global $F_{GWEco, GWEnv}$ representa, para cada celda del mapa, el valor de la agregación lineal ponderada (para los pesos de los grupos GW_{Eco} y GW_{Env}) de la “distancia” al trazado óptimo para cada grupo, (mapas de corredores estandarizados R'_{Eco} y R'_{Env}). El trazado óptimo de la función de utilidad global

$F_{GW_{Eco}, GW_{Env}}$ se corresponde con el trazado de mínima “distancia” ponderada al trazado óptimo de los dos grupos; (no es una distancia geográfica sino una “distancia” en el espacio de trazados alternativos). Así, esta solución de $F_{GW_{Eco}, GW_{Env}}$ para unos pesos determinados GW_{Eco} y GW_{Env} no puede ser mejorada simultáneamente en los objetivos de cualquiera de los dos grupos, (solución “eficiente” o no dominada). Diferentes combinaciones de pesos GW_{Eco} y GW_{Env} producen diferentes trazados “eficientes” (trazados no dominados) bajo el criterio de optimalidad de Pareto.

En los siguientes párrafos, se describe con detalle la obtención de los corredores para los dos grupos y la creación de los trazados “eficientes” (no dominados) para la instalación de la nueva línea eléctrica.

Obtención del corredor para el grupo de intereses económicos.

Cada mapa de criterio $C_{c,Eco}$ está representado por una cobertura GIS con estructura de datos “raster” (malla de celdas): se trata de una matriz regular de celdas cuadradas, donde cada una representa un área geográfica elemental (en dos dimensiones) con características homogéneas. Usando esta estructura de datos, los algoritmos sobre GIS (para determinar trazados de la línea eléctrica) realizan operaciones sobre matrices, donde cada matriz corresponde a una cobertura geográfica, (coste de terreno, tipo de terreno, pendientes, u otras características), con la información alfanumérica correspondiente a cada localización geográfica, (costes económicos de “atravesar” esa localización con una línea eléctrica, pendientes medias del terreno alrededor de la localización que influyen en los costes de construcción de la línea, y otros datos).

Para el grupo de intereses económicos Eco , el mapa de atributo $T_{c,Eco}$, para el criterio c , está basado en un atributo monetario. Así, estos mapas pueden ser agrupados en uno solo, T_{Eco} , “sumando” directamente los mapas $T_{c,Eco}$ para los diferentes criterios c . El mapa de atributos $T_{c,Eco}$ es una cobertura de costes elementales, representando el coste de atravesar (cruzar) cada porción elemental de terreno asociada a cada celda. Estas coberturas fueron explicadas en detalle en el apartado 2.1.1.

Para una nueva línea eléctrica aérea, en aplicaciones con relativamente baja resolución, (por ejemplo celdas de área de 0.5x0.5 km), los costes (incluidos conductores, aisladores y torres) pueden ser distribuidos uniformemente a lo largo de la

línea, (costes por km). Algunos costes económicos (“costes no geográficos”) asociados con la nueva línea eléctrica no tienen una dependencia geográfica, (costes por km del equipamiento de la línea); su inclusión en el proceso del cálculo del trazado óptimo es importante, ya que la relación entre estos costes y los costes con dependencia geográfica determinan el trazado óptimo de construcción de la nueva línea. Si los costes no geográficos son relativamente elevados con respecto a los geográficos, entonces la selección del trazado óptimo no será tan sensible a las características geográficas de la zona, resultando trazados más “directos” (cortos) entre el origen y destino de la línea.

La cobertura de atributo puede representar varios componentes de coste como función de variables geográficas, que afectan a los costes elementales (de cada celda) en el proyecto de una nueva línea eléctrica aérea, (costes de instalación, operación y mantenimiento). Estas variables influyen en los costes asociados a la instalación de la línea en cada localización, (usos del terreno, expropiaciones, cruzamientos, consideraciones meteorológicas, costes asociados con determinados requerimientos medioambientales o sociales y otras variables.).

El mapa de atributo agregado T_{Eco} es la suma de varios componentes (mapas de atributos $T_{c,Eco}$).

Aplicando la programación dinámica DP, explicada en el apartado 2.1, se realiza una optimización geoespacial que obtiene unas trayectorias geográficas de coste acumulado mínimo (óptimo), entre un punto origen (celda) A y cada una de las celdas de la cobertura geográfica, mediante “movimientos” sucesivos entre celdas vecinas. Estas trayectorias forman una estructura radial. Los costes de transición entre celdas vecinas tienen en cuenta los costes de las celdas elementales de la cobertura de atributo agregado T_{Eco} .

El cálculo del corredor de la línea eléctrica para el grupo económico se lleva a cabo utilizando el modelo explicado en el apartado 2.2. Se calcula el corredor entre las celdas A y B siguiendo el proceso de cálculo siguiente:

- el algoritmo de optimización DP determina las trayectorias óptimas entre el origen A y cada una de las celdas de la cobertura geográfica, obteniendo una cobertura de costes acumulados $G_{Eco,A}$;

- el algoritmo de optimización DP determina las trayectorias óptimas entre el origen B y cada una de las celdas de la cobertura geográfica, obteniendo una cobertura de costes acumulados $G_{Eco,B}$;
- el coste del trazado óptimo entre los puntos A y B , pasando por una tercera localización geográfica genérica D , es calculado sumando las coberturas de costes acumulados $G_{Eco,A}$ y $G_{Eco,B}$, para obtener una nueva cobertura J_{Eco} . Así para cada punto geográfico (celda) D , J_{Eco} se calcula según la expresión (16).

$$J_{Eco} = G_{Eco,A} + G_{Eco,B} \quad (16)$$

J_{Eco} es por tanto una cobertura que almacena en cada celda D , correspondiente con una localización geográfica, los costes mínimos asociados al trazado de línea entre los puntos A y B pasando por D . El conjunto de celdas con el coste óptimo en esta cobertura J_{Eco} corresponde al trazado óptimo, entre los puntos A y B , de mínimo coste para la construcción de una nueva línea eléctrica. El conjunto de otras celdas, con un valor de coste algo mayor, (sobre el valor de coste óptimo), corresponden a trazados “cercaños” al trazado óptimo. Un valor predefinido de h_{max} , (mayor que el valor de coste óptimo), que represente el máximo coste aceptable para la construcción de la nueva línea, determina un conjunto de celdas que delimitan la “frontera” del corredor R_{Eco} para el grupo económico.

Aplicando el método de estandarización comentado anteriormente, se obtiene el mapa de corredor parcial estandarizado R'_{Eco} . Este último mapa es una cobertura con valor 0 para el trazado de la línea económicamente óptimo, (trazado óptimo desde el punto de vista del grupo económico); y con valor 1 para el peor trazado, pero aceptable, correspondiente a la frontera del corredor. Obsérvese que para una localización geográfica genérica D , su valor en la cobertura R'_{Eco} representa un valor de “distancia” al trazado (entre los puntos A y B) económicamente óptimo en R'_{Eco} ; no es una distancia geográfica sino una “distancia” en el espacio de trazados alternativos.

Obtención del corredor para el grupo de intereses ambientales.

El bloque B de la Figura 13 indica los pasos para calcular el corredor de la nueva

línea eléctrica según los intereses del grupo *Env*. El sistema DAS ayuda al grupo *Env* a definir sus propias preferencias; y a clarificar la importancia relativa de las variables que entran en juego.

Los mapas de criterio $C_{c,Env}$ son seleccionados por el grupo *Env* entre un conjunto de mapas geográficos. Algunos ejemplos de mapas de criterio pueden ser los correspondientes a restricciones medioambientales, distancia a áreas habitadas, zonas de protección de animales, distancia a monumentos históricos o índices de impacto visual. Un mapa de atributo $T_{c,Env}$ es un mapa con una medida de la preferencia relativa, para el grupo *Env*, de cada elemento espacial, según el criterio c . El sistema DAS transforma este mapa de atributo $T_{c,Env}$ en un mapa de atributo estandarizado $T'_{c,Env}$, con valores entre 0 y 1, desde lugares con preferencia más alta a lugares con preferencia más baja.

Igualmente el sistema DAS ayuda al grupo *Env* a definir pares de pesos de los criterios $CW_{c,Env}$. Para cada par de criterios p y q , el grupo *Env* determina el mejor valor de pares de “pesos relativos de los criterios”, seleccionando los mapas agregados con la característica espacial que sea la más coherente posible con sus preferencia y tolerancias [28].

Para cada par de criterios p y q , el sistema DAS construye la función de agregación $S_{p,q} = (z_p \cdot T'_{p,Env}) + (z_q \cdot T'_{q,Env})$ para una serie de pesos ($z_p, z_q = 1 - z_p$ donde $z_p = 0, 0.1, 0.2, \dots, 0.9, 1$); y construye el correspondiente mapa $S_{p,q}$. El grupo medioambiental selecciona $(z_{p,select}, z_{q,select})$, correspondiente al mapa de atributo agregado para los criterios p y q que mejor satisface sus preferencias y tolerancias.

Las Figuras 14, 15 y 16 muestran los ejemplos de tres mapas de la función de agregación $S_{p,q}$, correspondientes a los valores de tres pares de pesos para dos criterios, que son “distancias a carreteras” $T'_{DR,Env}$ y “distancia a zonas habitadas” $T'_{DI,Env}$.

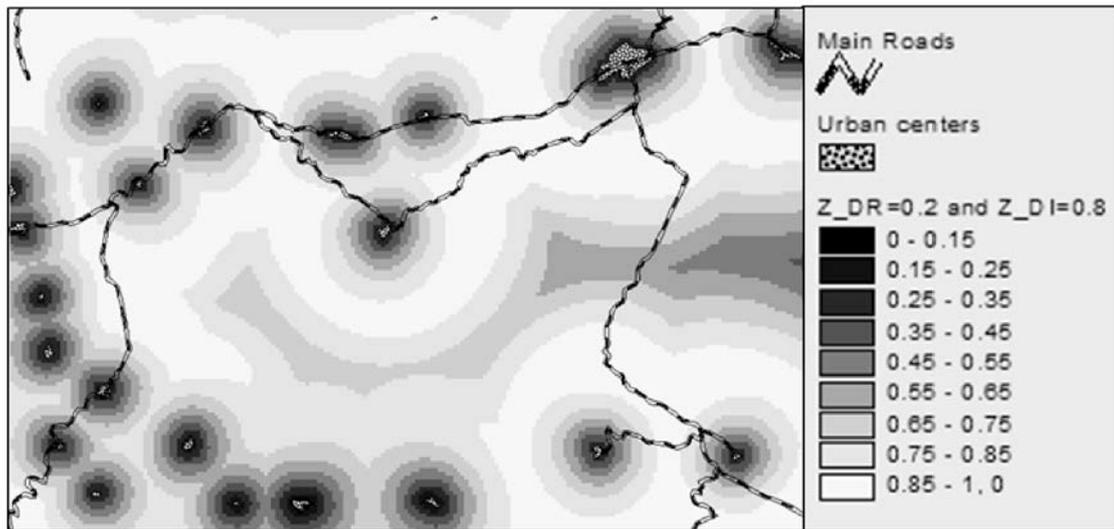


Figura 14. Mapa de $S_{p,q}$ con valores de pesos $z_{DR} = 0.2$ y $z_{DI} = 0.8$.

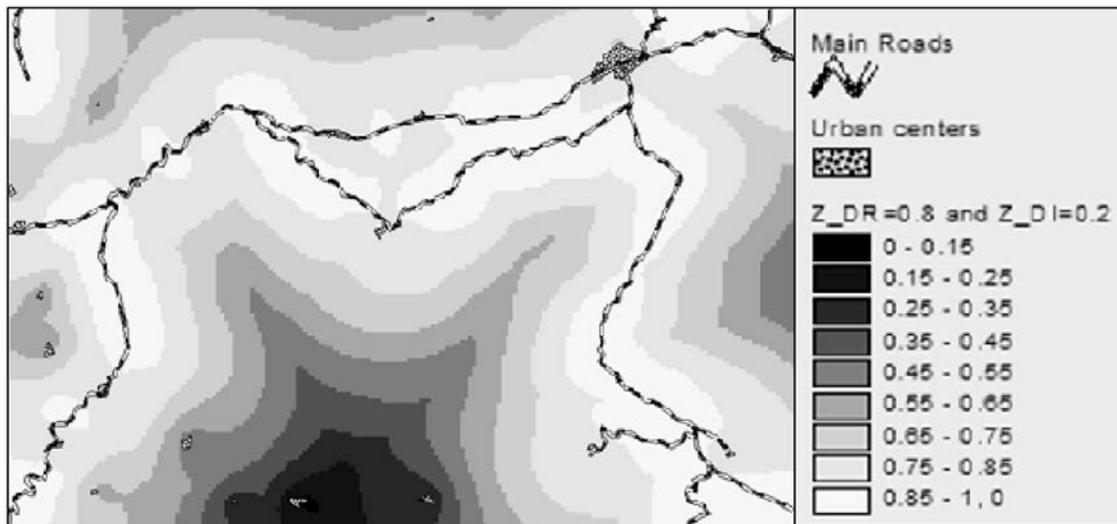


Figura 15. Mapa de $S_{p,q}$ con valores de pesos $z_{DR} = 0.8$ y $z_{DI} = 0.2$.

Estos mapas han sido creados con datos de La Rioja. El atributo $T'_{DR,Env}$ representa las preferencias del grupo medioambiental para construir la nueva línea cerca de las carreteras y, de esta manera, concentrar el impacto medioambiental de carreteras y líneas eléctricas en la misma área geográfica. El atributo $T'_{DI,Env}$ representa la preferencia a concentrar el impacto de las líneas aéreas cerca de las zonas suburbanas, pero no demasiado próximas a los centros urbanos.

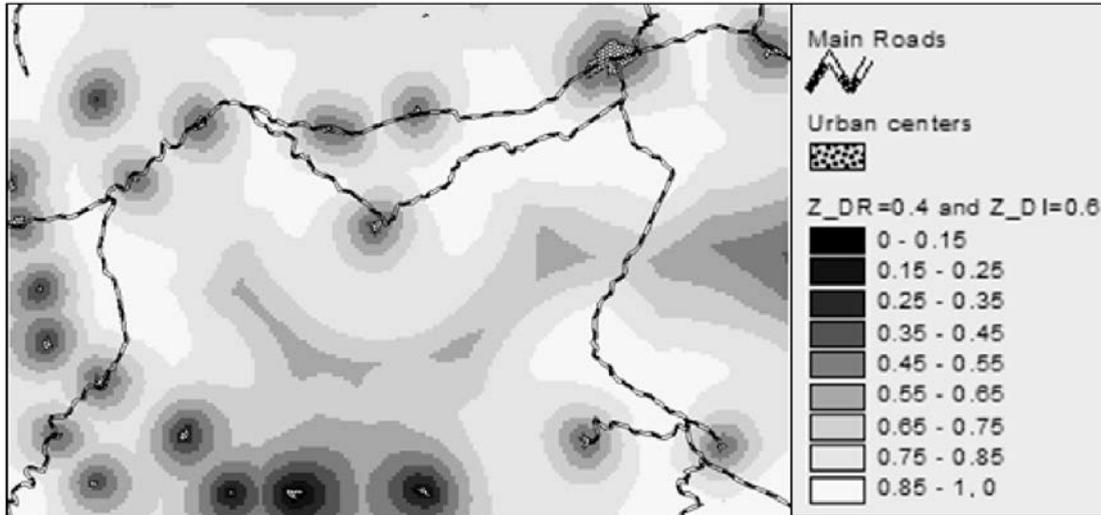


Figura 16. Mapa de $S_{p,q}$ con valores de pesos $z_{DR} = 0.4$ y $z_{DI} = 0.6$.

En la Figura 14 el valor del peso 0.8 asociado a la distancia a áreas habitadas es considerablemente mayor que el valor del peso 0.2 asociado a la distancia a carreteras. Nótese que áreas cercanas a centros urbanos, (“urban centers” en la Figura 14), muestran menor tolerancia a ser atravesadas con una línea eléctrica; (regiones más oscuras fuera de los “centros urbanos”). Para esta combinación de pesos, la importancia de distancias a carreteras es insuficiente (desde el punto de vista del grupo *Env*), requiriendo por tanto cambios en la asignación de pesos. En la Figura 15 los pesos cambian dando más importancia a la distancia a las carreteras. En este caso, atravesar un centro urbano no está suficientemente penalizado y, en consecuencia, esta combinación de pesos tampoco resulta adecuada. La combinación idónea de valores de los pesos puede ser encontrada mediante una interacción entre el grupo medioambiental y el sistema DAS, usando un proceso sistemático de comparación. Para este ejemplo, el grupo medioambiental encuentra la combinación de pesos $z_{DR} = 0.4$ y $z_{DI} = 0.6$ como la más a satisfactoria, correspondiente a la Figura 16.

A partir de la selección de los pesos relativos entre pares de criterios $(z_{p,select}, z_{q,select})$, es posible identificar los correspondientes “pesos globales relativos” $CW_{c,Env}$, para todos los criterios c ; y lograr así que las preferencias del grupo medioambiental sean independientes de la escala usada o de apreciaciones subjetivas. Para conseguir esto, se define la matriz se Saaty [35] con los elementos

$$a_{p,q} = \left(\frac{z_{p,select}}{z_{q,select}} \right).$$

Usando el método indicado en [36], los pesos relativos globales $CW_{c,Env}$ se obtienen resolviendo el problema de optimización indicado en las expresiones (17), donde $CW_{c,Env}$ son las variables de optimización.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_p \sum_q (a_{p,q} \cdot CW_{q,Env} - CW_{p,Env})^2 & (17) \\ \text{sujeto a} \quad & \sum_p CW_{p,Env} = 1; \quad 0 \leq CW_{p,Env} \leq 1 \end{aligned}$$

El mapa de atributo agregado T_{Env} se obtiene con los mapas de atributos estandarizados $T'_{c,Env}$ de acuerdo a la expresión (18).

$$T_{Env} = \sum_c (CW_{c,Env} \cdot T'_{c,Env}) \quad (18)$$

El resultado final de este proceso es un mapa T_{Env} de atributo agregado de preferencias/tolerancias, para el grupo medioambiental, con valores (asociados a cada celda del mapa) entre 0 (mejores localizaciones para la construcción de la nueva línea eléctrica para el grupo de intereses medioambientales); y 1 (peores localizaciones). Como en el caso de los corredores económicos, el algoritmo de optimización de programación dinámica se aplica sobre esta cobertura T_{Env} , con el mismo punto origen A y destino B , obteniendo el índice de impacto medioambiental acumulado J_{Env} asociado con el trazado óptimo; (conjunto de celdas que conectan A y B , con el menor índice de impacto medioambiental). El corredor medioambiental R_{Env} es la cobertura J_{Env} limitada por el valor del máximo índice de impacto permitido, definido por el grupo Env .

El último paso del sistema DAS, para criterios no monetarios, consiste en la obtención del corredor estandarizado R'_{Env} , cuya cobertura tiene valores 0 para las celdas del trazado óptimo de la línea; y valores 1 para las celdas del límite externo o frontera del corredor, es decir, celdas donde la tolerancia es la menor para el grupo medioambiental. Obsérvese que para un punto D , su valor en la cobertura R'_{Env} representa el valor de la distancia del atributo agregado hasta el trazado óptimo, (entre los puntos A y B), desde el punto de vista medioambiental en R'_{Env} .

Obtención de trazados “eficientes” (no dominados) para la construcción de la nueva línea eléctrica.

El bloque C de la Figura 13 indica cómo se determinan los trazados “eficientes”, mediante la aplicación del algoritmo de optimización de programación dinámica a la función de utilidad global $F_{GW_{Eco},GW_{Env}}$, definida en la expresión (15).

Los pesos para los grupos GW_{Eco} y $GW_{Env} = 1 - GW_{Eco}$ son generados sistemáticamente (en principio, entre 0 y 1) por el sistema DAS, utilizando un paso discreto predefinido (menor que, o igual a 0.1; y mayor que 0). Para una combinación de pares de pesos GW_{Eco} y GW_{Env} , el trazado “eficiente” de la nueva línea eléctrica tiene una mínima “distancia de atributo” a los dos trazados óptimos (en R'_{Eco} y R'_{Env}) de los dos grupos.

Un valor del paso discreto más pequeño corresponde a una búsqueda más amplia y detallada de trazados “eficientes”. Por ejemplo un paso de 0.1 produciría, en principio, 11 combinaciones de pesos diferentes, (con los siguientes valores de GW_{Eco} : 0, 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, y 1), desde la combinación $GW_{Env} = 1$ y $GW_{Eco} = 0$ correspondiente al trazado óptimo para en grupo Env , hasta la combinación $GW_{Env} = 0$ y $GW_{Eco} = 1$ correspondiente al trazado óptimo para el grupo Eco . Por ello, con objeto de generar escenarios de alternativas sin absoluta preferencia para ninguno de los grupos, los valores hipotéticos de 0 y 1 son cambiados por 0.001 y 0.999 respectivamente.

3.1. RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE TRAZADOS ÓPTIMOS Y CORREDORES ECONÓMICOS DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS.

El modelo espacial, basado en programación dinámica, para la optimización del trazado (explicado en el apartado 2.1), fue implementado en un sistema de información geográfica y ensayado satisfactoriamente en la selección de trazados óptimos, entre dos puntos, para la construcción de una nueva línea eléctrica. Se presentan aquí resultados de los casos estudiados en La Rioja.

Los resultados, en formato “raster”, correspondientes a los corredores económicos para líneas eléctricas, contienen múltiples alternativas de trazado idóneo para una nueva línea entre un punto origen y un punto destino especificados. Obsérvese que este conjunto de alternativas puede ser información básica para el comienzo de un posterior proceso de negociación, entre grupos involucrados en la selección consensuada del trazado final (desarrollado en el apartado 3.2); o dicho conjunto de alternativas de trazado idóneo puede ser utilizado para analizar la interconexión eléctrica entre una nueva demanda, (o una nueva instalación de generación distribuida), situada en el punto destino, y un punto (origen) perteneciente a una red eléctrica existente.

3.1.1. Aplicaciones de la optimización de trazados de líneas eléctricas punto a punto.

Se han utilizado los modelos de análisis espacial para determinar los trazados óptimos de nuevas líneas eléctricas de 66 kV, con diferentes tipos de conductor, entre un punto origen y un punto destino, en una zona de La Rioja.

El mapa de la Figura 17 muestra la localización del punto origen y del punto destino, así como los costes de “cruce de cada celda” para una línea eléctrica aérea de 66 kV con conductores ACSR-350. Estos costes tienen una componente no geográfica y una componente geográfica que depende del tipo de terreno, los obstáculos, las áreas medioambientales protegidas y otras características. La suma de estos dos componentes se muestra como cobertura de fondo (en formato “raster”) en la Figura 17 (Cost_350 euro/m, en la leyenda de la Figura 17). Esta cobertura ofrece el coste asociado al cruce

de cada celda elemental en el cálculo del trazado óptimo.

Las regiones más oscuras representan costes más altos influenciados por las distancias a las carreteras principales y secundarias de la zona, los usos del suelo (y, por tanto, los costes del terreno), o/y la distancia a zonas medioambientalmente protegidas. Existe una componente adicional de coste que depende de la pendiente del trazado. El algoritmo desarrollado calcula la pendiente para cada celda, en cada dirección, y le asocia un coste adicional. En la Figura 17 se muestran también las curvas de nivel del terreno. Las localizaciones con “densidades” mayores de las curvas de nivel se corresponden con mayores pendientes.

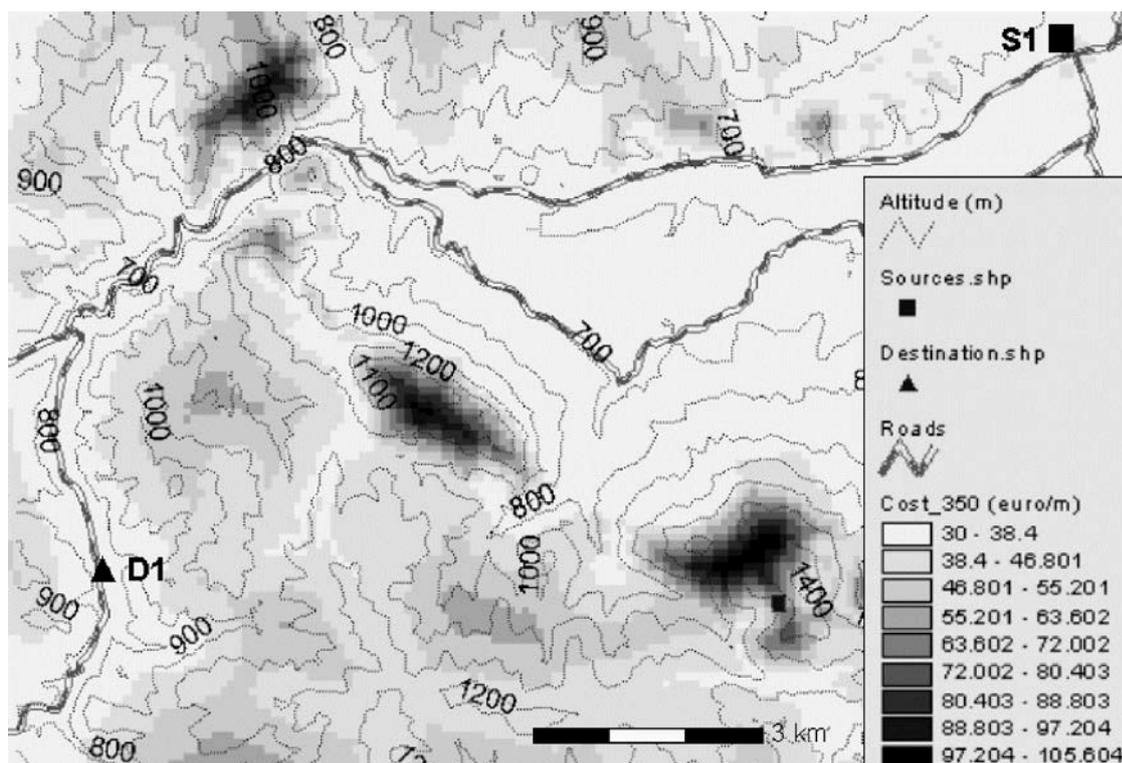


Figura 17. Coste asociado al cruce de cada celda para una línea aérea de 66kV con conductores ACSR-350.

La Figura 18 muestra los resultados computacionales para una línea eléctrica aérea de 66 kV, con conductor ACSR-350, entre el punto origen (S1) y el punto destino (D1). Nótese que el trazado óptimo, (trazado más oscuro en la Figura 18), cruza las celdas con menores costes y evita las zonas con mayores costes geográficos. Se puede observar también la influencia de las pendientes en las zonas con un terreno geográfico complejo. Además, el trazado óptimo en localizaciones con mayores desniveles determina el cruce no perpendicular a las curvas de nivel.

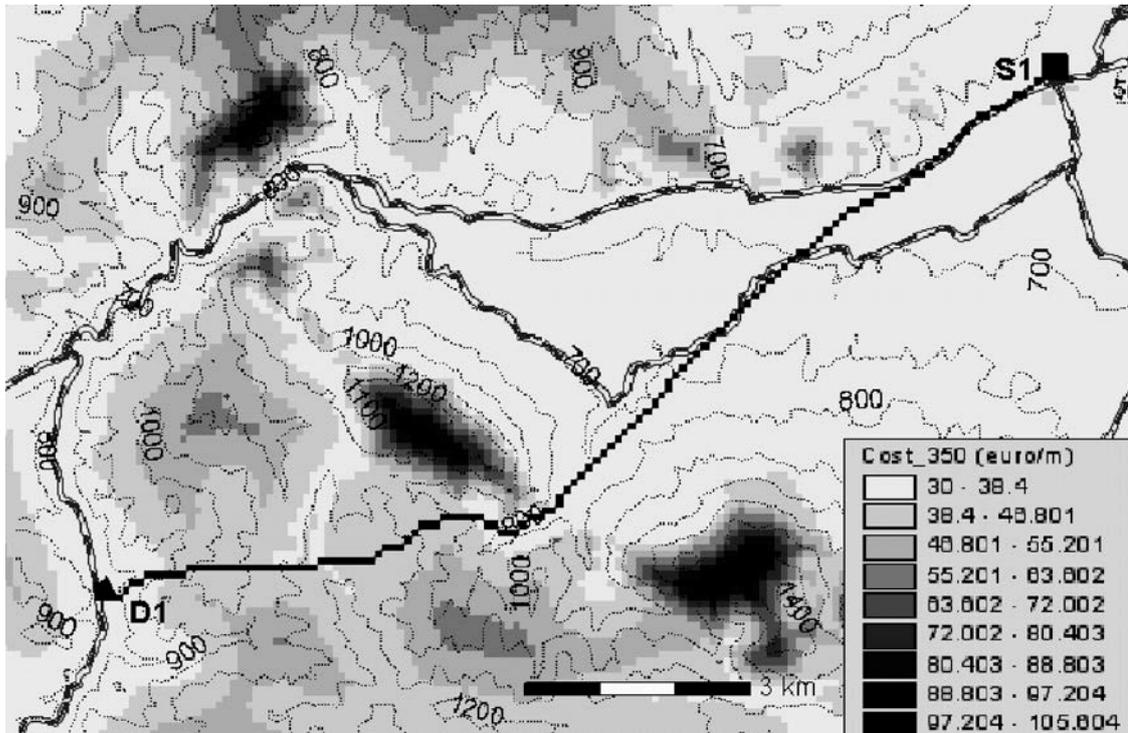


Figura 18. Trazado óptimo de una línea eléctrica aérea de 66 kV con conductores ACSR-350.

La cobertura de fondo que se muestra en la Figura 19, (Accumulated Cost (€) en la leyenda de la Figura 19), es la cobertura de costes descrita en el apartado 2.1.2, la cual proporciona el coste mínimo de construcción de una nueva línea eléctrica, con conductores ACSR-350, desde un punto origen (S1) hasta cada localización (punto destino) de la cobertura geográfica. Evidentemente, localizaciones más alejadas del origen implica mayores costes. Sin embargo, las curvas no son concéntricas debido a la influencia de áreas geográficas de diferente coste. El trazado óptimo es perpendicular a las isolíneas de costes acumulados. El coste óptimo para el trazado de la línea S1-D1 es 596742€ Este valor puede ser obtenido de la cobertura de costes acumulados en la localización donde se sitúa el destino D1.

La Figura 20 muestra los resultados computacionales del trazado óptimo, entre el punto origen S1 y el punto destino D1, para una línea aérea de 66 kV con otro tamaño de conductor, en concreto con conductor ACSR-160. Los costes asociados al cruce de cada celda son representados con diferentes escalas de grises, como se muestra en la leyenda de la Figura 20. El componente geográfico de estos costes es el mismo que el que se ha comentado anteriormente, (caso de línea con conductor ACSR-350), puesto que ahora se trata de una línea aérea de 66 kV similar (con conductor ACSR-160). Sin embargo la componente no geográfica de los costes es significativamente menor en este caso, (alrededor de 10000 €/km, más barato que en el caso del conductor ACSR-350).

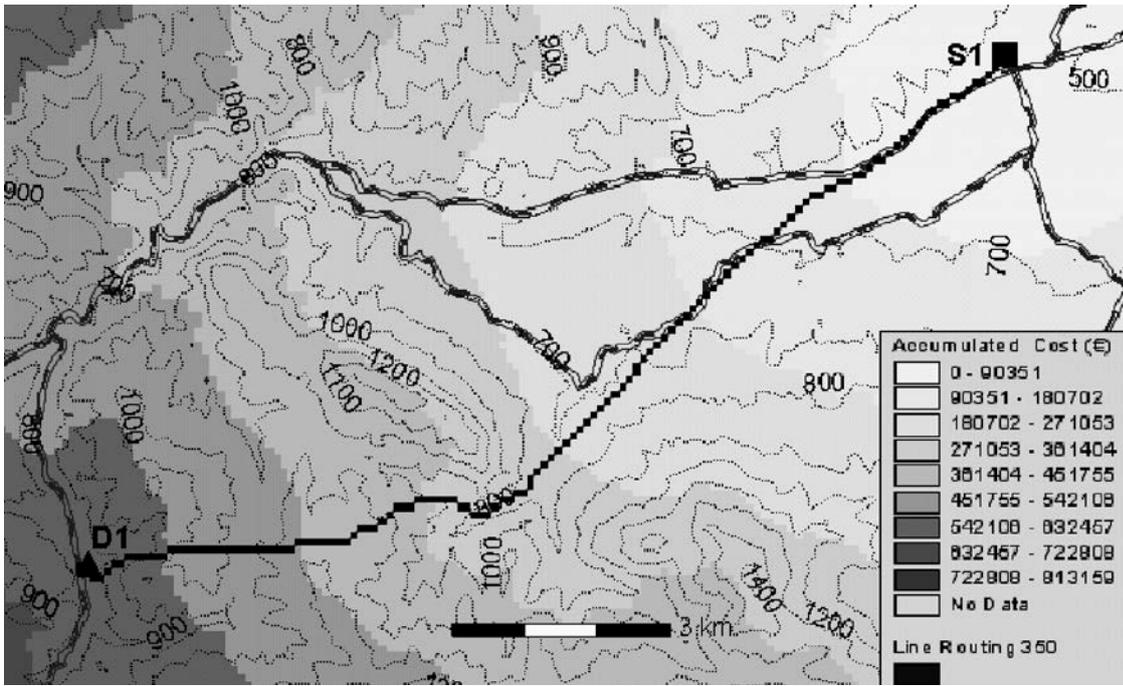


Figura 19. Cobertura de costes acumulados para una línea aérea de 66 kV con conductores ACSR-350.

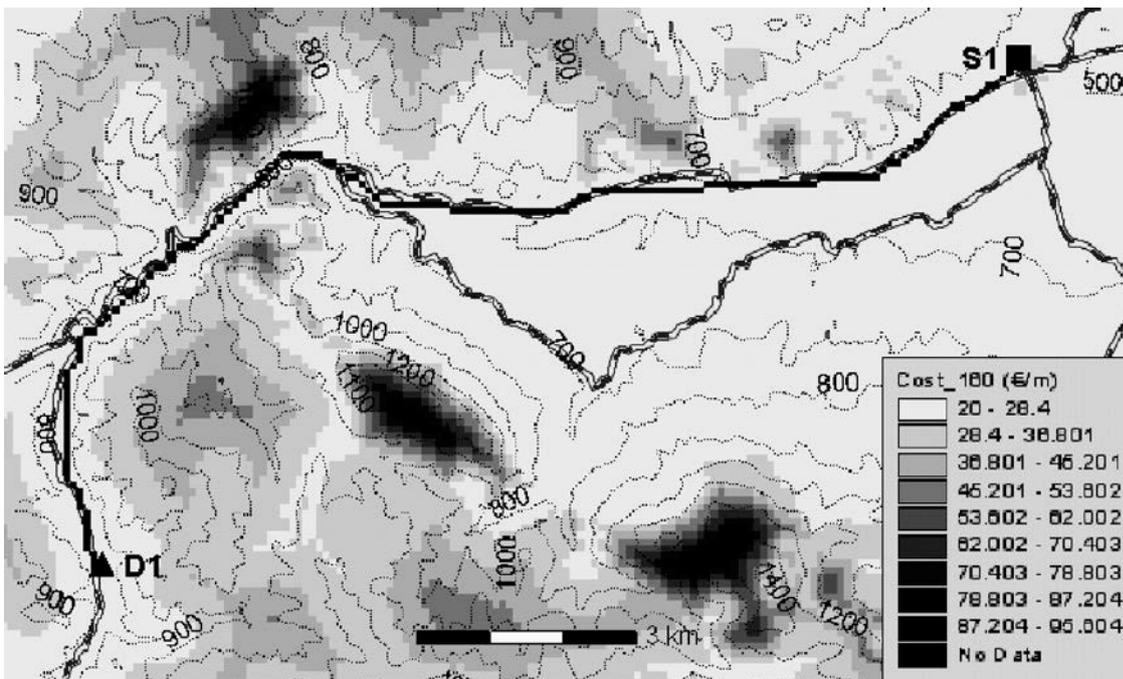


Figura 20. Trazado óptimo de una línea eléctrica aérea de 66 kV con conductores ACSR-160.

Los resultados computacionales obtenidos muestran que el trazado óptimo cambia significativamente si comparamos las Figuras 18 y 20. El trazado S1-D1 se sitúa ahora más cercano a la carretera, debido a un peso menor del coste (no geográfico) de equipamiento en comparación con los costes geográficos. Esto ilustra un caso donde un trazado más largo, en un terreno con una componente geográfica de coste “más barata”, es preferible a un trazado más corto por un terreno con una componente geográfica de coste “más cara”. Además la influencia de la pendiente aparece con claridad para la línea eléctrica con conductores ACSR-160; el mejor trazado, en este caso, discurre más próximo a las curvas de nivel que en el caso anterior con conductores ACSR-350.

La Figura 21 muestra la cobertura de costes acumulados mínimos, (accumulated cost (€) en la leyenda de la Figura 21), para la línea de 66 kV con conductores ACSR-160. El coste total mínimo (trazado óptimo) entre los puntos S1 y D1 es 406648 €. Si los patrones de las coberturas de los costes acumulados para los dos casos se comparan, (ACSR-350 en la Figura 19 y ACSR-160 en la Figura 21), se pueden observar irregularidades significativas para la línea con conductores ACSR-160 debido a la considerable influencia de los costes geográficos.

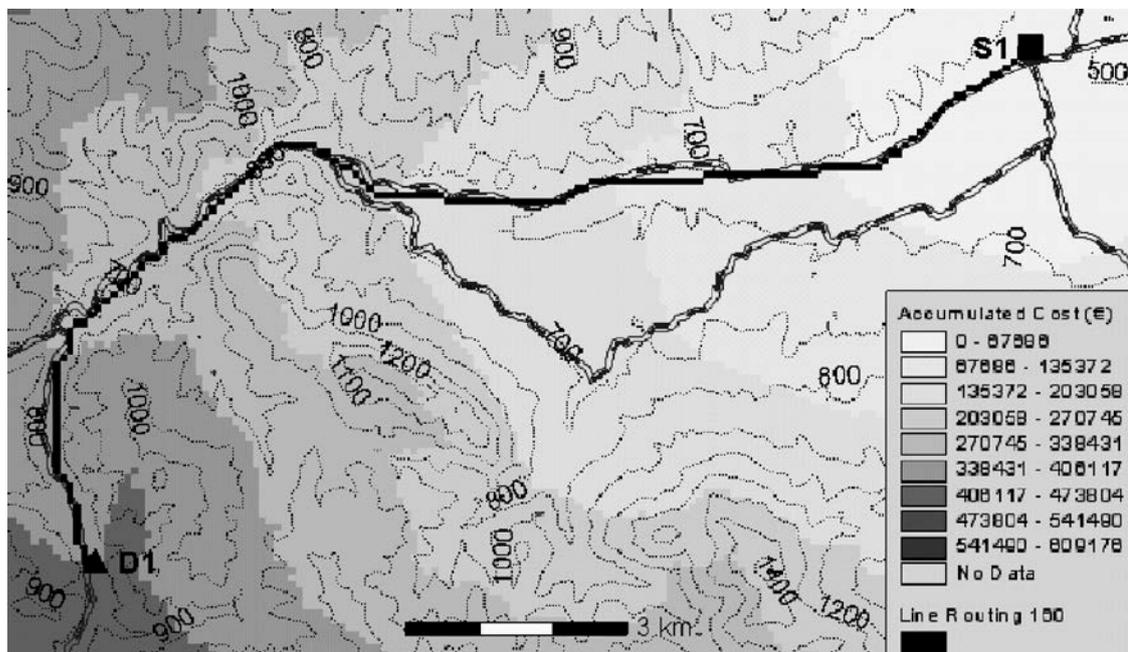


Figura 21. Cobertura de costes acumulados para una línea de 66 kV con conductores ACSR-160.

3.1.2. Aplicaciones de corredores económicos para nuevas líneas eléctricas.

Los ejemplos, presentados en el apartado 3.1.1, muestran que es posible obtener

el trazado óptimo de una nueva línea eléctrica incluso en áreas con características geográficas complejas. Además, las incertidumbres en los valores de los costes pueden llevar a cambios significativos en el diseño del trazado. De hecho, en la fase de diseño para la instalación de una nueva línea eléctrica, es más eficiente seleccionar un corredor económico y estudiar las posibles incertidumbres de los costes que analizar una única solución.

Con el modelo espacial, presentado en el apartado 2.2, es posible calcular los corredores económicos para trazados idóneos desde S1 hasta D1 de una línea eléctrica de 66 kV con conductores ACSR-350. Recordemos que el proceso de cálculo implica tres fases: en primer lugar, se calcula la cobertura de costes acumulados desde el punto S1, (un extremo de la línea eléctrica), a cada localización genérica (celda) del área geográfica estudiada; en segundo lugar, se deben calcular los costes acumulados desde el punto D1, (el otro extremo de la línea eléctrica), a cada localización genérica (celda) de la misma área geográfica; y, por último, el trazado más económico desde S1 hasta D1, pasando por una localización (celda) genérica, se obtiene sumando las dos coberturas de costes acumulados en esa localización.

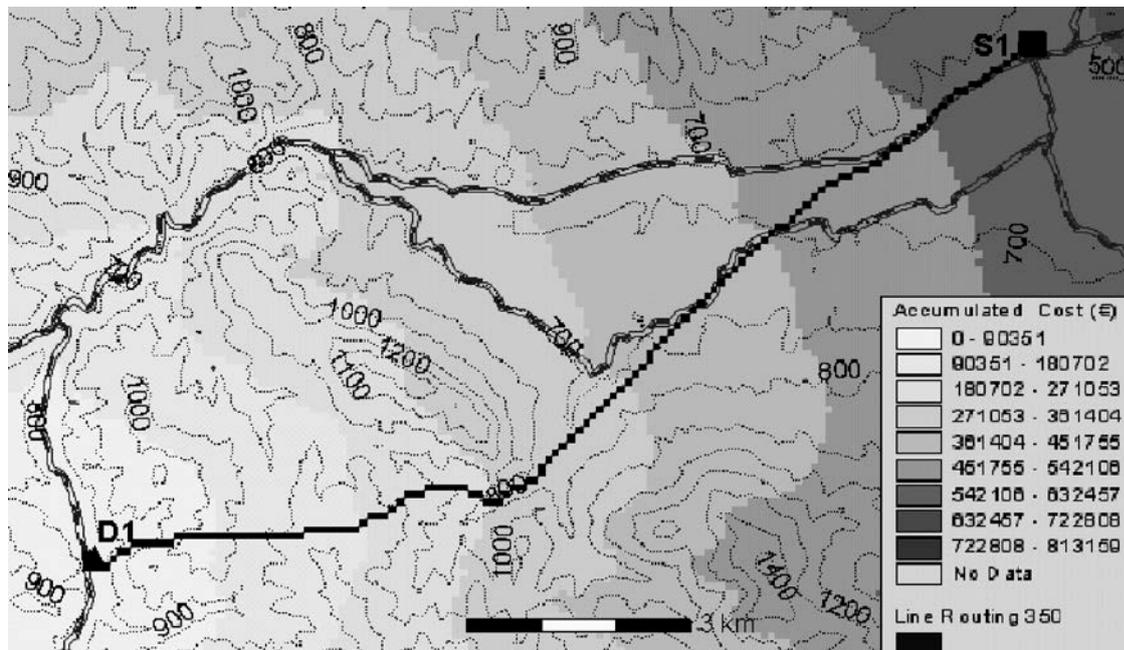


Figura 22. Cobertura de costes acumulados para una línea aérea de 66 kV con conductores ACSR-350 y D1 como punto origen.

La cobertura de costes acumulados desde S1 y la cobertura de costes acumulados desde D1 han sido mostradas en las Figuras 19 y 22. Como era de esperar se obtiene el mismo trazado óptimo (trazado más económico), desde S1 hasta D1

(trazado más oscuro en la Figura 19), que desde D1 hasta S1 (trazado más oscuro en la Figura 22). Los costes acumulados son crecientes con respecto a la distancia al punto origen, obteniendo el mismo coste mínimo desde S1 hasta D1 o desde D1 hasta S1 (596742 €). Este resultado confirma que se ha obtenido el trazado óptimo y éste es único.

Para calcular los corredores desde S1 hasta D1, se suman el valor del coste de la celda en la cobertura de costes acumulados desde S1 y el valor del coste de la celda en la cobertura de costes acumulados desde D1. Las celdas con el mismo valor en la cobertura resultante, (mostrada como corredor D1-S1 (€) en la leyenda de la Figura 23), definen múltiples trazados entre S1 y D1. Por ejemplo, el trazado más oscuro que pasa por el punto A tiene un valor $h_{p_{S1}, p_{D1}}(p_A) = 596742$ €, que es el coste más reducido para una trazado entre S1 y D1 pasando por A. Otro trazado diferente, que pasa por el punto D, tiene un coste $h_{p_{S1}, p_{D1}}(p_D) = 600373$ € desde S1 hasta D1.

La función $h_{p_{S1}, p_{D1}}(p_k)$ de costes de la expresión (6), en cada punto (celda) de la cobertura $p_k \in \Omega$, representa el coste total del trazado S1-D1 pasando por p_k . La diferencia entre este valor y el valor del trazado óptimo entre S1 y D1, (en este ejemplo 596742 €), son los costes adicionales debidos a alejar el trazado (perteneciente al corredor) del trazado de mínimo coste (trazado óptimo).

Las isolneas mostradas en la Figura 23 definen las correspondientes bandas (corredores) para diferentes niveles de h_{\max} . En esta Figura 23 también se muestra que existen trazados satisfactorios, que no se encuentran necesariamente en zonas próximas al trazado óptimo. Por ejemplo, el trazado oscuro que pasa por B ($h_{p_{S1}, p_{D1}}(p_B) = 598946$ €) es un ejemplo de un trazado alternativo satisfactorio respecto al trazado que pasa por A. Otras posibles alternativas a los dos trazados mencionados, más oscuros, de la Figura 23 tienen costes más elevados.

Los corredores económicos muestran la sensibilidad de los trazados a las características del terreno. El área de costes uniformes, cercana al punto C de la Figura 23, refleja la independencia de los trazados respecto a las características geográficas del terreno (uniformidad del terreno). Lo contrario ocurre cerca de los puntos E y F, donde se muestra una gran influencia de las características de terreno montañoso en los trazados. El impacto de la selección del trazado en su coste final puede ser evaluado

analizando la forma de los corredores.

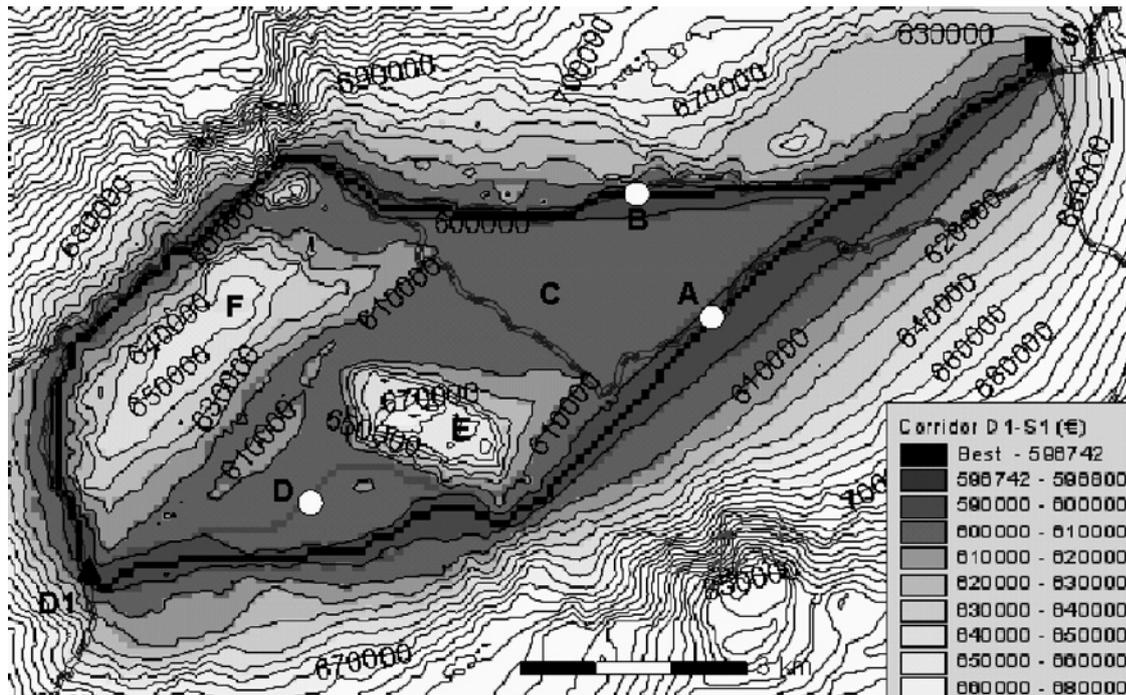


Figura 23. Corredores económicos para nuevas líneas eléctricas aéreas de 66 kV con conductores ACSR-350 entre S1 y D1.

3.2. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE COSTES DE ALIMENTACIÓN A UNA NUEVA DEMANDA, MEDIANTE LA CONSTRUCCIÓN UNA NUEVA LÍNEA ELÉCTRICA. COMPARACIÓN CON LA ALIMENTACIÓN PROCEDENTE DE UNA NUEVA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA AISLADA.

Se presentan en este apartado resultados obtenidos con la aplicación de modelos espaciales de costes de suministro eléctrico a una nueva demanda, de acuerdo al apartado 2.3.

En los próximos párrafos se comentan dos casos de estudio. En el primero de ellos se evalúa el coste incremental acumulado que supone la alimentación de una nueva demanda eléctrica, (situada en una localización geográfica del área analizada), desde la red existente, mediante la construcción de una nueva línea eléctrica sobre su trazado óptimo hasta dicha red. En el segundo caso de estudio se comenta la determinación de la alternativa económicamente más adecuada, (construcción de una nueva línea hasta la red eléctrica existente, o bien construcción de una nueva instalación DG de tipo solar

fotovoltaica o eólica, aislada de la red existente), en cada localización geográfica, para alimentar una nueva demanda eléctrica.

Caso de estudio 1.

En este caso de estudio se trata de evaluar el coste (anual) incremental acumulado, en €/kW, que supone la alimentación a una nueva demanda eléctrica de 10 MW de potencia punta y 4 MW de potencia media, en una localización geográfica de la zona analizada de la Figura 24, mediante la construcción de una nueva línea eléctrica sobre su trazado óptimo hasta la red existente. En la Figura 24 pueden observarse la red eléctrica existente de 66 kV formada por líneas eléctricas, junto con centros de consumo, instalaciones de generación DG, y subestaciones de la red de 66 kV, (denominadas “puntos de alimentación” en la Figura 24, conectadas a la red de 220 kV).

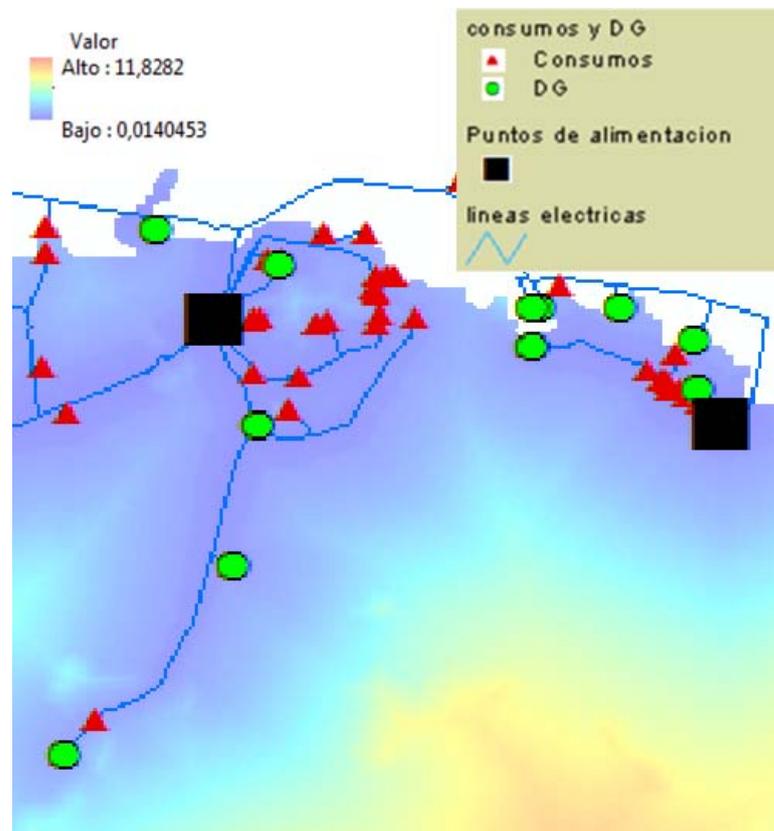


Figura 24. Coste incremental acumulado asociado al suministro eléctrico a una nueva demanda.

Desde todas las líneas que conforman la red existente se permite la construcción de la nueva línea para alimentar la nueva demanda. El resultado de aplicar la metodología propuesta en el apartado 2.3 es un “raster”, en el que cada celda tiene su propio valor de coste incremental acumulado, representando el coste incremental

acumulado asociado a la alimentación de la nueva demanda eléctrica, que aparece mostrado en dicha Figura 24: los valores de este coste incremental acumulado, en €/kW, están diferenciados por colores, donde los valores más elevados vienen representados por tonalidades rojizo-amarillentas y los valores más bajos por tonalidades azuladas. Se pueden apreciar claramente las zonas de la región donde aparecen los costes incrementales acumulados relativamente más reducidos, influenciados por menores distancias a la red existente y, por tanto, las zonas asociadas a unos menores costes de alimentación de la nueva demanda.

Caso de estudio 2.

Dado un escenario de consumo correspondiente a la alimentación de una nueva demanda, una solución de planificación, desde el punto de vista de selección de la alternativa de alimentación más económica, conlleva la comparación geográfica de los valores de *LEC* de las diferentes alternativas consideradas. Se presentan a continuación resultados obtenidos, mediante la aplicación del modelo espacial desarrollado.

El escenario de consumo contempla la alimentación de una nueva demanda de 0.5 MW de potencia punta y 0.15 MW de potencia media anual, situada en cualquier punto de la zona analizada de la Figura 25. Se comparan tres alternativas diferentes: a) alimentación desde la red eléctrica existente mediante la construcción de una nueva línea eléctrica, a 13.2kV, hasta dicha red existente; b) alimentación mediante la construcción de una nueva instalación DG solar fotovoltaica aislada de la red existente; o c) alimentación mediante la construcción de una nueva instalación DG eólica aislada de la red existente.

Comparado el valor de *LEC*, asociado a cada alternativa, de cada celda de la zona geográfica de la Figura 25, (con un tamaño de la celda de estudio de 10^4 m²), se puede obtener una nueva cobertura “raster”, en la que cada celda tiene información sobre la alternativa más económica para alimentar la nueva demanda situada en esa localización: así se visualizan en esa Figura 25 las zonas donde cada alternativa es más conveniente desde el punto de vista económico.

Los resultados finales muestran que generalmente para áreas relativamente cercanas a la red eléctrica existente, resulta más económica la alimentación de la nueva demanda mediante la construcción de una nueva línea eléctrica; mientras que en las áreas más alejadas de la red, y con buena calidad de recurso renovable, frecuentemente resulta más económica la construcción de una nueva instalación DG eólica aislada de la

red existente, (o de una nueva instalación DG fotovoltaica).

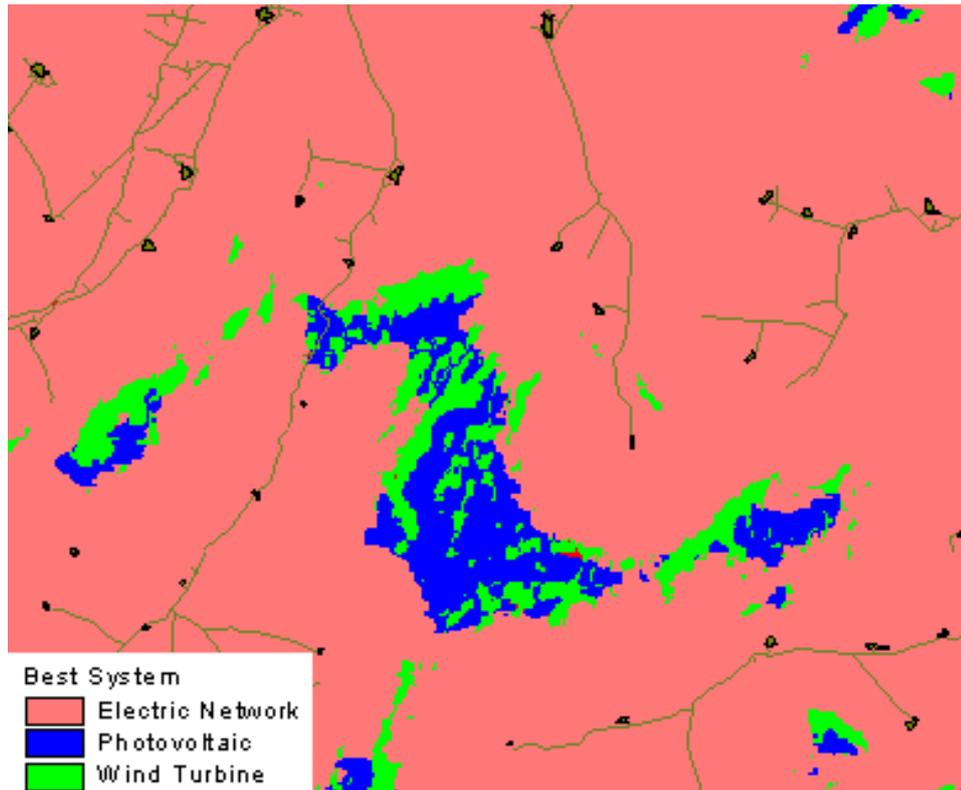


Figura 25. Comparación de tres alternativas para alimentar una demanda eléctrica en una zona de La Rioja.

Los resultados obtenidos pueden ser representados también en forma de tablas estadísticas, para identificar aspectos relevantes del estudio geoespacial realizado, o con objeto de analizar la parte específica del área estudiada que es preferible para la construcción de una nueva instalación de cada una de las alternativas posibles, (para alimentar la nueva demanda). La Tabla 1 presenta, en formato numérico, los resultados del escenario estudiado en la Figura 25. En la columna “recuento” se representa el número de celdas en las que la alimentación de la nueva demanda, mediante la construcción de una nueva línea eléctrica, es preferible (cerca de 80000 celdas), siendo este número de celdas mayor que el obtenido para la construcción de una nueva instalación DG eólica (o instalación DG fotovoltaica) aislada de la red existente.

Tabla 1. Resultados para el caso de estudio de la Figura 25.

Alternativa de suministro eléctrico	Recuento (celdas)	Area (km ²)
Construcción de una nueva línea eléctrica	78148	781.48
Construcción de una nueva instalación DG fotovoltaica	4381	43.81
Construcción de una nueva instalación DG eólica	4035	40.35

3.3. RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE TRAZADOS ÓPTIMOS Y CORREDORES DE NUEVAS LÍNEAS ELÉCTRICAS BASADOS SIMULTÁNEAMENTE EN CRITERIOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES.

Se presentan en este apartado resultados de aplicación del sistema de ayuda a la decisión (DAS), para la instalación de una nueva línea eléctrica aérea de 66 kV en La Rioja. Se pretende identificar trazados de la línea alternativos (“eficientes” o no dominados), con conductores ACSR-350, teniendo en cuenta a dos grupos con intereses diferentes: el grupo *Eco* con intereses económicos y el grupo *Env* con intereses medioambientales. Cada grupo tiene un representante que interactúa con el sistema DAS y selecciona los criterios, el conjunto de atributos geográficos y los pesos asignados a cada criterio, según se explicó en el apartado 2.4. Como resultados, el sistema DAS proporciona un conjunto de trazados (“eficientes”) de línea eléctrica alternativos, los valores del mapa R'_n de los trazados alternativos aceptables para cada grupo y otros atributos asociados con cada trazado.

En los siguientes párrafos se describe con detalle la obtención de los corredores para los dos grupos; y la creación de los trazados “eficientes” (no dominados) para la instalación de la nueva línea eléctrica.

Obtención del corredor económico para el grupo con intereses económicos.

Aplicando los pasos del bloque A de la Figura 13 (apartado 2.4.1), el coste económico de T_{Eco} es el mostrado en la Figura 26, (en €m, con una resolución de la cobertura de 100x100 m). Este mapa también muestra la localización del punto origen (A ■) y del punto destino (B ▲). El mapa de atributo agregado es el resultado de la agregación de varios componentes de coste, con criterios de atributo monetarios recogidos en la expresión (19).

$$T_{Eco} = C_{equipamiento} + C_{terreno} + C_{instalación} + C_{tiempo} + C_{restricciones} \quad (19)$$

En la expresión (19) todos los componentes de costes son una función lineal de la longitud de la línea. Los criterios y los componentes de costes incluidos en (19) son los siguientes:

- $C_{equipamiento}$: coste del equipamiento, que no depende de la geografía;

- $C_{terreno}$: coste del terreno, que depende de su uso y del precio de referencia fijado por los municipios;
- $C_{instalación}$: componente asociado con costes adicionales ocasionados por “dificultades” geográficas extraordinarias, como la accesibilidad (distancias a carreteras), la limpieza de vegetación, los terrenos rocosos, las pendientes del terreno y otras complejidades en términos orográficos. Estos costes son dependientes de múltiples coberturas GIS a las que se les atribuye un coste monetario adicional, que cambia con la geografía, de acuerdo a las características de cada localización;
- C_{tiempo} : componente asociado con costes adicionales causados por refuerzos en el equipamiento, debido a condiciones meteorológicas adversas. Las coberturas de criterio usadas para representar estos costes adicionales pueden ser la altitud, (alta probabilidad de nieve y hielo), mapas de velocidades de viento o mapas de frecuencia de caída de rayos;
- $C_{restricciones}$: componente de coste añadido para tener en cuenta los requerimientos de cruzar áreas especialmente protegidas, o áreas pobladas, que requieren elementos de seguridad añadidos.

La Figura 26 muestra el mapa de atributo agregado con las preferencias del grupo *Eco*, como resultado de la agregación de costes señalada en la expresión (19). Las zonas más oscuras corresponden a costes más altos, influenciados por la complejidad de la orografía y por la distancia a las carreteras; otros efectos de otros factores geográficos son enmascarados por la complejidad de la agregación de los componentes de costes.

Mediante la aplicación del algoritmo de optimización de programación dinámica descrito en el apartado 2.4.1, (bloque A de la Figura 13), se calcula el corredor R_{Eco} . En la Figura 27 se pueden apreciar las isocostes, en € de J_{Eco} , indicando que algunos trazados satisfactorios no se encuentran necesariamente en áreas contiguas. Por ejemplo, el trazado económicamente óptimo, representado en la Figura 27 mediante una “línea blanca” (sucesión de celdas en formato “raster”), tiene un coste económico de 611895 € pero podríamos encontrar otro trazado satisfactorio que discurriría por el noroeste de la montaña, con un valor económico de 615550 €. El valor máximo aceptable, que define el límite exterior (frontera) del corredor económico R_{Eco} , fue fijado en $h_{max} = 720000$ €

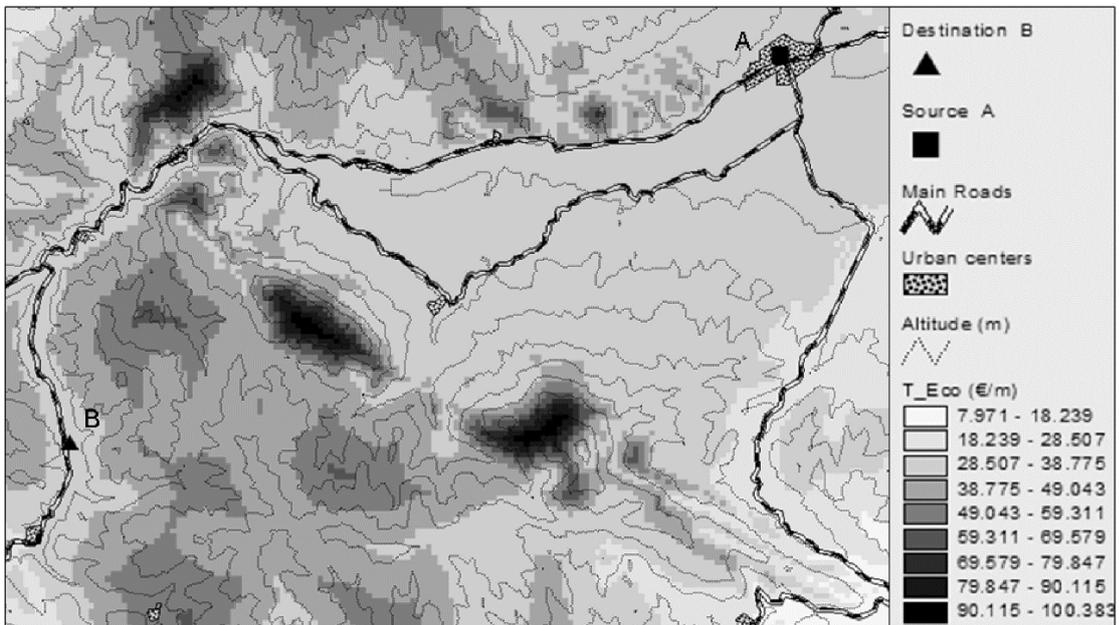


Figura 26. Mapa de atributo agregado T_{Eco} para el grupo con intereses económicos.

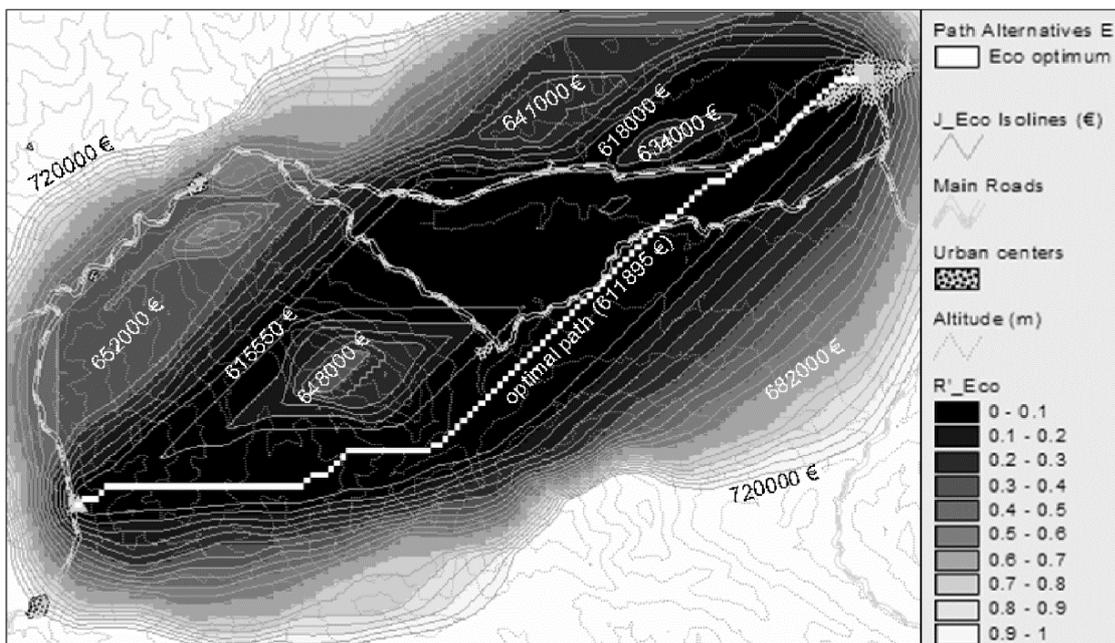


Figura 27. Trazados basados en el corredor económico, con el mapa de fondo R'_{Eco} e isolneas de coste de J_{Eco} .

Después de la estandarización se obtiene el corredor económico estandarizado R'_{Eco} . Dicho corredor está representado como cobertura de fondo en la Figura 27. R'_{Eco} contiene un conjunto de trazados para la nueva línea eléctrica económicamente

aceptables: el trazado económicamente óptimo (representado en blanco) con el valor estandarizado 0; y un rango de trazados algo más caros, en orden decreciente de preferencia, (hacia zonas más claras en el mapa), hasta el límite económico aceptable con valor estandarizado 1, correspondiente al límite (frontera) del corredor. Nótese que cada valor de R'_{Eco} representa el valor estandarizado de la distancia al trazado óptimo, económicamente hablando; (distancia en el espacio de trazados alternativos).

Obtención del corredor para el grupo con intereses medioambientales.

Siguiendo los pasos del bloque B de la Figura 13, el grupo medioambiental elige las coberturas de los criterios y asigna atributos geográficos para cada mapa de criterios. Para el caso presentado en este apartado, se eligieron tres criterios medioambientales diferentes:

- $C_{PA,Env}$: mapa de áreas de protección medioambiental de acuerdo a los planes regionales. Estos mapas incluyen áreas sensibles de flora y fauna (avifauna) y zonas con alta sensibilidad a un impacto visual. Los atributos de preferencia/tolerancia están basados en valores de índices de los planes regionales de protección del medio ambiente;
- $C_{DL,Env}$: mapa de proximidad a áreas habitadas. Para la especificación de atributos, se definen zonas con baja tolerancia muy cerca de los núcleos urbanos; la tolerancia se incrementa hasta una distancia especificada alrededor de los centros urbanos, y luego desciende gradualmente según la distancia aumenta. El propósito de esta distribución es concentrar el impacto de la línea eléctrica aérea cerca de las áreas suburbanas, pero no demasiado cerca del centro urbano de la población;
- $C_{DR,Env}$: mapa de proximidad a las carreteras. Los atributos asociados a este criterio tienen una alta preferencia de rutas cercanas a las carreteras existentes, para concentrar el impacto de la línea eléctrica aérea y de la carretera en la misma área geográfica.

Según se ha comentado en el apartado 2.4, el grupo *Env* asigna valores a sus mapas de criterios, en una escala entre 0 (localizaciones más preferibles) y 1 (localizaciones menos preferibles); y después el sistema DAS obtiene los mapas de atributos $T'_{PA,Env}$, $T'_{DI,Env}$, $T'_{DR,Env}$.

La agregación de estos mapas de atributos requiere la definición de los pesos de los criterios, que se encuentran aplicando la metodología de selección de los pares de pesos explicada en el apartado 2.4.2. Después de aplicar esta metodología, los valores definitivos ($z_{p,select}$ y $z_{q,select}$) para los pares de pesos de los criterios, tomados de dos en dos, fueron ($z_{DR} = 0.4$ y $z_{DI} = 0.6$), ($z_{DR} = 0.2$ y $z_{PA} = 0.8$) y ($z_{DI} = 0.3$ y $z_{PA} = 0.7$).

Aplicando el método de optimización descrito en la expresión (17), el sistema DAS obtiene los siguientes pesos: $CW_{DR} = 0.157$, $CW_{DI} = 0.249$ y $CW_{PA} = 0.594$. Posteriormente el sistema DAS, mediante la agregación de los mapas de atributo, según la expresión (18), alcanza el mapa de atributo agregado T_{Env} que se muestra en la Figura 28.

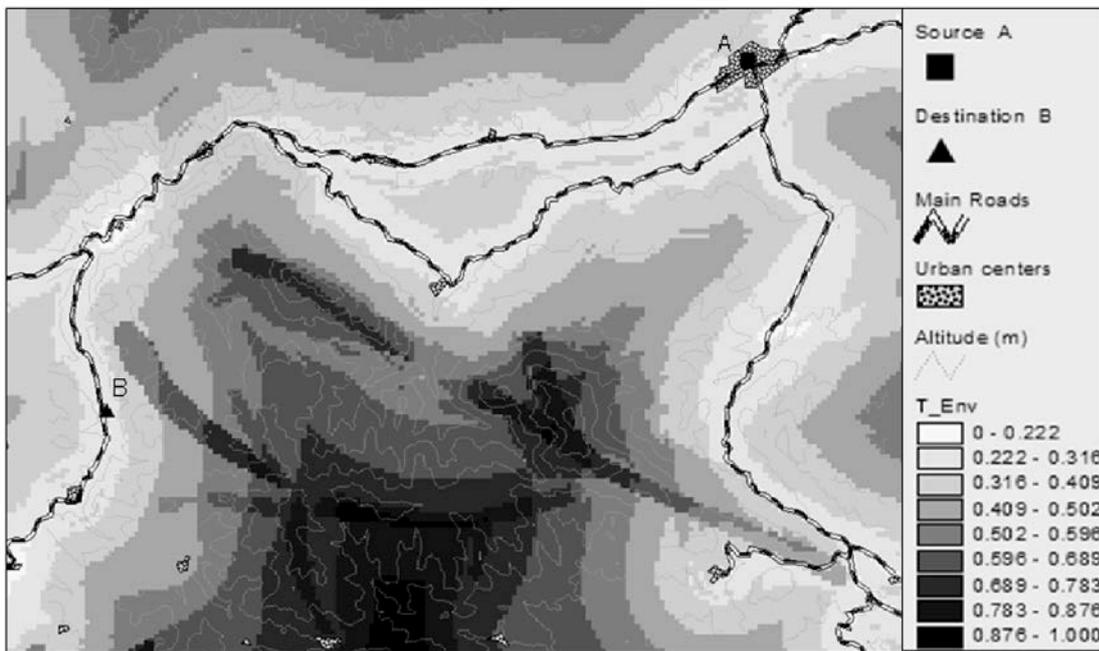


Figura 28. Mapa de atributo agregado T_{Env} para el grupo medioambiental.

La aplicación del algoritmo de optimización de programación dinámica obtiene como resultado el corredor medioambiental R'_{Env} mostrado en la Figura 29, en la que aparecen los trazados preferidos en color oscuro. El trazado óptimo medioambiental, (representado en color blanco), discurre relativamente cercano a la carretera principal. Existen otras zonas del corredor medioambiental que muestran trazados lejanos a la carretera y cercanas al trazado óptimo económico, pero estos trazados tienen rangos de

preferencia medios ($R'_{Env} = 0.5$) desde el punto de vista del grupo medioambiental. Las zonas más claras de la cobertura R'_{Env} corresponden a trazados alternativos más alejados del trazado óptimo medioambiental.

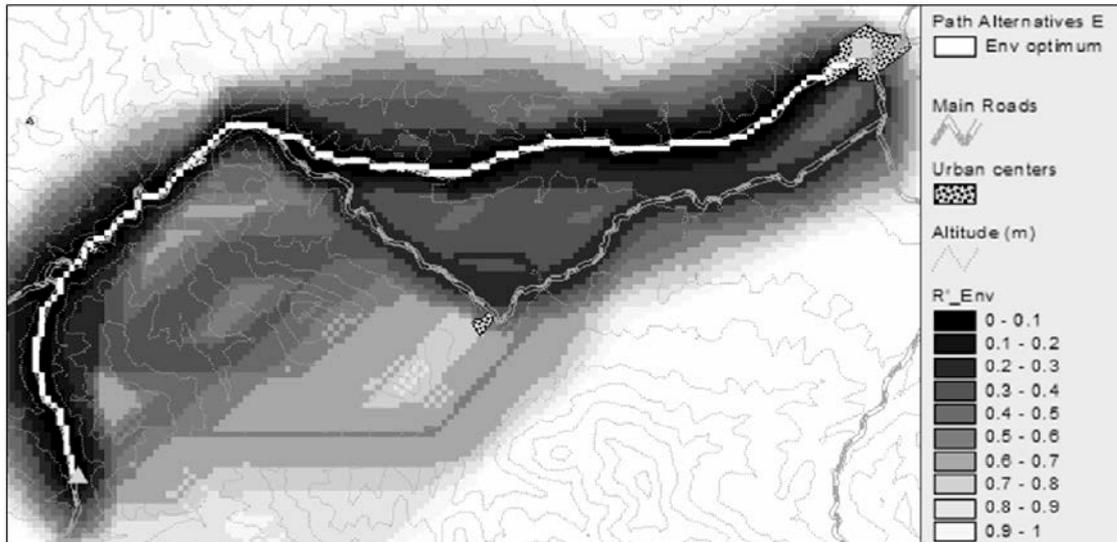


Figura 29. Corredor medioambiental R'_{Env} .

Obtención de trazados “eficientes” para la construcción de la nueva línea eléctrica.

El sistema DAS aplica el algoritmo de optimización de programación dinámica a la función de utilidad global $F_{GW_{Eco}, GW_{Env}}$. Para ello los corredores de los grupos, R'_{Eco} (Figura 27) y R'_{Env} (Figura 29), son agregados linealmente con los pesos correspondientes GW_{Eco} y GW_{Env} . Como se comentó en el apartado 2.4.2, los pesos de los grupos son establecidos por el sistema DAS, generando sistemáticamente combinaciones de pesos, tomado un paso discreto. En el ejemplo presentado, el paso discreto fue 0.1. Con este valor de paso, existen 11 combinaciones de los pesos y por tanto 11 “escenarios alternativos”: escenario alternativo 1 (AS1) para $GW_{Env} = 0.001$ y $GW_{Eco} = 0.999$; escenario alternativo 2 (AS2) para $GW_{Env} = 0.1$ y $GW_{Eco} = 0.9$; y así sucesivamente hasta el escenario alternativo 11 (AS11) para $GW_{Env} = 0.999$ y $GW_{Eco} = 0.001$.

La Figura 30 muestra los 11 trazados “eficientes” alternativos, (identificados con color blanco y numerados del 1 al 11), correspondientes a los 11 escenarios estudiados. La cobertura de fondo de la Figura 30 es un ejemplo de una de las once funciones de

utilidad global, $F_{GW_{Eco}, GW_{Env}}$; en concreto la correspondiente a $GW_{Env} = 0.5$ y $GW_{Eco} = 0.5$.

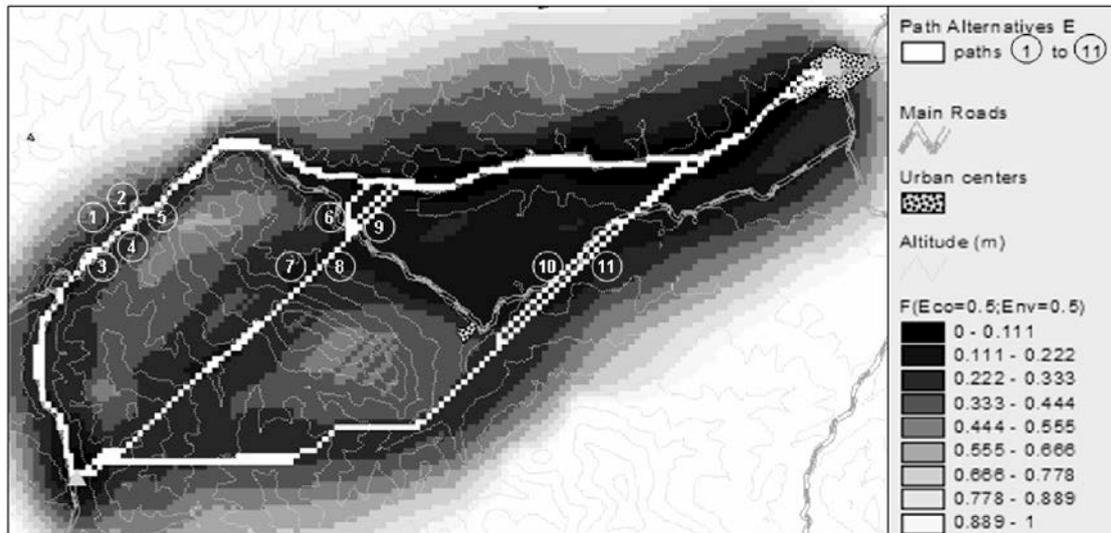


Figura 30. Alternativas de trazado de la línea eléctrica “eficientes” $E_{GW_{Eco}, GW_{Env}}$.

Como se puede observar en la Figura 30, podemos identificar tres principales variantes de trazados: trazados alternativos “eficientes” 10 y 11, (correspondientes a los escenarios AS10 y AS11), cercanos al trazado óptimo del grupo con intereses económicos; trazados alternativos “eficientes” de 1 a 5, (correspondientes a los escenarios AS1 hasta AS5), cercanos al trazado óptimo medioambiental; trazados alternativos “eficientes” de 6 a 9, (correspondientes a los escenarios AS6 hasta AS9), con trazados entre las dos alternativas óptimas para los grupos. La Tabla 2 resume las características de cada trazado alternativo; el valor “medio” de R'_{Env} (o de R'_{Eco}) de la Tabla 2 representa la distancia, medida en el espacio de alternativas, al trazado óptimo del grupo de interés medioambiental Env (o Eco).

La Figura 31 muestra el conjunto de trazados alternativos “eficientes” con respecto a los valores de R'_{Env} y de R'_{Eco} . Nótese que la heterogeneidad típica del terreno da lugar a una superposición geográfica parcial de trazados “eficientes”, obtenidos por el sistema DAS, limitando y simplificando el análisis de trazados alternativos “eficientes” en el posterior proceso de negociación entre los dos grupos económico y medioambiental.

Tabla 2. Características de los trazados alternativos para la construcción de la línea eléctrica.

Escenario Alternativo	R'_{Env}	R'_{Eco}	Coste de la línea (€)	Longitud de la línea (km)	Coste (€/km)
AS1	0.0000	0.2206	635743	19.39	32787
AS2	0.0005	0.2183	635494	19.15	33185
AS3	0.0008	0.2161	635256	19.05	33347
AS4	0.0029	0.2147	635105	18.80	33782
AS5	0.0033	0.2137	634997	18.90	33598
AS6	0.1447	0.0333	615495	16.23	37923
AS7	0.1534	0.0284	614965	16.05	38316
AS8	0.1572	0.0267	614781	19.96	38520
AS9	0.1603	0.0262	614727	15.95	38541
AS10	0.3950	0.0009	611992	16.06	38107
AS11	0.4144	0.0000	611895	15.88	38532

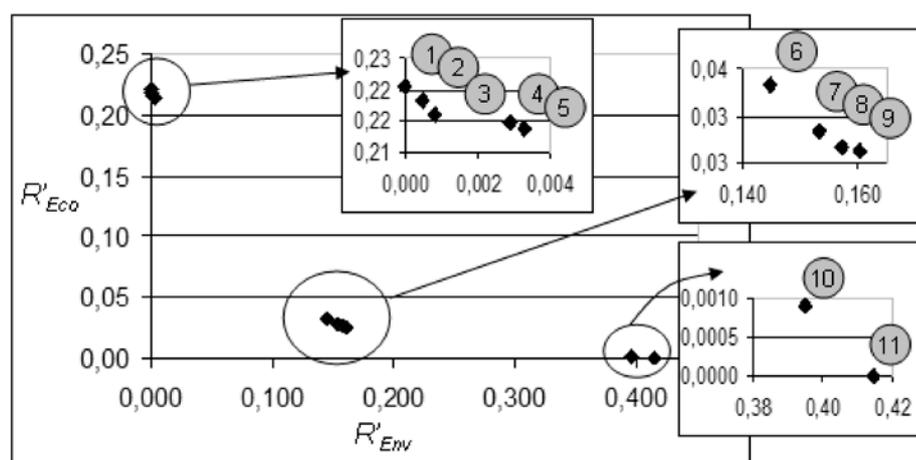


Figura 31. Alternativas de trazados “eficientes” en función de R'_{Env} y R'_{Eco} .

El trazado alternativo 11 corresponde con el trazado óptimo desde el punto de vista económico (611895 €). El trazado alternativo 10 se encuentra muy cercano a la solución óptima económica. Los trazados alternativos 6 a 10 también presenta costes relativamente bajos (sobre 615000 €); mientras que los trazados 1 a 5 tienen costes significativamente mayores (sobre 635000 €). Los trazados alternativos 1 a 5 tienen una longitud de aproximadamente 19 km y los otros aproximadamente 16 km. Obsérvese que los peores trazados desde el punto de vista económico (1 a 5) tienen un menor coste por km, pero su mayor longitud hace que la línea eléctrica completa resulte más cara que otras alternativas.

CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES FINALES

En el presente trabajo de investigación se han presentado modelos espaciales para la optimización de trazados de nuevas líneas eléctricas, basados en sistemas de información geográfica (GIS).

Los sistemas GIS permiten programar modelos espaciales, algoritmos de optimización y técnicas de simulación; y además aprovechar sus estructuras de datos que representan, de forma adecuada, las características geográficas asociadas a la optimización de trazados de líneas. La capacidad de los sistemas GIS para realizar cálculos masivos en cientos de miles de celdas, permite la obtención de resultados en todas las celdas de la superficie geográfica estudiada. Estos resultados, alcanzados después de ejecutar procesos de cálculo geoespacial, son útiles para obtener conclusiones, mediante análisis visual y global. Asimismo, los resultados sobre áreas geográficas conllevan un esfuerzo de interpretación menor que el requerido por otras herramientas de planificación. Con los sistemas GIS se pueden simular una gran cantidad de escenarios con numerosos parámetros técnicos y económicos, lo que permite encontrar una o más soluciones geográficamente idóneas para el trazado de una línea eléctrica. Además, en los procesos de negociación entre grupos con diferentes intereses, los sistemas GIS facilitan alcanzar una o más soluciones satisfactorias para dichos grupos.

En el presente trabajo de investigación se ha presentado un nuevo modelo espacial de optimización, en base a un algoritmo iterativo de programación dinámica, mediante un sistema GIS, para la obtención automática del trazado óptimo de construcción de una nueva línea eléctrica desde un punto de vista económico, es decir, el trazado de coste mínimo. El modelo evalúa, de forma detallada, los componentes de los costes económicos de la línea, teniendo en cuenta diversos aspectos geográficos del área que afectan a la construcción de la misma, entre su punto origen y su punto destino. En el modelo espacial se han contemplado costes adicionales del trazado de la nueva línea, debidos a desniveles del terreno dependientes de la dirección seguida por dicho trazado. La estructura de datos utilizada es el formato “raster” para las variables de entrada (costes asociados al terreno, pendientes, obstáculos, infraestructuras y mantenimiento), y para los resultados (trazado económicamente óptimo y costes acumulados).

En otro modelo espacial se ha integrado una nueva formulación “bidireccional”, desde el punto origen al punto destino, para la obtención de corredores económicos. Un corredor económico representa un área con cierta flexibilidad para crear trazados de la nueva línea eléctrica, que une dos puntos (origen y destino), manteniendo el valor del coste del trazado por debajo de un valor límite previamente fijado, incluyendo así, en dicho corredor, diferentes alternativas de trazado para la nueva línea. De esta manera se puede llegar a comparar visualmente dichas alternativas de trazado de la línea; analizar la sensibilidad de sus trayectorias y de sus costes con respecto a las características geográficas del terreno; estudiar incertidumbres asociadas a los valores de los costes que pueden llevar a cambios significativos en el diseño del trazado; y evaluar el impacto de la selección del trazado en su coste final mediante análisis de la forma de los corredores. La estructura de datos utilizada es el formato “raster” para las variables de entrada, ya indicadas anteriormente, y para los resultados (trazado económicamente óptimo y corredores económicos).

El corredor económico para una nueva línea puede ser el punto de partida para procesos avanzados de negociación entre grupos, (compañías eléctricas y grupos medioambientales), con diferentes intereses, implicados en el proceso de planificación del trazado de dicha línea. En este trabajo de investigación se ha presentado un novedoso sistema de ayuda a la decisión (DAS) multicriterio para la creación de trazados “eficientes”, (según el criterio de optimalidad de Pareto), correspondientes a la construcción de una nueva línea, basado en un corredor económico y otro medioambiental. El corredor medioambiental representa un área con cierta flexibilidad para crear trazados de la nueva línea eléctrica, entre un punto origen y un punto destino, manteniendo el valor del impacto medioambiental del trazado por debajo de un valor límite previamente fijado. Se incluyen, en dicho corredor, el trazado con el menor índice de impacto, así como alternativas de trazado para la nueva línea, con un índice de impacto medioambiental menor que el máximo permitido.

El sistema DAS utiliza un algoritmo geoespacial de programación dinámica, integrado en el sistema GIS, y realiza “combinaciones” de ambos corredores económico y medioambiental para encontrar los trazados “eficientes”, que simultáneamente incorporan los distintos intereses de los grupos. Además el sistema DAS permite guiar a cada grupo en la definición de sus propios criterios, (criterios económicos o criterios medioambientales), sus correspondientes atributos y su agregación idónea desde el punto de vista del grupo.

El sistema DAS obtiene un número acotado de trazados “eficientes”, de entre un

gran número de posibles trazados de la nueva línea eléctrica. En el posterior proceso de negociación entre los grupos, estos analizan visualmente aquel conjunto de trazados “eficientes”, con objeto de llegar a la selección consensuada de un trazado “eficiente” final para la construcción de la línea.

Estos modelos espaciales han sido aplicados a la obtención del trazado óptimo de construcción de una nueva línea eléctrica aérea y de sus corredores (económicos y medioambientales). También son modelos aplicables a otros casos de determinación automática de trazados y corredores, como por ejemplo al caso de la construcción de una nueva línea de cable aislado, o incluso la construcción de otros tipos de infraestructuras energéticas como pueden ser conducciones de gas.

Se ha desarrollado un modelo espacial para determinar el valor del coste incremental acumulado asociado a la alimentación de una nueva demanda, en una localización específica, mediante la construcción de una nueva línea eléctrica sobre su trazado óptimo hasta la red eléctrica existente. El coste incremental incluye costes de operación y mantenimiento, y de refuerzos de la red existente, así como costes asociados a la nueva línea eléctrica. Una agregación adecuada de dicho coste incremental con el precio medio (anual) de mercado de la electricidad, determina el correspondiente valor de “coste nivelado de la electricidad”, *LEC*, de esta alternativa de suministro eléctrico a la nueva demanda. Así se puede comparar el valor de *LEC* de dicha alternativa con el valor de *LEC* de la alternativa de alimentar la nueva demanda mediante la construcción de una nueva instalación de generación distribuida, aislada de la red existente. Ello permite encontrar la alternativa económicamente más competitiva, es decir, la que alcanza un menor valor de *LEC*. De esta manera se pueden identificar visualmente las zonas geográficas donde el suministro eléctrico a una nueva demanda, mediante construcción de una nueva línea eléctrica hasta la red existente, resulta económicamente más interesante respecto al suministro eléctrico mediante la construcción de una nueva instalación de generación distribuida, (eólica, solar, o de otro tipo), aislada de la red. La estructura de este modelo corresponde al formato “raster” para las variables de entrada, (líneas eléctricas existentes, subestaciones existentes, demandas existentes, instalaciones DG existentes y puntos de conexión); y para los costes asociados a la construcción de nuevas líneas eléctricas. Igualmente el modelo usa formato “raster” para los resultados (costes incrementales acumulados y *LEC*).

En el trabajo de investigación, se han presentado los resultados obtenidos mediante la aplicación de los modelos espaciales a casos concretos, relativos a trazados óptimos de líneas eléctricas de alta tensión en La Rioja. Adicionalmente, los modelos

son aplicables a cualquier otra zona geográfica.

En resumen, los nuevos modelos espaciales implementados en un sistema GIS son, por tanto, de interés para procesos avanzados de planificación de nuevas líneas eléctricas, puesto que obtienen sus trazados económicamente óptimos, y también determinan sus trazados “eficientes”, considerando simultáneamente múltiples objetivos (económicos y medioambientales) de diversos grupos implicados en dichos procesos. Igualmente los modelos son adecuados para identificar zonas geográficas donde el suministro eléctrico a una nueva demanda mediante la construcción de una nueva línea, sobre su trazado óptimo hasta la red existente, resulta económicamente más interesante que el suministro mediante la construcción de una nueva instalación de generación distribuida aislada de la red.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Proceedings of the IEEE*, special issue “2001: An energy odyssey”, vol. 89, Dec. 2001.
- [2] R.C. Dugan, T.E. McDermott, G.J. Ball, “Planning for Distributed Generation”, *IEEE Industry Application Magazine*, Vol. 7, pp. 80-88, March 2001.
- [3] H.B. Puttgen, P.R. MacGregor, F.C. Lambert, “Distributed generation: semantic hype or the dawn of a new era?”, *IEEE power & energy Magazine*, Vol. 1, pp. 22-29, January 2003.
- [4] G.W. Ault, C.E.T. Foote, J.R. McDonald, “Distribution System Planning in Focus”, *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 22, pp. 60-62, January 2002.
- [5] M. Muselli, G. Notton, A. Louche, “Computer-aided analysis of the integration of renewable-energy systems in remote areas using a geographical information system”, *Applied Energy*, Vol. 63, No. 3, pp. 141-160, 1999.
- [6] M.M. Fischer, Y. Leung, editors, *GeoComputational Modelling. Techniques and Applications*, Heidelberg: Springer-Verlag, 2001.
- [7] C. Monteiro ; J.T. Saraiva ; V. Miranda, “Evaluation of electrification alternatives in developing countries-the SOLARGIS tool”, *Electrotechnical Conference*, 1998. MELECON 98., 9th Mediterranean, Vol. 2, pp 1037-1041, 1998.
- [8] Z. Sumic, S. S. Venkata, and T. Pistorese, “Automated underground residential distribution design. Part I: Conceptual design”, *IEEE Trans. Power Delivey*, Vol. 8, no. 2, pp. 637–643, Apr. 1993.
- [9] Z. Sumic, T. Pistorese, H. Males-Sumic, et al., “Automated underground residential distribution design. Part 2: Prototype implementation and results”, *IEEE Trans. Power Delivey*, Vol. 8, no. 2, pp. 644–651, Apr. 1993.
- [10] E.-C. Yeh, Z. Sumic, and S. S. Venkata, “APR: A geographic information system based primary router for underground residential distribution design”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 10, no. 1, pp. 400–406, Feb. 1995.
- [11] W. M. Lin, M. T. Tsay, and S.W.Wu, “Application of geographic information system for substation and feeder planning”, *Int. J. Electr. Power Energy Systems*, Vol. 18, pp. 175–183, Mar. 1996.
- [12] M. Vega and H. G. Sarmiento, “Image processing application maps optimal transmission routes”, *IEEE Comput. Appl. Power*, Vol. 9, no. 2, pp. 47–51, Apr. 1996.
- [13] N. A. West, B. Dwolatzky, and A. S. Meyer, “Terrain based routing of distribution cables,” *IEEE Comput. Appl. Power*, Vol. 10, no. 1, pp. 42–46, Jan. 1997.

- [14] A. D. Luchmaya, B. Dwolatzky, and A. S. Meyer, "Using terrain information in an electrification planning tool", in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transmission Distribution Conf.*, 2001, pp. 456–460.
- [15] E.-C. Yeh and H. Tram, "Information integration in computerized distribution planning", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 12, no. 2, pp. 1008–1013, May 1997.
- [16] M. Y. Cheng and G. L. Chang, "Automating utility route design and planning through GIS", *Automation Construction*, Vol. 10, pp. 507–516, May 2001.
- [17] N. G. Boulaxis and M. P. Papadopoulos, "Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and GIS facilities", *IEEE Trans. Power Delivey*, Vol. 17, no. 1, pp. 242–247, Jan. 2002.
- [18] V. Miranda, C. Monteiro, and M. T. Ponce-de-Leão, "Validation process for fuzzy spatial load forecasting", *COMPEL: Int. J. Comput. Math. Elect. Electron. Eng.*, Vol. 23, pp. 197–208, 2004.
- [19] T. H. Chen and J. T. Cherng, "Design of a TLM application program based on an AM/FM/GIS system", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 13, no. 3, pp. 904–909, Aug. 1998.
- [20] E.-C. Yeh, Z. Sumic, and S. S. Venkata, "APR: A geographic information system based primary router for underground residential distribution design", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 10, no. 1, pp. 400–406, Feb. 1995.
- [21] N. G. Boulaxis and M. P. Papadopoulos, "Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and GIS facilities", *IEEE Trans. Power Delivey*, Vol. 17, no. 1, pp. 242–247, Jan. 2002.
- [22] M. A. Yehia, E. E. Matar, N. Y. Hobeila, et al., "A heuristic algorithm for electric distribution networks optimal feeder configuration using geographic information system", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 17, no. 4, pp. 1232–1237, Nov. 2002.
- [23] W. M. Lin, M. T. Tsay, and S.W.Wu, "Application of geographic information system for substation and feeder planning," *Int. J. Elect. Power Energy Systems*, Vol. 18, pp. 175–183, Mar. 1996.
- [24] S. Rahman and A. D. Castro, "Framework of incorporating environmental factors into the planning utility process", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 9, no. 1, pp. 352–358, Feb. 1994.
- [25] F. Trogneux, M. Doquet, and P. Mallet, "Taking environmental constraints into account in the planning of the extra high voltage transmission network; EDF's approach", *IEEE Trans. Power Delivey*, Vol. 11, no. 4, pp. 1901–1906, Oct. 1996.
- [26] E. Georgopoulou, D. Lalas, and L. Papagiannakis, "A multicriteria decision aid approach for energy planning problems: The case of renewable energy option", *Eur. J. Oper. Res.*, Vol. 103, pp. 38–54, Nov. 1997.
- [27] K. Nigim, N. Munier, and J. Green, "Pre-feasibility MCDM tools to aid communities in prioritizing local viable renewable energy sources", *Renew. Energy*, Vol. 29, pp. 1775–1791, Sep. 2004.

- [28] I. J. Ramírez-Rosado, C. Monteiro, E. García-Garrido, et al., “Negotiation aid system to define priority maps for wind farm development”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 20, no. 2, pp. 618–626, May 2005.
- [29] N. Molines, “Methodes et outiles pour la planification des grandes infrastructures lineaires et leur evaluation environnementale,” Ph.D. dissertation (in French), Faculté de Sciences Humaines et Sociales: Université Jean Monnet de Saint-Etienne, France, 2003.
- [30] B. Roy, *Méthodologie Multicritère D’aide à la Décision*. Paris, U.K.: Economica, 1985.
- [31] McCoy, Jill; Johnston, Kevin, “Using ArcGIS spatial analyst : GIS by ESRI”. Redlands, CA : Environmental Systems Research Institute, 2001.
- [32] F. S. Hillier and G. J. Liberman, *Introduction to Operation Research*. New York: McGraw-Hill, 1989.
- [33] I.J. Ramírez-Rosado, V. Miranda, P.J. Zorzano-Santamaría, et al., “Photovoltaic Power Systems Planning in Distribution Networks based on GIS”, *Proceedings of the International Conference on Modelling Identification and Control*, Innsbruck, Austria, 2002, pp. 561-566.
- [34] I.J. Ramírez-Rosado, P.J. Zorzano-Santamaría, L. A. Fernandez-Jimenez, et al., “Hydropower Systems Planning in Distributed Networks Based on GIS”, *Proceedings of the International Conference on Power and Energy Systems*, Benalmadena, Spain, 2005, pp. 268-273.
- [35] T. L. Saaty, “A scaling method for priorities in hierarchical structures”, *J. Math. Psychol.*, Vol. 15, pp. 234–281, 1977.
- [36] A. T. W. Chu, R. E. Kalaba, and K. Spingarn, “A comparison of two methods for determining the weights of belonging to fuzzy sets”, *J. Optim. Theory Appl.*, Vol. 27, pp. 531–538, 1979.

APÉNDICE I “Powerful planning tools”

APÉNDICE II “GIS spatial analysis applied to electric line
routing optimization”

APÉNDICE III “Compromise seeking for power line path selection
based on economic and environmental corridors”
