

MÁSTER EN
TECNOLOGÍAS
AVANZADAS PARA EL
DESARROLLO
AGROFORESTAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER.

Aplicación de un modelo de decisión multicriterio para la implantación de energías renovables en un sistema energético.



Universidad de Valladolid

Manuel Frías Herreros.



ÍNDICE.	Página
1.- RESUMEN (ABSTRACT).	2
2.- INTRODUCCIÓN.	3
3.- EL DESARROLLO SOSTENIBLE Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES.	3
4.- TIPOS DE ENERGÍAS.	5
4.1. ENERGÍAS CONVENCIONALES.	5
4.1.1. CARBÓN.	5
4.1.2. GAS NATURAL.	5
4.1.3. FUEL – OIL.	6
4.1.4. NUCLEAR.	6
4.2. ENERGÍAS RENOVABLES.	6
4.2.1. BIOMASA.	6
4.2.2. EÓLICA.	7
4.2.3. SOLAR FOTOVOLTAICA.	8
4.2.4. HIDRÁULICA.	9
4.2.5. GEOTÉRMICA.	9
5.- OBJETIVO.	9
6.- METODOLOGÍA.	10
7.- DESARROLLO DEL ESTUDIO.	10
7.1. CONDICIONANTES DE PARTIDA DEL ESTUDIO.	10
7.2. CRITERIO ECONÓMICO.	11
7.2.1. ENERGÍAS CONVENCIONALES.	12
7.2.1.1. Central de ciclo convencional de carbón.	12
7.2.1.2. Central de ciclo combinado de gas natural (CCGT).	15
7.2.2. ENERGÍAS RENOVABLES.	18
7.2.2.1. Planta de biomasa de 10 a 20 MW.	19
7.2.2.2. Parque eólico terrestre de gran potencia (>50 MW).	20
7.2.2.3. Tecnología solar fotovoltaica en suelo.	22
7.2.3. COMPARATIVA DE LOS COSTES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ENERGÍAS.	24
7.3. CRITERIO MEDIOAMBIENTAL.	26
7.4. CRITERIO SOCIAL.	27
7.5. FUNCIÓN OBJETIVO.	27
7.5.1. FUNCIÓN OBJETIVO.	28
7.5.2. ECUACIONES DE ESTUDIO.	28
7.5.3. RESTRICCIONES PLANTEADAS.	28
7.6. PROCEDIMIENTO, CONSIDERACIONES.	29
7.6.1. CUADRO DE RESULTADOS Y MATRIZ DE PAGOS.	30
7.6.2. COEFICIENTES DE PONDERACIÓN. IMPORTANCIA DEL DECISOR: W	30
7.6.3. NIVEL DE ASPIRACIÓN: t	31
7.6.4. VALORES NORMALIZADORES: k	31
8.- ANÁLISIS DE RESULTADOS.	33
8.1. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN COSTES DE GENERACIÓN.	33
8.2. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN EMISIONES DE CO ₂ .	33
8.3. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN EMISIONES DE SO ₂ .	34
8.4. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN EMISIONES DE NO _x .	34
8.5. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN JORNAL POR UD. DE ENERGÍA PRODUCIDA.	34
8.6. O. DE LA FUNCIÓN OBJETIVO: PROGRAMACIÓN POR METAS PONDERADAS.	35
9.- CONCLUSIONES.	36
10.- REFERENCIAS.	38



1. RESUMEN.

Mediante el presente trabajo se demuestra cómo la incorporación de los criterios medioambiental y social, adicionales al económico, constituyen elementos claves en la toma de decisiones debiendo ser considerados los mismos de forma prioritaria en los análisis de producción energética. Las interacciones existentes entre estos tres subsistemas (pilares básicos del enfoque triangular del desarrollo sostenible, DS) resultan fundamentales a la hora de optimizar un sistema energético.

El método de estudio desarrollado se basa en la aplicación de un modelo de análisis multicriterio atendiendo el mismo a los tres factores anteriormente citados. La técnica multicriterio empleada se enmarca entre las de tipo continuo y en base al número de criterios y características dentro del tipo de "programación por metas ponderadas".

Los resultados obtenidos en la optimización, empleando el programa LINGO v.14.0, muestran un reparto basado en cuatro fuentes energéticas (gas natural, biomasa, eólica y solar fotovoltaica) resultando destacable que tres de las mismas son de tipo renovable. Este aspecto refleja la necesidad de realizar una evaluación global multicriterio no sólo centrada unidireccionalmente en un determinado criterio.

Los resultados obtenidos permiten concluir cómo la introducción de criterios adicionales a los costes de generación modifica muy significativamente el balance de energías a emplear en el mix óptimo y cómo dentro del mismo las energías renovables poseen un peso fundamental. El empleo, no obstante, de las energías "limpias" precisa de ayudas o subvenciones que puedan atenuar sus elevados costes de inversión inicial.

Palabras Clave: Análisis multicriterio, criterios ambientales y socio-económicos, desarrollo sostenible, energías renovables, programación por metas ponderadas.

ABSTRACT.

This study demonstrates how the incorporation of environmental and social criteria, additional to the economic one are key elements in decision-making so they must be considered as a priority in the analysis of energy production. The interactions between these three subsystems are fundamental in optimizing an energy system.

The method of study was developed based on the application of a multicriteria decision model in response to the same three factors mentioned above. The multicriteria technique falls between continuous type and based on the number of criteria and characteristics considered in the kind of "weighted goal programming."

The results of the optimization using the LINGO program v.14.0 show a four-energy sources (natural gas, biomass, wind and solar photovoltaic) distribution resulting remarkable that three of them are renewable. This aspect reflects the need for a global multi-criteria evaluation focused not only unidirectionally in a given criterion.

The results obtained indicate how the introduction of additional criteria to generation costs very significantly modifies the energy balance to be used in the optimal mix and how within the renewables have a fundamental weight. The use of "clean" energies, however, requires aid or subsidies that can mitigate the high costs of initial investment.

Key Words: Environmental and socio-economic criteria, multi-criteria analysis, sustainable development, renewable energy, weighted goal programming.



2. INTRODUCCIÓN.

El presente trabajo se centra en la necesidad de ejecución de un análisis de obtención energética procedente tanto de fuentes de energía convencionales como renovables, analizando para ello los costes de generación al igual que su coherencia con el respeto medioambiental y social.

El mercado se rige y mueve por el efecto económico, aunque debido a la existencia de fallos dentro del mismo (tales como externalidades medioambientales) se generan a su vez fallos ligados en la toma de decisiones. Estos fallos se corrigen mediante la incorporación de los impactos medioambientales y sociales en los procesos de evaluación y decisión dotándolos del mismo rango o nivel que los criterios tradicionales: técnicos y económicos (González, J.F., 2002).

A través del denominado «paquete de medidas en materia de cambio climático y energía», que vio la luz el 23 de enero de 2008, la U.E. establece ambiciosos objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de penetración de energías renovables para el año 2020. Estos objetivos son:

- 20 por 100 de reducción en gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 20 por 100 de participación de las fuentes de energía renovable en el consumo energético de la U.E. (Directiva 2009/28/CE).
- 10 por 100 de participación de biocombustibles en el consumo de energía en el transporte.
- 20 por 100 de reducción en el consumo de energía primaria.

Los tres primeros objetivos son obligatorios mientras que el cuarto, vinculado a la eficiencia energética, es indicativo.

Los objetivos establecidos para España en la Directiva 2009/28 son muy ambiciosos y encajan con la importancia estratégica que en España se ha otorgado a las energías renovables. Los objetivos comprometidos para nuestro país en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, alcanzan un 22,7% de cuota de energía procedentes de energías renovables en el consumo final bruto de energía, 2,7 puntos porcentuales por encima del objetivo de la U.E.

El presente estudio pretende comprobar si el resultado de una planificación energética se verá modificado al introducirse criterios adicionales (medioambientales y socioeconómicos) distintos de los procedentes exclusivamente de los costes de generación.

El fin último pretende demostrar la necesidad de valorar de forma conjunta la totalidad de criterios reflejando la imposibilidad e incoherencia de llevar a cabo una toma de decisión basada en un criterio unidireccional.

3.- EL DESARROLLO SOSTENIBLE Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

El desarrollo sostenible (DS) ha sido tradicionalmente definido como «aquel desarrollo que permite satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer la posibilidad de que las generaciones futuras satisfagan su propio desarrollo» (World Commission on Environment and Development, 1987). Concretamente, la dimensión territorial del desarrollo sostenible obliga a utilizar una definición más operativa adaptada a marcos territoriales regionales o locales (Burguillo, M. y González, P., 2008).

El denominado enfoque triangular trata de evaluar sistemáticamente la sostenibilidad económica, ambiental y social de una determinada propuesta de desarrollo, percibiendo el DS como la interacción entre los tres subsistemas. El objetivo general del DS se centra en maximizar conjuntamente los objetivos parciales de estos subsistemas teniendo en cuenta los conflictos (ó *trade-offs*) que pueden plantearse en dicha optimización, ya que cada uno de ellos depende de los demás (Herrero, J., 2002).

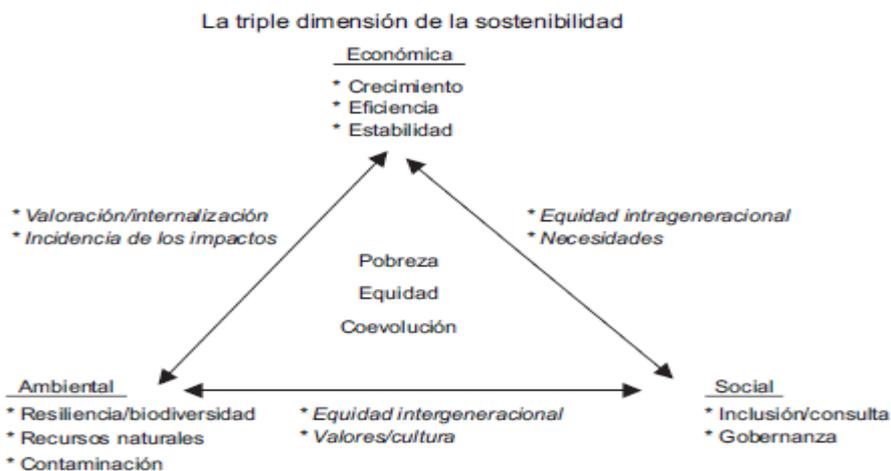


Figura 1: Las dimensiones de la sostenibilidad y sus interrelaciones. Fuente: Munashinge y McNeel, 1995.

La interpretación del enfoque triangular más conocida es la de Munashinge y Shearer (1995), para quien el avance histórico del concepto del desarrollo sostenible ha evolucionado incorporando tres puntos de vista:

- El enfoque económico de la sostenibilidad (crecimiento y eficiencia). La eficiencia económica constituye una condición necesaria (aunque no suficiente) para la consecución del desarrollo sostenible.
- El enfoque ecológico (protección de la biodiversidad/resiliencia; evitar el agotamiento de los recursos naturales y la contaminación): reducir la degradación ambiental.
- El enfoque sociocultural (herencia cultural, mayor equidad inter e intrageneracional): promover el desarrollo social.

Supone, por lo tanto, un error considerar cada factor por separado. La síntesis de la opción del empleo de energía tiene que ser el uso racional y adecuado de la misma con referencia a la demanda de la población. La triple dimensión del DS resulta crucial a la hora de analizar el impacto de las diversas fuentes de energías renovables a nivel territorial.

El porqué de las energías alternativas se define dado que los principales recursos que se utilizan (carbón, petróleo, gas natural y uranio) son limitados y, por lo tanto, susceptibles de poder agotarse (se estima que, de seguir un ritmo de consumo similar al actual, la reserva de combustibles fósiles durará un plazo de entre 40 y 100 años más). Adicionalmente su empleo provoca un gran impacto ambiental en la biosfera al contaminar enormemente las masas de aire, agua y suelo. Las energías alternativas a pesar de continuar siendo poco rentables tienen la ventaja de poseer unos efectos contaminantes prácticamente nulos.

En la actualidad, en España, las energías alternativas representan únicamente alrededor del 12,60 % de la producción energética total nacional (Al-invest4.eu., 2014).

4.- TIPOS DE ENERGÍAS.

De forma muy sucinta, y con el fin de poder adquirir y valorar una mejor visión global de cara a la diversificación de los distintos modelos energéticos, se indican algunos aspectos importantes de cada tipo de energía (convencional y renovable).

4.1. ENERGÍAS CONVENCIONALES.

4.1.1. CARBÓN.

Las centrales térmicas de carbón pueden operar con ciclos convencionales o bien con ciclos combinados, pero tal y como se muestra en la Figura 2, la tecnología que presenta mayor predominancia en cuanto a potencia instalada a nivel nacional es la de ciclo convencional (Salvador, M., 2010). Debido a este motivo el tipo de central térmica objeto de valoración del presente estudio será la de ciclos termodinámicos convencionales.

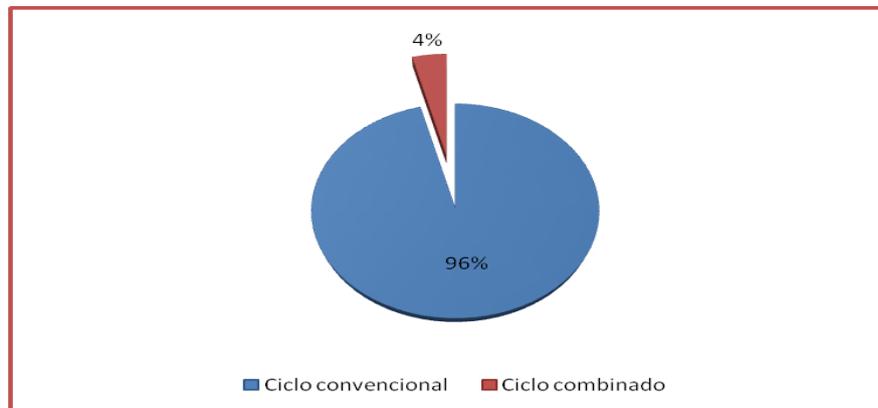


Figura 2: Distribución de los tipos de centrales térmicas de carbón (en base a la potencia instalada) a nivel nacional. Fuente: Salvador, M.,2010 y elaboración propia.

4.1.2. GAS NATURAL.

La generación termoeléctrica con gas natural puede emplear tres tipos de tecnologías: ciclo convencional, ciclo combinado y cogeneración. En el sistema eléctrico español el 95% (MITYC, 2010) de la potencia instalada de las centrales que operan con gas natural como combustible corresponde a ciclos combinados (Figura 3); por este motivo el presente trabajo se centra en la generación eléctrica a partir de gas natural empleando la tecnología de ciclos combinados (CCGT).



Figura 3: Distribución de los tipos de centrales térmicas de gas natural (en base a la potencia instalada) a nivel nacional. Fuente: MITYC, 2010 y elaboración propia.



4.1.3. FUEL - OIL.

Tan sólo un 3% de la electricidad consumida en España procede de centrales que emplean combustible líquido; cubriendo la electricidad así generada las puntas de demanda.

A nivel nacional existen tan sólo 5 centrales de fuel – oil que superan los 500 MW de potencia: Castellón, Santurce (Vizcaya), Escombreras (Cartagena), Algeciras y Aceca (Toledo) (Iranzo, J.E. y Colinas, M., 2008).

Actualmente un elevado número de grupos de generación de este tipo de centrales ha sido o está siendo reconvertido para poder operar con gas natural.

Estos motivos así como la necesidad de este tipo de plantas de ubicarse habitualmente cerca de las refinerías petrolíferas de las cuales se abastecen hacen que no sean consideradas en el presente trabajo.

4.1.4. NUCLEAR.

La complejidad tecnológica de este tipo de plantas (constructivas y de gestión de residuos radiactivos), su diseño y construcción para asentamientos poblacionales de tamaño superior a 70.000 personas (MEEDDAT, 2007) y su actual rechazo por una gran parte de la sociedad española hace que las mismas no sean consideradas como una posible opción de estudio en el presente trabajo.

4.2. ENERGÍAS RENOVABLES.

4.2.1. BIOMASA.

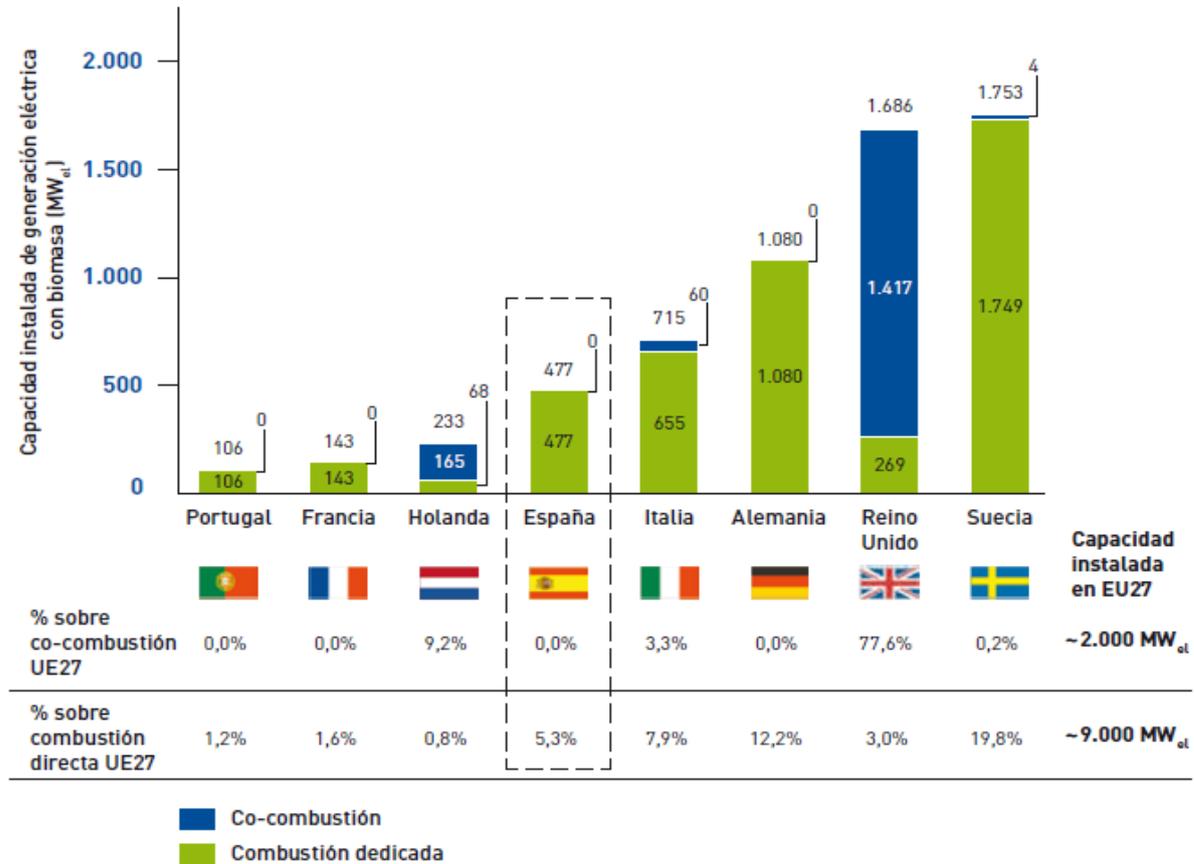
Se denomina biomasa energética al conjunto de materia orgánica incluyendo en la misma al grupo de materiales procedentes de su transformación natural o bien artificial. La clasificación actual abarca las siguientes categorías:

Biomasa Primaria	Biomasa Secundaria
b.6.1. Cultivos energéticos.	b.8.1. Residuos de la industria agroalimentaria.
b.6.2. Residuos agrícolas.	b.8.2. Residuos de la industria forestal.
b.6.3. Residuos forestales.	

Tabla 1. Tipos de biomasa existentes. Fuente: elaboración propia.

Los métodos de conversión de la biomasa en energía pueden ser termoquímicos o biológicos. La generación eléctrica con biomasa se puede realizar bien en plantas de combustión dedicada (tecnología objeto de estudio del presente trabajo que en España representa el 100% del total instalado) y/o en plantas de co-combustión. Las tecnologías de generación dedicada comprenden instalaciones cuya único combustible es la biomasa, tanto en forma sólida como gasificada, mientras que las tecnologías de co-combustión consisten en la sustitución de parte del combustible fósil por biomasa en una central térmica convencional.

La potencia eléctrica con biomasa ha crecido en los países de la OCDE ~10% entre 2004 y 2007, hasta alcanzar ~23.285 MW. En España, la potencia de generación con biomasa creció un 8% anual desde 2004 hasta 2009, y llegó a los 477 MW eléctricos de potencia instalada. El crecimiento en España ha estado asociado a la instalación de nueva potencia de generación eléctrica a partir de residuos forestales y de cultivos energéticos agrícolas (IDAE, 2011).



Nota: para co-combustión se ha considerado una potencia eléctrica aproximada de biomasa igual al 5% de la potencia total de la planta térmica

Nota 2: un tercio de la capacidad instalada de generación dedicada se encuentra situada en Finlandia (~3.000 MW_{el})

Figura 4: Capacidad europea instalada de generación eléctrica con biomasa. Fuente: Departamento estadounidense de energía (DOE).

4.2.2. EÓLICA.

Se denomina eólica a aquella energía obtenida gracias al aprovechamiento de la componente cinética del viento. El viento es una fuente inagotable y no contaminante siendo una manifestación indirecta de la energía del sol, el 0,7% de esta relación es transmitida en energía cinética del viento.

Actualmente la energía eólica evita la introducción en la atmósfera de más de 4,3 millones de toneladas de CO₂ a nivel mundial (IDAE, 2011).

En cuanto a la ubicación, las instalaciones eólicas pueden estar situadas en tierra firme (eólica *onshore*, tipo de instalación objeto del actual trabajo) o en el mar (eólica *offshore*).

Con la tecnología actual los parques eólicos *onshore* en España presentan habitualmente un factor de capacidad entre 1.900 y 2.900 horas anuales equivalentes. Las localizaciones por encima de 2.400 horas son poco comunes. A nivel nacional la costa de Almería y el Estrecho de Gibraltar son de las zonas con mayor potencial debido a las velocidades generadas de hasta 8,5 m/s, muy superiores a los 3,5 – 4,0 m/s considerados como aptos para obtener un buen rendimiento económico (IDAE, 2011).

Desde el año 2.001 la capacidad instalada mundial de generación eólica ha crecido un promedio anual del ~ 23%, hasta alcanzar los ~ 140 GW de potencia instalada en 2.009, siendo Europa el área con un mayor desarrollo, con más de la mitad del total mundial. El papel que ha jugado España en este crecimiento ha sido fundamental, ya que representa el ~13% de la capacidad instalada mundial en 2.009 con ~19 GW; disfrutando de un crecimiento medio anual de ~24% durante el período 2001 - 2010 (IDAE, 2011). Actualmente este crecimiento se encuentra prácticamente estancado debido a la eliminación de las ayudas estatales.

4.2.3. SOLAR FOTOVOLTAICA.

Se designa de este modo a la energía proveniente del Sol y a que gracias a un proceso de almacenamiento es transformada en energía eléctrica o calorífica. La Tierra recibe anualmente 1,6 millones de kW/h de los cuales un 40% llega hasta nosotros, siendo el resto reflejado por las capas altas de la atmósfera a consecuencia del albedo.

España por su privilegiada situación y climatología se ve particularmente favorecida respecto al resto de los países de Europa ya que sobre cada metro cuadrado de su suelo inciden al año unos 1.500 kW/h de energía. La capacidad instalada a nivel nacional alcanzó 3.369 MW en 2.009 equivalente a un 17,2% de la capacidad mundial, si bien es cierto, que a partir de este año la capacidad instalada ha sufrido un importante retroceso debido al cambio regulatorio impulsado en España (IDAE, 2011).

En la actualidad existen dos tecnologías fotovoltaicas comercializadas: módulos de silicio cristalino y capa delgada (thin film) así como dos posibles métodos de instalación (suelo y tejado). En el presente estudio se considera la tecnología solar fotovoltaica con tecnología cristalina instalada en suelo al ser ésta la más representativa (90% de la potencia mundial instalada) y la más eficiente (lo cual redundaría en menores superficies de terreno necesarias) (IDAE, 2011).

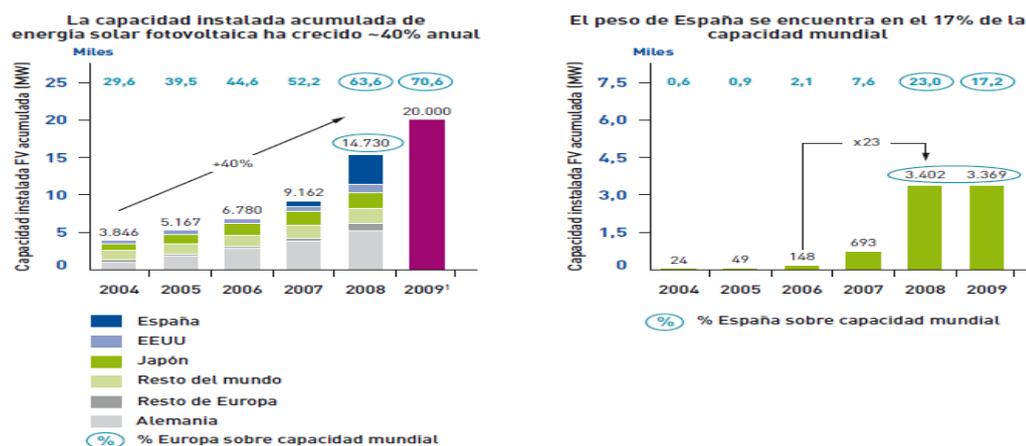


Figura 5: Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica a nivel mundial y nacional. Fuente: IDAE, 2011.



4.2.4. HIDRÁULICA.

La tecnología hidráulica se basa en el aprovechamiento de saltos de agua para la generación de electricidad.

La producción de electricidad a nivel mundial con energía hidráulica de potencia inferior a 10 MW (mini hidráulica) ha aumentado un 2,6% anual en el periodo 2000-2008 pasando de ~270 a ~335 TWh. La producción en Europa se ha mantenido estable en el periodo 2000-2008 en ~50 TWh y en España también se encuentra estancada entre 4 y 4,5 TWh (IDAE, 2011).

En España existe un potencial adicional de 1 GW y ~2,5 TWh de energía hidráulica de menos de 10 MW estando concentrado este recurso en la parte norte del país, principalmente en Galicia y Aragón (IDAE, 2011).

Todos estos aspectos ligados entre sí motivan que este tipo de energía no sea considerado como una alternativa factible en el presente trabajo a pesar de ser la misma muy importante en la regulación y estabilidad del sistema eléctrico español y para el casamiento de la oferta y la demanda.

4.2.5. GEOTÉRMICA.

El objetivo de la energía geotérmica es la producción de calor o electricidad aprovechando el recurso térmico que se encuentra en el subsuelo.

A pesar del crecimiento que ha experimentado el sector de la energía geotérmica para la producción de calor y electricidad en los últimos años, ésta sólo cubre el 0,05% de la demanda de energía en el mundo (IDAE, 2011).

En España no hay ninguna planta de producción de electricidad con energía geotérmica y cuenta con un recurso geotérmico medio dentro de Europa que puede permitir el desarrollo de instalaciones de producción de calor en algunas regiones del territorio y de soluciones de producción de electricidad en Canarias y en ciertas zonas de Andalucía. Estos aspectos motivan que este recurso no sea considerado como una alternativa válida en el presente trabajo.

5.- OBJETIVO.

El objetivo del presente estudio es el de realizar un análisis de viabilidad para la valoración e implantación de diferentes tipos de energías para producción eléctrica en un núcleo poblacional de nueva creación ubicado en la C.C.A.A. de Castilla y León.

El análisis considera aspectos sociales, medioambientales y económicos para poder, de forma global, encontrar la opción óptima como resultado conjunto de las variables anteriormente citadas. Dicho estudio se realiza también como una posible adaptación al «paquete de medidas en materia de cambio climático y energía» de la Directiva 2009/28/CE, al intentar acomodar en parte el consumo energético de una población a fuentes de energías renovables contribuyendo de esta forma al DS.

El objetivo de este proceso es hallar la optimización de los recursos de manera eficiente, de forma que se pueda conocer cuál es la fuente o fuentes de energía que optimizan simultáneamente el aspecto económico, social y medioambiental para un núcleo poblacional, buscando el recurso energético económico, fiable a nivel técnico y que medioambiental y socialmente sea respetuoso.



Como síntesis, el objetivo se centra en comprobar si el resultado de una planificación energética se ve modificado cuando se introducen criterios distintos a los costes de generación, bien sociales o medioambientales, y de qué forma estos aspectos tienen importancia en la toma de decisiones. Se pretende igualmente demostrar que estos criterios no pueden tomarse de modo unidireccional resultando imprescindible valorar globalmente el conjunto de los diferentes criterios.

6.- METODOLOGÍA.

El método de estudio desarrollado se basa en la aplicación de un modelo de decisión multicriterio atendiendo el mismo a factores de índole económico, medioambiental y social. Se consideran, por lo tanto, criterios de decisión adicionales al meramente económico corrigiendo de esta forma la deficiencia existente en la toma de decisiones causadas por externalidades negativas.

El primer factor a considerar (económico) se centra en el coste de generación de la energía; el segundo en el medio ambiente referenciado por las emisiones de gases CO₂, SO₂ y NO_x y un tercer criterio socioeconómico establecido mediante la creación de jornales de trabajo.

La técnica multicriterio empleada, dado los condicionantes del problema, se enmarca entre las de tipo continuo y atendiendo al número de criterios y características considerados dentro de las de “programación por metas ponderadas (weighting goal programming)”.

Esta programación por metas se basa en una filosofía satisfaciente (Simon 1955, 1957), dando importancia a los decisores para que una serie de criterios se aproximen a unas metas prefijadas o a unos niveles de aspiración, siempre que exista excesiva complejidad en el planteamiento o falta de información.

La optimización se ha desarrollado empleando el programa LINGO versión 14.0.

7.- DESARROLLO DEL ESTUDIO.

7.1. CONDICIONANTES DE PARTIDA DEL ESTUDIO.

Los condicionantes de partida en base a los cuales se ha llevado a cabo el análisis son los siguientes:

- ❖ Asentamiento poblacional de nueva creación de aproximadamente 10.000 habitantes ubicado en la CCAA de Castilla y León. Fecha prevista de operatividad del mismo: 1 de Enero de 2018.
- ❖ Consumo energético anual estimado para 2.018: 6,00 MWh/habitante (incremento del 4,00% con respecto a la media nacional del año 2.010).
- ❖ Demanda anual poblacional estimada en 2.018: 60.000 MWh.
- ❖ Se establece un criterio de restricción de máximo empleo de una única fuente energética (tanto convencional como renovable) de un 40% sobre el total anual (máximo de 24.000 MWh).
- ❖ Condicionantes geográficos (ubicación del núcleo poblacional en una zona con las siguientes características) en base al posible uso de energías renovables:



- Disponibilidad de recursos y residuos agrícolas y forestales suficientes para poder abastecer una instalación energética de biomasa (importantes masas forestales en el término municipal así como localización próxima de una industria forestal).
- Velocidad media del viento (según localizaciones) de 4,5 m/s y promedio de 2.200 horas anuales equivalentes.
- Buena radiación y número de horas solares.

7.2. CRITERIO ECONÓMICO.

Los costes de generación de la energía eléctrica, según los diferentes recursos energéticos empleados, han sido estimados mediante el modelo LCOE basado en estudios previos en la materia tales como los publicados por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), la IEA (International Energy Agency), la Royal Academy of Engineering (RAE) o el Ministerio de Energía Francés (MEEDDAT) entre otros muchos.

El modelo LCOE (Levelised Cost of Electricity) es una herramienta que permite comparar el coste unitario de diferentes tecnologías, a nivel de planta, en el tiempo de vida de un proyecto, sin tener en cuenta los riesgos asociados (económicos, tecnológicos o derivados de cambios en la legislación) (Salvador, M., 2010).

El coste de generación de la energía eléctrica según el modelo empleado LCOE queda definido por el siguiente sumatorio:

$$LCOE = C. Inv + C. O \& M + C. Comb + C. CO_2 + C. Desm \quad (\text{Ec.1})$$

dónde:

- **C. Inv:** Costes de inversión los cuales incluyen los costes de adquisición de los terrenos, construcción (ingeniería, edificación y adquisición de consumibles para la puesta en funcionamiento), fondo de previsión para imprevistos así como los intereses debidos al préstamo bancario solicitado.

Los costes de inversión vienen determinados por:

$$C. Inv \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right] = \frac{I_{se} \left[\frac{\text{€}}{MWe} \right] \cdot P_e [MWe] \cdot (1+i)^r \cdot \frac{i \cdot (1+i)^{n-r}}{(1+i)^{n-r} - 1} \left[\frac{1}{\text{año}} \right]}{P_e [MWe] \cdot 8760 \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \cdot f_o [\%]} \quad (\text{Ec. 2})$$

- **C. O & M:** Costes de operación y mantenimiento de la planta.
- **C. Comb:** Coste del combustible empleado en la generación eléctrica.
- **C. CO₂:** Costes derivados de las emisiones de dióxido de carbono emitidas a la atmósfera consecuencia de la generación eléctrica.
- **C. Desm:** Costes de desmantelamiento de la planta una vez haya finalizado el período de vida útil de la misma.



Nota IMPORTANTE 1: Los cálculos realizados en la estimación de los costes de generación requieren de la determinación de varios condicionantes. La decisión y elección de los mismos tiene una repercusión directa en el resultado final; cualquier modificación de éstos supone, como es lógico, un resultado de coste de generación diferente.

Nota IMPORTANTE 2: todos los valores monetarios del presente estudio están reflejados en € constantes de 2010.

Se consideran los siguientes parámetros globales aplicables tanto a las plantas que operan con energías convencionales como a las que emplean energías renovables:

- Plantas de una sola unidad.
- Tipo de interés del préstamo bancario de ejecución: constante e igual al 5,00 %.
- Préstamo bancario con un período de carencia (τ) de igual duración al tiempo de construcción de la planta y con un período de retorno de $(n - \tau)$ años coincidente con la vida útil de la planta.

7.2.1. ENERGÍAS CONVENCIONALES.

Se realiza la estimación de los costes de generación de energía, a nivel de planta.

Se examina la tecnología basada en la caldera de vapor para centrales térmicas de ciclo convencional de carbón así como para las centrales de ciclo combinado de gas natural.

Los costes de generación eléctrica han sido calculados considerando dos tipos de condicionantes de partida, los generales (de aplicación conjunta a cualquiera de las tecnologías) y los particulares (variables en base a la tecnología y tipo de combustible empleado).

Condicionantes generales (aplicables a todas las plantas de generación):

- El factor de operación estándar empleado es del 85%.
- El coste de los derechos de emisión del CO₂ en el año 2018 se considera constante e igual a 18,00 €/t según las previsiones realizadas por el IDAE mediante la definición del escenario base futuro de evolución en función de los diferentes grados de ambición en las políticas de reducción de emisiones, tanto en la UE como a nivel mundial.

7.2.1.1. Central de ciclo convencional de carbón.

Para plantas que operan con ciclos convencionales de carbón se analizarán dos posibles casos en función de la existencia o no de sistemas de captura de carbono por absorción química a partir del empleo de hulla térmica y antracita.

Para el cálculo de los costes de generación, en ambos casos, se ha considerado que éstos corresponden a plantas que emplean carbón importado debido al mayor poder calorífico del mismo así como al retroceso sufrido por la minería española en los últimos años y a las escasas previsiones de mejora futura de la misma.

7.2.1.1.1. Costes de inversión.

Condicionantes particulares:

- Plazo de construcción: 3 - 4 años (IEA., 2010).



- Período de vida útil de la planta: 40 años (IEA., 2010).
- I_{se} (inversión inicial sin intereses): se toma el valor correspondiente a los datos proporcionados por Eurelectric (Union of the Electricity Industry), organización europea de la cual forma parte España (IEA., 2010).

Tipología	I_{se} (€/kW)
Central de hulla térmica sin captura de carbono	1.327
Central de hulla térmica con captura de carbono	2.356

Tabla 2. Inversión inicial sin intereses para centrales que emplean hulla térmica como combustible Fuente: IEA., 2010 y elaboración propia.

Considerando estas hipótesis los costes de inversión obtenidos son los siguientes:

Coste de inversión	(c€/kWh)
Central de hulla térmica sin captura de carbono	1,262
Central de hulla térmica con captura de carbono	2,241

Tabla 3. Costes de inversión centrales térmicas de carbón. Fuente: elaboración propia.

7.2.1.1.2. Costes de O & M.

Los costes de O & M vienen determinados por Eurelectric (IEA., 2010) quedando recogidos en la siguiente tabla:

Costes de O & M	(c€/kWh)
Central de hulla térmica sin captura de carbono	0,347
Central de hulla térmica con captura de carbono	0,589

Tabla 4. Costes de O & M de las centrales térmicas que emplean hulla. Fuente: elaboración propia.

7.2.1.1.3. Coste del combustible.

Condicionantes particulares:

- El rendimiento eléctrico global de los dos tipos de plantas considerados se toma como el publicado por la IEA correspondiente a los países miembros de Eurelectric.

Rendimiento eléctrico global	η (%)
Central de hulla térmica sin captura de carbono	45
Central de hulla térmica con captura de carbono	39

Tabla 5. Rendimiento de las centrales térmicas que emplean hulla. Fuente: Eurelectric, 2014 y elaboración propia.

- El precio de la hulla térmica de importación se considera como la suma del API2 CIF ARA (se considera constante e igual a 92 \$/t en base a las estimaciones futuras realizadas por CARBUNION y el índice McCloskey con un tipo de cambio de 1,40 \$/€ según previsiones futuras realizas por Bankinter.



- El poder calorífico de la hulla de importación viene determinado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) con un valor de 25 MJ/Kg.

En base a las consideraciones anteriores el coste de combustible de las centrales que emplean hulla térmica de importación se refleja a continuación:

Coste de combustible	(c€/kWh)
Central de hulla térmica sin captura de carbono	2,103
Central de hulla térmica con captura de carbono	4,246

Tabla 6. Coste del combustible de las centrales térmicas que emplean hulla de importación. Fuente: elaboración propia.

7.2.1.1.4. Coste de emisión del CO₂.

Condicionantes particulares:

- El contenido de carbono para la hulla de importación se sitúa en el 92% (IDAE, 2011).
- El rendimiento del proceso de captura de carbono en las plantas dotadas de este sistema se encuentra en el 90 % según estimaciones de Endesa.

En base a las consideraciones anteriores el coste de emisión del CO₂ de las centrales que emplean hulla térmica de importación queda reflejado a continuación:

Coste de emisión de CO ₂	(c€/kWh)
Central de hulla térmica sin captura de carbono	2,374
Central de hulla térmica con captura de carbono	0,274

Tabla 7. Coste de emisión de CO₂ de las centrales térmicas que emplean hulla de importación. Fuente: elaboración propia.

Nota: En el caso de las plantas provistas de sistema de captura de carbono se ha considerado sólo el coste de captura y se ha prescindido del coste de almacenamiento del CO₂.

7.2.1.1.5. Costes de desmantelamiento.

Para el cálculo de los mismos se considera el valor correspondiente a los datos publicados por Eurelectric. En base al interés considerado del 5,00 % los costes de desmantelamiento quedan reflejados a continuación:

Costes de desmantelamiento	(c€/kWh)
Central de hulla térmica sin captura de carbono	0,005
Central de hulla térmica con captura de carbono	0,010

Tabla 8. Costes de desmantelamiento de centrales térmicas de carbón. Fuente: IEA, 2010 y elaboración propia.

7.2.1.1.6. Costes totales.

Los costes totales de generación eléctrica de las centrales térmicas de carbón importado (carentes y provistas de sistemas de captación de CO₂) quedan reflejados en la siguiente tabla:

Costes TOTALES	(c€/kWh)
Central de hulla térmica importada Sin captura de carbono	6,091
Central de hulla térmica importada Con captura de carbono	7,360

Tabla 9. Costes totales de las centrales térmicas que emplean hulla importada. Fuente: elaboración propia.

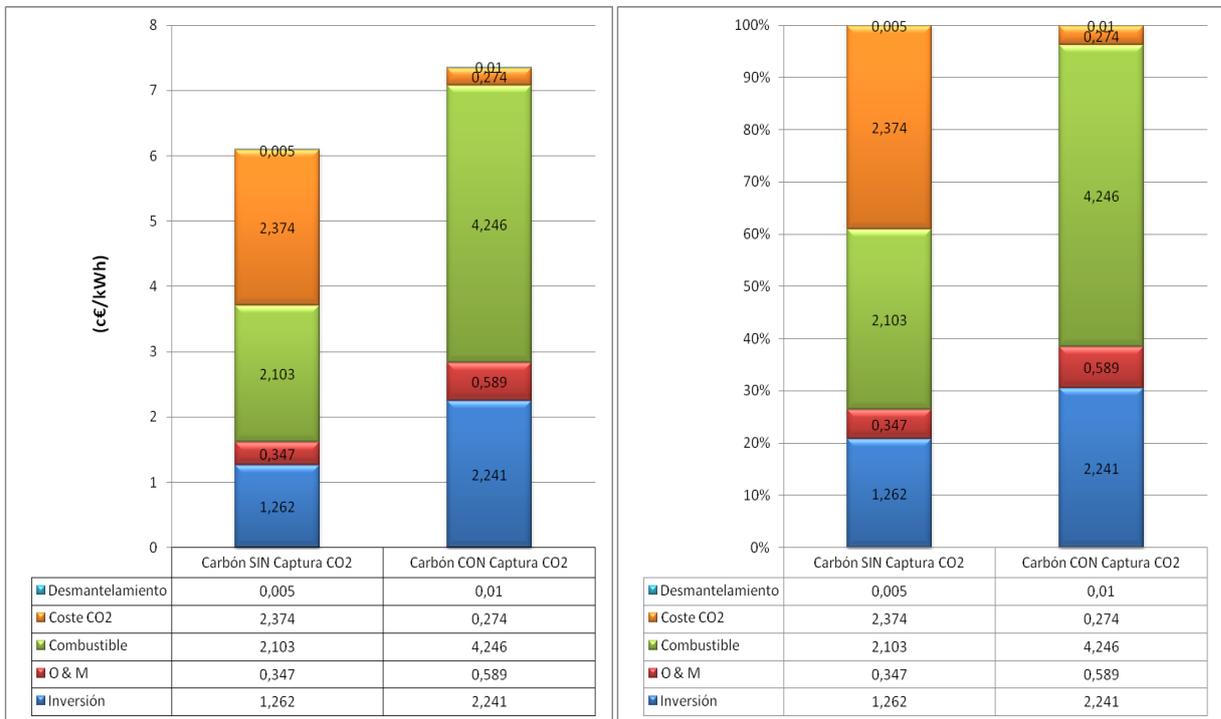


Figura 6. Distribución de los costes de generación de una central térmica convencional que emplea hulla importada. Fuente: elaboración propia.

7.2.1.2. Central de ciclo combinado de gas natural (CCGT).

En España el gas natural consumido es, mayoritariamente, de importación. En 2009, las importaciones de gas natural desde Argelia constituyeron el 35,4 % (CORES, 2010) del flujo total de importaciones; por lo tanto, lo más coherente es considerar las propiedades del gas natural argelino (Salvador, M., 2010).

7.2.1.2.1. Costes de inversión.

Condicionantes particulares:

- Plazo de construcción: 2 años (IEA, 2010).
- Período de vida útil de la planta: 30 años (IEA, 2010).



- I_{se} (inversión inicial sin intereses): se toma el valor correspondiente a los datos proporcionados por Eurelectric (Union of the Electricity Industry), organización europea de la cual forma parte España (IEA, 2010), ascendiendo los mismos a 817 €/kWh.

Considerando estas hipótesis los costes de inversión obtenidos son los siguientes:

Coste de inversión	(c€/kWh)
Central CCGT gas natural	0,787

Tabla 10. Costes de inversión centrales CCGT. Fuente: elaboración propia.

7.2.1.2.2. Costes de O & M.

Los costes de O & M vienen determinados por Eurelectric (IEA, 2010) quedando recogidos en la siguiente tabla:

Costes de O & M	(c€/kWh)
Central CCGT gas natural	0,267

Tabla 11. Costes de O & M de las centrales CCGT que emplean gas natural. Fuente: (IEA, 2010) y elaboración propia.

7.2.1.2.3. Coste del combustible.

Condicionantes particulares:

- El rendimiento eléctrico global de las CCGT se toma como el publicado por la IEA correspondiente a los países miembros de Eurelectric (IEA, 2010).

Rendimiento eléctrico global	η (%)
Central CCGT gas natural	58

Tabla 12. Rendimiento de las centrales CCGT que emplean gas natural. Fuente: (IEA, 2010) y elaboración propia.

- El precio del gas natural de importación se estima según las previsiones realizadas por el IDAE mediante la definición del escenario base de evolución en función de los diferentes grados de ambición en las políticas de reducción de emisiones, tanto en la UE como a nivel mundial.

En base a las consideraciones anteriores el coste de combustible de las centrales CCGT que emplean gas natural se refleja a continuación:

Coste de combustible	(c€/kWh)
Central CCGT gas natural	2,600

Tabla 13. Coste del combustible de las centrales CCGT de gas natural. Fuente: elaboración propia.



7.2.1.2.4. Coste de emisión del CO₂.

Para realizar el cálculo del coste de emisión del CO₂ se aplican las siguientes consideraciones:

- Se considera un total de 1,083 mol CO₂ producido / mol GN en base a la publicación Tecnología Energética y Medio Ambiente (Salvador, M., 2010).
- El PCS del gas natural en base a la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 13 de marzo de 2006, establece un valor de 11,73 kWh/m³ equivalente a 42,23 MJ/m³.
- Se considera que el comportamiento del gas natural responde al modelo de gas ideal, según el cual, 1 mol en CN de presión y temperatura ocupa un volumen de 22,41 litros.
- El rendimiento eléctrico global de los CCGT de gas natural es del 58% (IEA, 2010).

En base a las consideraciones anteriores el coste de emisión del CO₂ de las centrales CCGT que emplean gas natural queda reflejado a continuación:

Coste de emisión de CO ₂	(c€/kWh)
Central CCGT gas natural	0,689

Tabla 14. Coste de emisión de CO₂ de las centrales CCGT de gas natural. Fuente: elaboración propia.

7.2.1.2.5. Costes de desmantelamiento.

Para el cálculo de los mismos se considera el valor correspondiente a los datos publicados por Eurelectric. En base al interés considerado del 5,00 % los costes de desmantelamiento quedan reflejados a continuación:

Costes de desmantelamiento	(c€/kWh)
Central CCGT	0,006

Tabla 15. Costes de desmantelamiento de centrales CCGT. Fuente: Eurelectric, 2014 y elaboración propia.

7.2.1.2.6. Costes totales.

Los costes totales de generación eléctrica de las centrales CCGT que emplean gas natural quedan reflejados en la siguiente tabla:

Costes TOTALES	(c€/kWh)
Central CCGT gas natural	4,349

Tabla 16. Costes totales de las centrales CCGT que emplean gas natural. Fuente: elaboración propia.

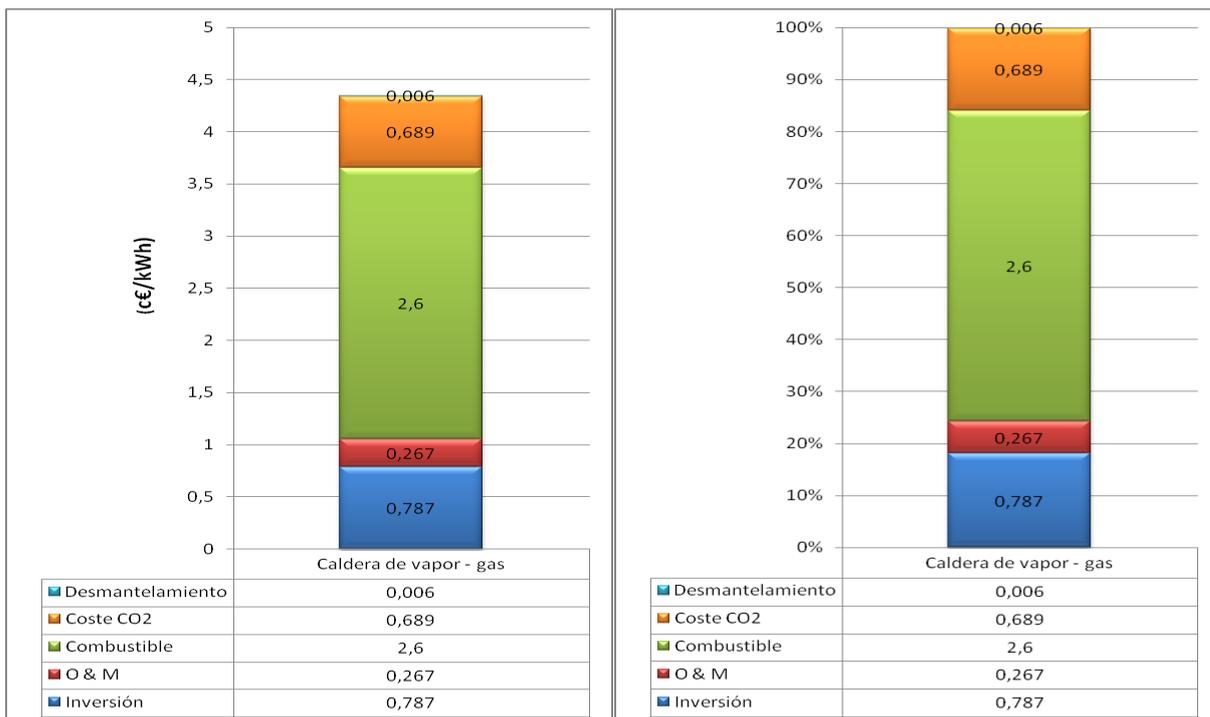


Figura 7. Distribución de los costes de generación de una central CCGT que emplea gas natural. Fuente: elaboración propia.

7.2.2. ENERGÍAS RENOVABLES.

Se realiza la estimación de los costes de generación de energía, a nivel de planta, en base a las diferentes fuentes energéticas renovables consideradas.

A diferencia de lo que ocurre con las energías no renovables, los costes de las renovables no dependen de los mercados energéticos internacionales, por lo tanto, no se pueden emplear las curvas de previsión de cotizaciones futuras para estimar cuál será la evolución del coste de generación (Salvador, M., 2010).

El coste del combustible empleado en las instalaciones eólica y solar resulta, evidentemente, nulo; el coste de la biomasa necesario para la planta considerada se encuentra especificado en su epígrafe correspondiente.

Coste de emisión de CO₂: nulo en todas ellas; al no producirse este gas de efecto invernadero.

Nota importante 3: Una gran parte de la energía solar captada por las plantas queda acumulada en los enlaces de las moléculas orgánicas formadas y se libera, al oxidarse éstas, en los procesos de combustión. Todo el CO₂ que se produce en la combustión de la biomasa ha sido previamente fijado por la planta, por lo que la utilización de este tipo de energía no produce incremento neto en la atmósfera de este gas de efecto invernadero. Los nutrientes minerales también se recuperan en las cenizas (De Juana et al., 2001).

Costes de desmantelamiento: no se dispone, para ninguno de los tres tipos de energías considerados, de datos publicados al respecto debido, muy probablemente, al relativo reciente empleo de estos tipos de energía que se deriva en la operatividad de la casi totalidad de las plantas y parques instalados a nivel mundial al encontrarse los mismos dentro de su período de vida útil. Se estima un coste de desmantelamiento equivalente al 1,00% del sumatorio de los restantes costes existentes.



7.2.2.1. Planta de biomasa de 10 a 20 MW.

7.2.2.1.1. Costes de inversión.

Consideraciones particulares:

- Plazo de construcción: 2 años (Montalvo, A. y Páez, F.J., 2010).
- Período de vida útil de la instalación: 20 años. Factor de operación: 68 %.
- Horas netas de funcionamiento anuales: 6000. (IDAE, 2011).
- I_{se} (inversión inicial sin intereses): se toma el valor correspondiente a la interpolación de los datos proporcionados por el IDAE en base a los condicionantes anteriores:

	I_{se} (€/kW)
Planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.).	3.150

Tabla 17. Inversión inicial sin intereses de una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.). Fuente: IDAE, 2011 y elaboración propia.

Considerando estas hipótesis los costes de inversión obtenidos son los siguientes:

Coste de inversión	(c€/kWh)
Planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.).	2,051

Tabla 18. Costes de inversión de una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.). Fuente: elaboración propia.

7.2.1.1.2. Costes de O & M.

Los costes de O & M vienen determinados por el IDAE quedando recogidos en la siguiente tabla:

Costes de O & M	(c€/kWh)
Planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.).	0,347

Tabla 19. Costes de O & M una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.). Fuente: IDAE, 2011 elaboración propia.

7.2.1.1.3. Coste del combustible.

Para llevar a cabo el cálculo del mismo se realiza la siguiente consideración específica:

- Rendimiento eléctrico global de una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.).

Rendimiento eléctrico global	η (%)
Planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.).	31

Tabla 20. Rendimiento de una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.). Fuente: elaboración propia.

En base a la consideración anterior y mediante la interpolación de los datos proporcionados por el IDAE el coste de combustible de una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.) se refleja a continuación:



Coste de combustible	(c€/kWh)
Planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.).	10,259

Tabla 21. Coste del combustible de planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.). Fuente: elaboración propia.

7.2.1.1.3. Costes de desmantelamiento.

Costes de desmantelamiento	(c€/kWh)
Planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.).	0,127

Tabla 22. Costes de desmantelamiento de una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.). Fuente: elaboración propia.

7.2.1.3.4. Costes totales.

Costes TOTALES	(c€/kWh)
Planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.).	12,784

Tabla 23. Costes totales de una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.). Fuente: elaboración propia

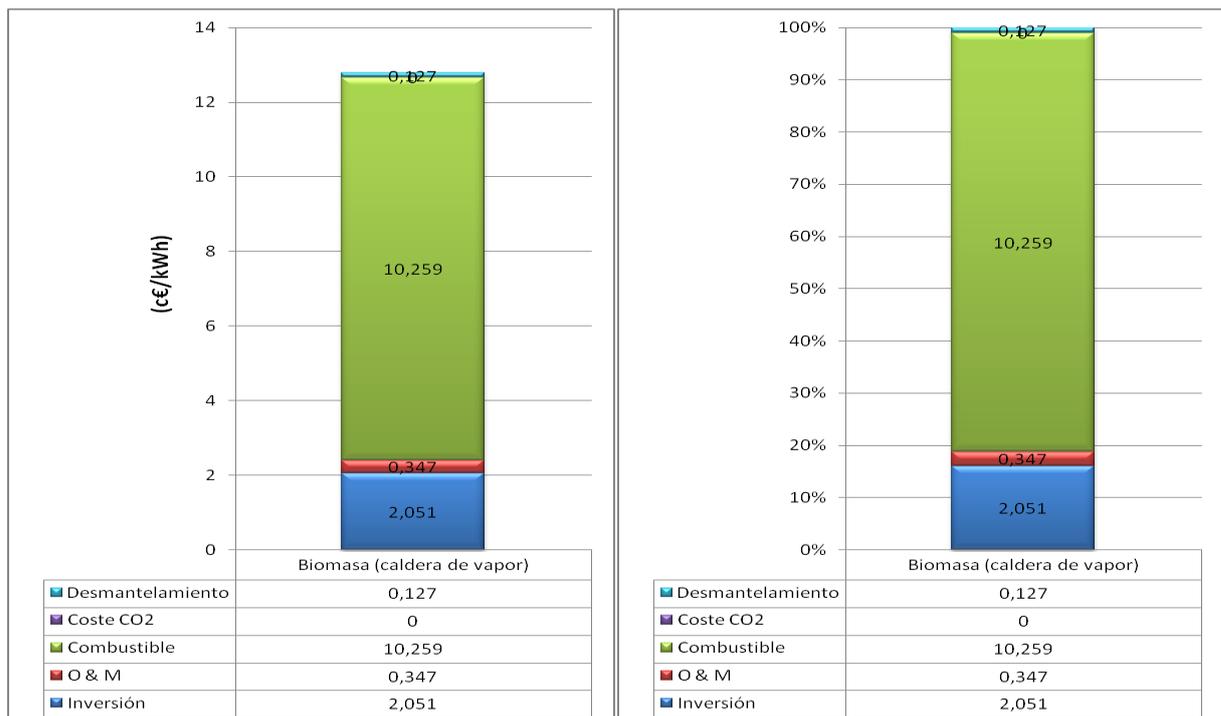


Figura 8. Distribución de los costes de generación de una planta de biomasa (b.6.2., b.6.3., b.8.2.). Fuente: elaboración propia.

7.2.2.2. Parque eólico terrestre de gran potencia (> 50 MW).

7.2.2.2.1. Costes de inversión.

Condicionantes particulares:

- Plazo de construcción: 1 año (IEA, 2010).



- Período de vida útil de la instalación: 20 años (CNE, 2010).
- Factor de operación: 26% equivalente a 2200 horas anuales de funcionamiento a plena carga.
- I_{se} (inversión inicial sin intereses): se toma el valor correspondiente a la interpolación de los datos proporcionados por el IDAE en base a los condicionantes anteriores:

	I_{se} (€/kW)
Parque eólico onshore de gran potencia	1.149

Tabla 24. Inversión inicial sin intereses de un parque eólico onshore de gran potencia. Fuente: IDAE, 2011 y elaboración propia.

Considerando estas hipótesis los costes de inversión obtenidos son los siguientes:

Coste de inversión	(c€/kWh)
Parque eólico onshore de gran potencia	4,250

Tabla 25. Costes de inversión de un parque eólico onshore de gran potencia. Fuente: elaboración propia.

7.2.2.2.2. Costes de O & M.

Los costes de O & M vienen determinados por la CNE quedando recogidos en la siguiente tabla:

Costes de O & M	(c€/kWh)
Parque eólico onshore de gran potencia	1,736

Tabla 26. Costes de O & M de un parque eólico onshore de gran potencia. Fuente: CNE, 2010 y elaboración propia.

7.2.2.2.3. Costes de desmantelamiento.

Costes de desmantelamiento	(c€/kWh)
Parque eólico onshore de gran potencia	0,06

Tabla 27. Costes de desmantelamiento de un parque eólico onshore de gran potencia. Fuente: elaboración propia.

7.2.2.2.4. Costes totales.

Los costes totales de generación eléctrica de un parque eólico onshore de gran potencia quedan reflejados en la siguiente tabla:

Costes TOTALES	(c€/kWh)
Parque eólico onshore de gran potencia	6,046

Tabla 28. Costes totales de un parque eólico onshore de gran potencia. Fuente: elaboración propia.

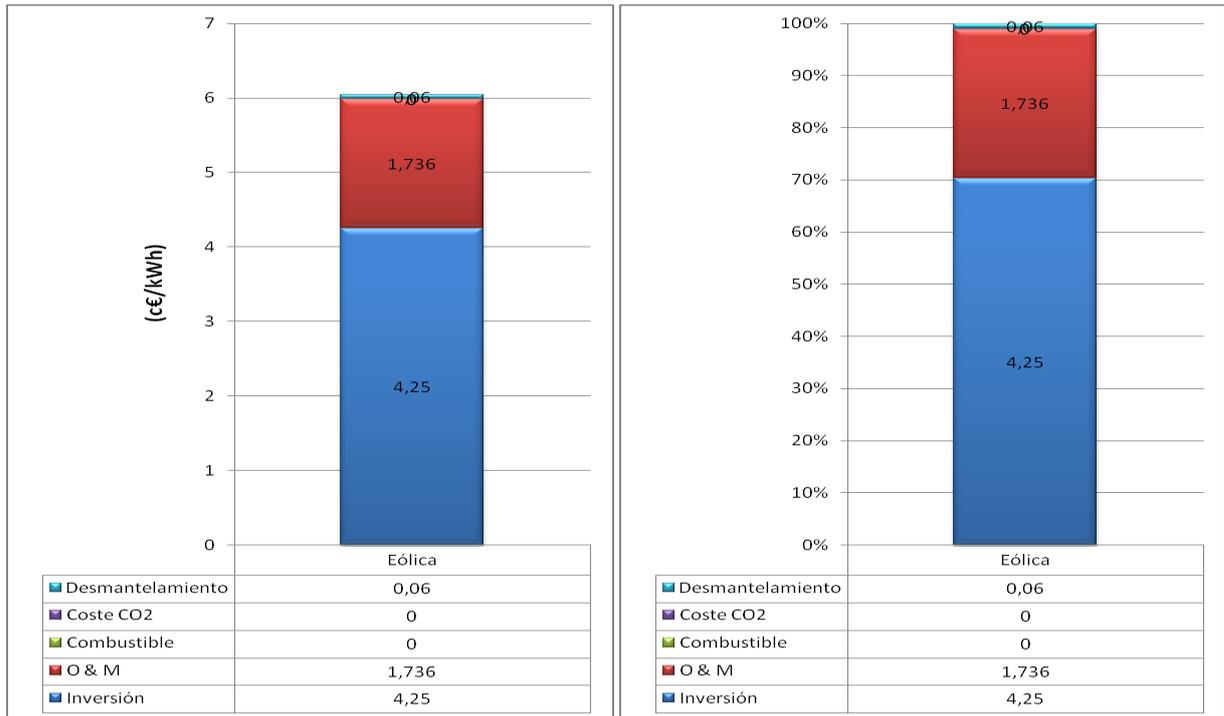


Figura 9. Distribución de los costes de generación de un parque eólico onshore de gran potencia. Elaboración propia.

7.2.2.3. Tecnología solar fotovoltaica en suelo.

7.2.2.3.1. Costes de inversión.

Condicionantes particulares:

- Plazo de construcción: 1 año (IEA, 2010).
- Período de vida útil de la instalación: 25 años (CNE, 2007).
- Horas netas de funcionamiento anuales entre la potencia pico del módulo (kWh/kWp): 1560. Factor de operación del 18%.
- I_{se} (inversión inicial sin intereses): se toma el valor correspondiente a la interpolación de los datos proporcionados por el IDAE en base a los condicionantes anteriores:

	I_{se} (€/kW)
Tec. solar fotovoltaica cristalina en suelo	2.500

Tabla 29. Inversión inicial sin intereses de la tecnología solar fotovoltaica cristalina en suelo. Fuente: IDAE, 2011 y elaboración propia.

Considerando estas hipótesis los costes de inversión obtenidos son los siguientes:

Coste de inversión	(c€/kWh)
Tec. solar fotovoltaica cristalina en suelo	11,493

Tabla 30. Costes de inversión de la tecnología solar fotovoltaica cristalina en suelo. Elaboración propia.



7.2.2.3.2. Costes de O & M.

Los costes de O & M vienen determinados por la CNE quedando recogidos en la siguiente tabla:

Costes de O & M	(c€/kWh)
Tec. solar fotovoltaica cristalina en suelo	4,494

Tabla 31. Costes de O & M de la tecnología solar fotovoltaica cristalina en suelo. Fuente: CNE, 2007 y elaboración propia.

7.2.2.3.3. Costes de desmantelamiento.

Costes de desmantelamiento	(c€/kWh)
Tec. solar fotovoltaica cristalina en suelo	0,161

Tabla 32. Costes de desmantelamiento de la tecnología solar fotovoltaica cristalina en suelo. Fuente: elaboración propia.

7.2.2.3.4. Costes totales.

Los costes totales de generación eléctrica de la tecnología solar fotovoltaica cristalina en suelo quedan reflejados en la siguiente tabla:

Costes TOTALES	(c€/KWh)
Tec. solar fotovoltaica cristalina en suelo	16,148

Tabla 33. Costes totales de la tecnología solar fotovoltaica cristalina en suelo. Fuente: elaboración propia.

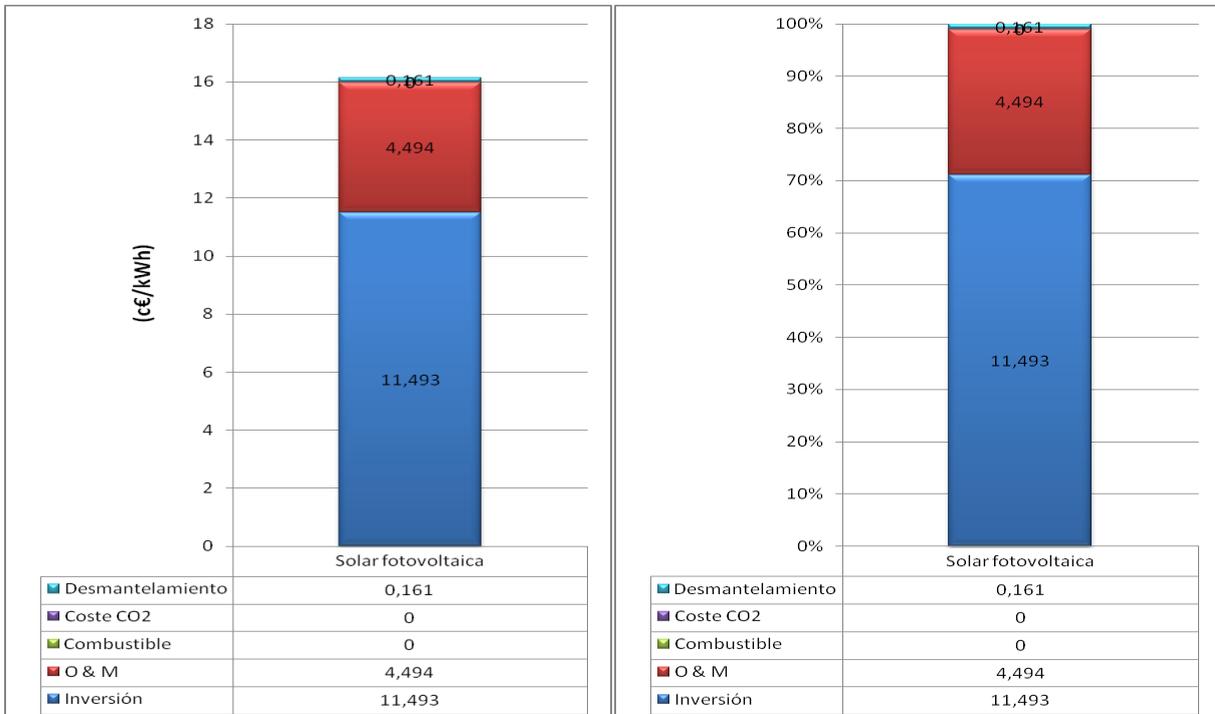


Figura 10. Distribución de los costes de generación de la tecnología solar fotovoltaica cristalina en suelo. Fuente: elaboración propia.

7.2.3. COMPARATIVA DE LOS COSTES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ENERGÍAS.

En la tabla siguiente se muestra el coste total de cada tipo de energía considerada.

Tipo de energía	Recurso	Coste TOTAL (c€/kWh)
Caldera de vapor PF (ESP, FGD, SCR)	Carbón SIN captura CO ₂	6,091
	Carbón CON captura CO ₂	7,360
Caldera de vapor - gas	Gas natural	4,349
Biomasa (caldera de vapor)	Residuos tipos b.6.2, b.6.3, b.8.2.	12,784
Eólica	Eólico	6,046
Solar fotovoltaica	Solar	16,148

Tabla 34: Coste total de los diferentes tipos de energías considerados. Fuente: elaboración propia.

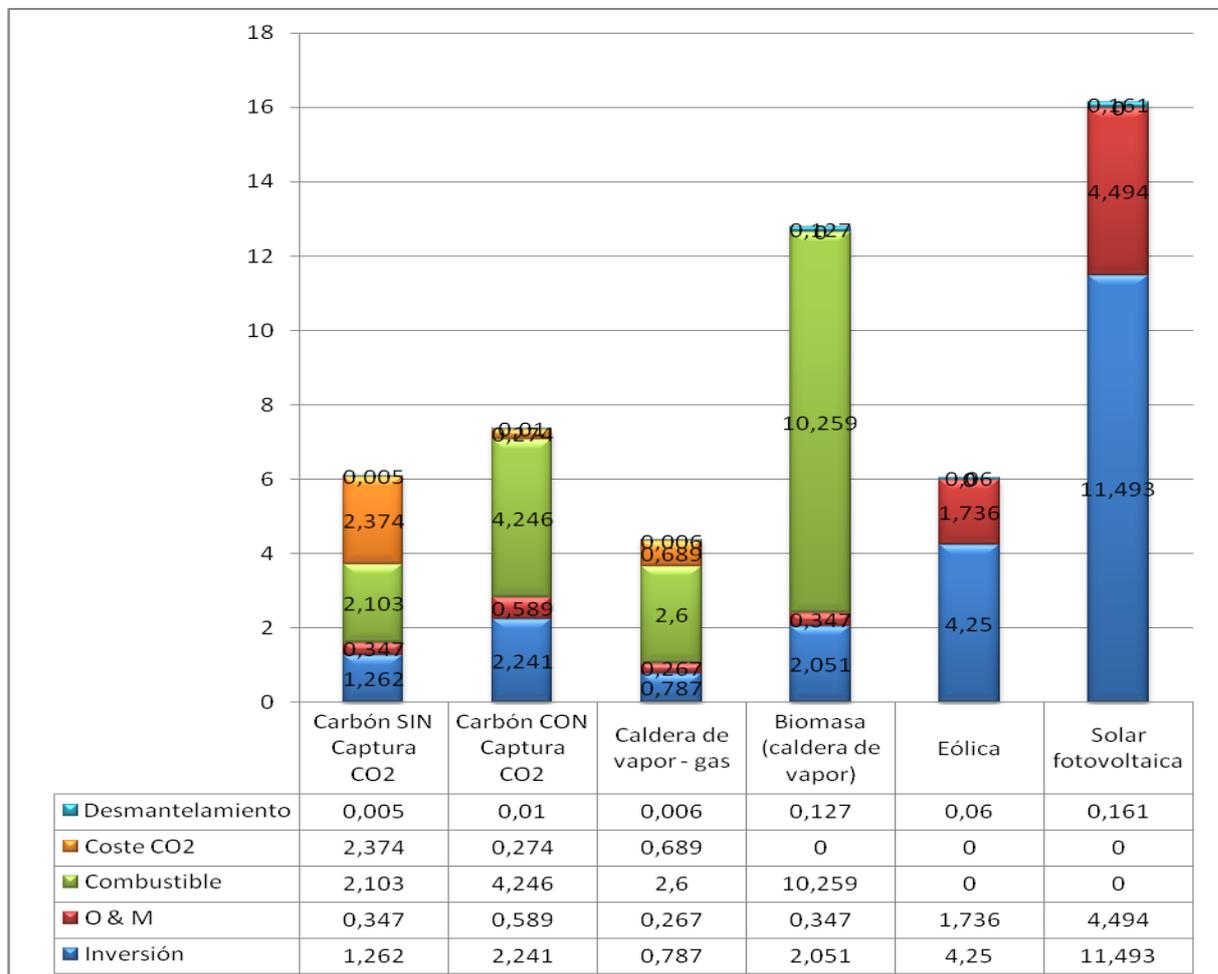


Figura 11: Distribución de los costes de generación según los diferentes tipos de energías consideradas. Fuente: elaboración propia.

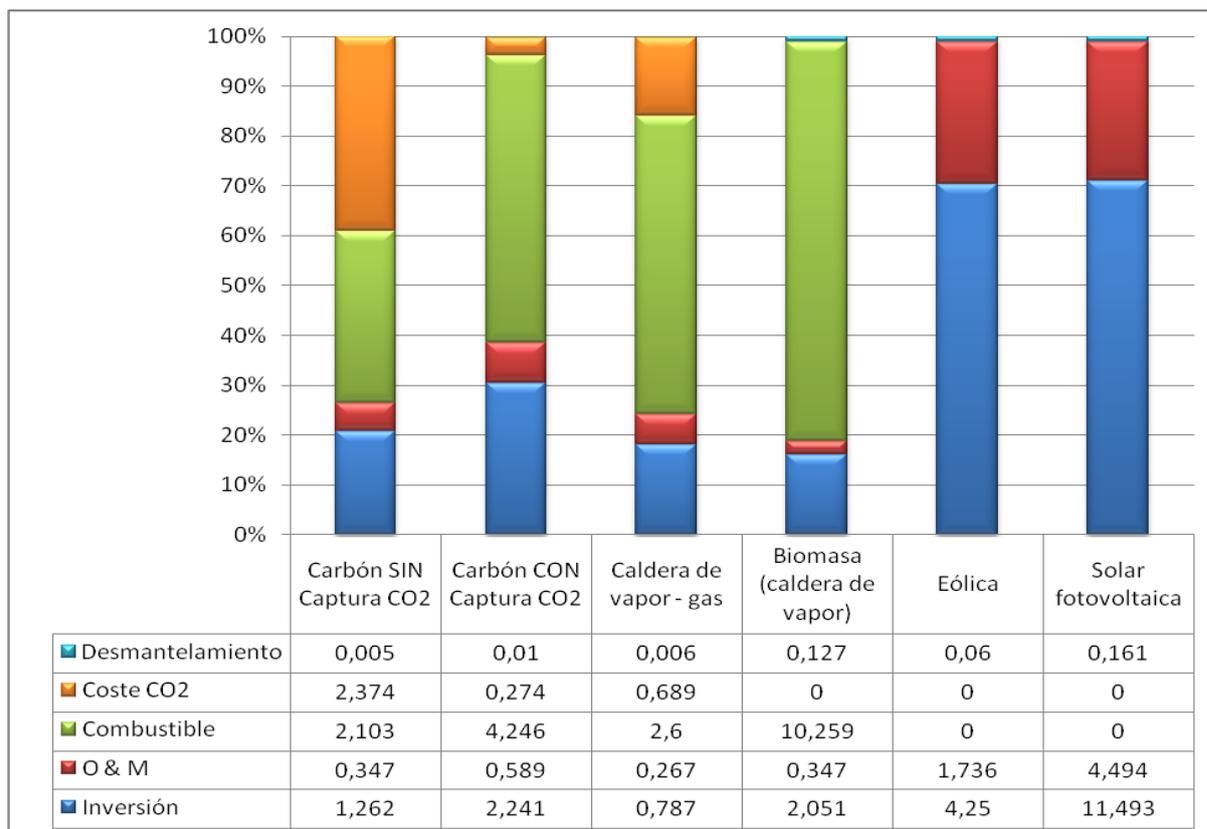


Figura 12. Distribución porcentual de los costes de generación según los diferentes tipos de energías consideradas. Fuente: elaboración propia.

Analizando ambos gráficos se puede observar que la energía solar posee el mayor valor de costes totales (16,148 c€/kWh) siendo la misma un 26,31% superior a la siguiente fuente energética más costosa considerada (biomasa con 12,784 c€/kWh) y un 371,30% con respecto a la energía más económica (gas natural con 4,349 c€/kWh).

En este sentido cabe destacar que las energías renovables poseen los mayores costes de generación de la totalidad de fuentes consideradas (a excepción del carbón dotado de captura de CO₂). Estos valores son debidos, fundamentalmente, a los elevados costes de inversión que poseen estas energías (con valores en torno al 70% sobre el total de costes en las energías solar y eólica), consecuencia de lo relativamente reciente de las mismas, suponiendo este aspecto un importante hándicap para alcanzar un elevado grado de desarrollo y madurez. Igualmente la energía procedente del carbón provista de captura de CO₂ posee elevados costes de inversión debido al elevado grado tecnológico que supone la implantación de este tipo de centrales.

A nivel de la energía procedente de la biomasa cabe mencionar la importante repercusión que posee el coste de combustible (80,25% sobre el total de costes totales) y que hace que la misma sea muy volátil es este aspecto. Igualmente las energías procedentes del carbón y del gas natural poseen una fuerte dependencia de los costes derivados del combustible. Estos aspectos motivan que ligeras variaciones en los costes de las materias primas empleados por estas plantas puedan tener importantes repercusiones en los costes totales de generación y consecuentemente en los porcentajes finales del mix energético global.

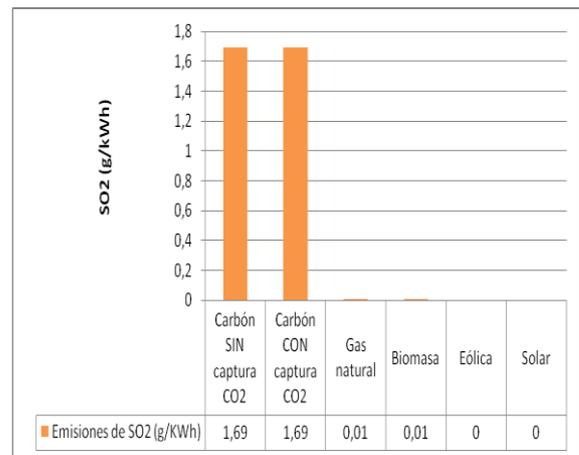
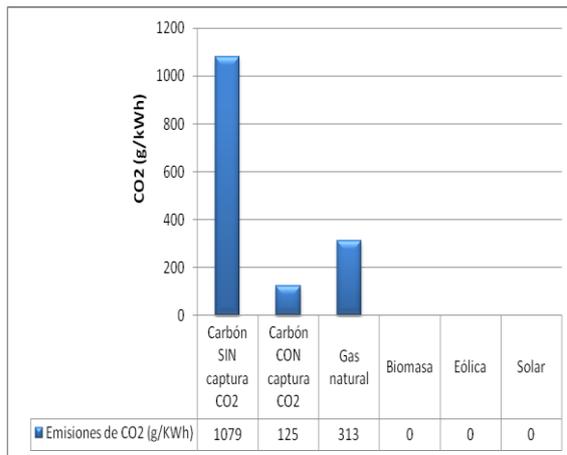
7.3. CRITERIO MEDIOAMBIENTAL.

El estudio de este criterio se encuentra basado en las emisiones de los gases contaminantes más representativos emitidos por cada una de las tecnologías consideradas.

La emisión de CO₂ al quemar biomasa se considera cero, tal y como quedó reflejado en la **Nota Importante 3** (epígrafe 7.2.2.).

Tipo de energía	Recurso	Emisiones de CO ₂ (g/kWh)	Emisiones de SO ₂ (g/kWh)	Emisiones de NO _x (g/kWh)
Caldera de vapor PF SIN captura CO ₂	Carbón	1079	1,69	0,54
Caldera de vapor PF CON captura CO ₂	Carbón	125	1,69	0,54
Caldera de vapor - gas	Gas natural	313	0,01	0,49
Biomasa (caldera de vapor)	Residuos tipos b.6.2, b.6.3, b.8.2.	0	0,01	0,58
Eólica	Eólico	0	0	0
Solar fotovoltaica	Solar	0	0	0

Tabla 35. Emisiones de gases de efecto invernadero según los diferentes tipos de energía y tecnología consideradas. Fuente: Junta de Andalucía, 2011 y elaboración propia.



Figuras 13 y 14: Emisiones de CO₂ y SO₂ según los distintos tipos de energías. Fuente: elaboración propia.

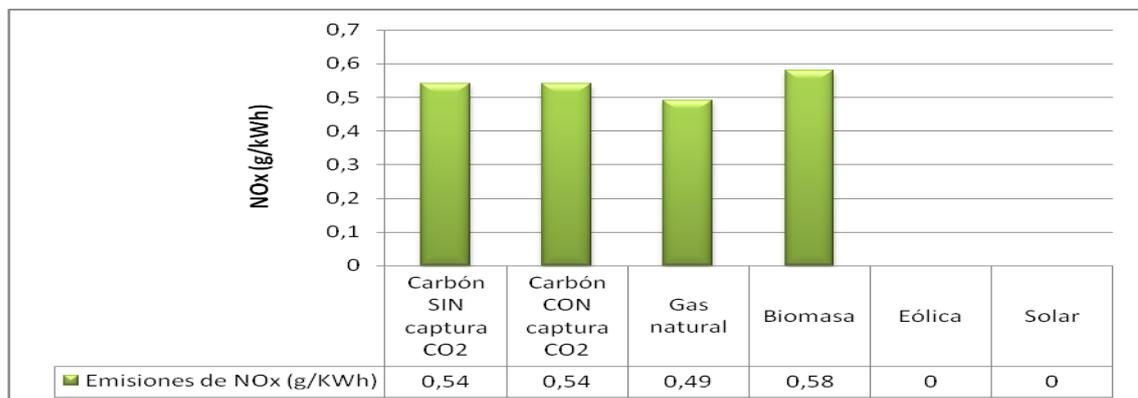


Figura 15: Emisiones de NO_x según los distintos tipos de energías. Fuente: elaboración propia.



A nivel medioambiental resulta evidente que las energías más respetuosas y favorables son las renovables y dentro de las mismas la eólica y solar fotovoltaica al carecer de cualquier tipo de emisión de gases contaminantes.

La energía procedente de la biomasa carece de emisiones de CO₂ y un nivel prácticamente despreciable de SO₂ y si bien cuenta con el valor más elevado de NO_x éste no se encuentra muy alejado del resto de energías contaminantes (7,41% y 18,36% superior al carbón y gas natural respectivamente) lo cual le hace ser la alternativa más favorable dentro de este conjunto.

La energía menos respetuosa y perjudicial medioambientalmente es la procedente del carbón sin captura de CO₂; su valor de emisiones de CO₂ resulta un 344,73% superior al siguiente más elevado (gas natural) y a nivel de SO₂ un 16.900% superior que el valor correspondiente al gas natural o a la biomasa. A nivel de emisiones de NO_x cuenta igualmente con un elevado valor. Estas razones motivan que a nivel medioambiental esta fuente de energía resulte totalmente descartable.

7.4. CRITERIO SOCIAL.

El criterio social se cuantifica en base a los jornales procedentes de los puestos de trabajo generados de forma directa por la posible implantación de cada uno de los diferentes tipos de instalaciones consideradas.

Los jornales se calculan mediante las horas/año y horas/kWh para cada tipo de energía valorada. Considerando el número de trabajadores empleados en cada planta a jornada completa y jornada parcial (1800 y 360 h/año respectivamente) obtendremos los resultados reflejados en la siguiente tabla:

Fuente de Energía	Personal (1800 h/año)	Personal (360 h/año)	Total (h/año)	Total (h/kWh)
Carbón Sin captura de CO ₂	11	1	20.160	8,40 x 10 ⁻⁴
Carbón Con captura de CO ₂	11	1	20.160	8,40 x 10 ⁻⁴
Gas natural	8	2	15.120	6,30 x 10 ⁻⁴
Biomasa	14	0	25.200	1,05 x 10 ⁻³
Eólica	7	0	12.600	5,30 x 10 ⁻⁴
Solar fotovoltaica	7	0	12.600	5,30 x 10 ⁻⁴

Tabla 36: Jornales obtenidos según los diferentes tipos de energías consideradas. Fuente: elaboración propia.

7.5. FUNCIÓN OBJETIVO.

El objetivo del estudio se centra en minimizar los costes de generación así como los costes medioambientales producidos por las emisiones de gases CO₂, SO₂ y NO_x; maximizando, consecuentemente, el coste social de jornales por kWh de las fuentes consideradas.



7.5.1. FUNCIÓN OBJETIVO.

Minimizar $C(x) = [f_1(x), f_2(x), f_3(x), f_4(x)]$

Maximizar $B(x) = [f_5(x)]$

Siendo:

7.5.2. ECUACIONES DE ESTUDIO.

$f_1(x)$ = Función de costes de generación.

$$f_1(x) = 0,0609 * A + 0,0736 * B + 0,0435 * C + 0,1278 * D + 0,0605 * E + 0,1615 * F$$

$f_2(x)$ = Función de emisiones de CO₂

$$f_2(x) = 1079 * A + 125 * B + 313 * C$$

$f_3(x)$ = Función de emisiones de SO₂

$$f_3(x) = 1,69 * A + 1,69 * B + 0,01 * C + 0,01 * D$$

$f_4(x)$ = Función de emisiones de NO_x

$$f_4(x) = 0,54 * A + 0,54 * B + 0,49 * C + 0,58 * D$$

$f_5(x)$ = Función de jornales por unidad de energía producida

$$f_5(x) = 0,84 * 10^{-3} * A + 0,84 * 10^{-3} * B + 0,63 * 10^{-3} * C + 1,05 * 10^{-3} * D + 0,53 * 10^{-3} * E + 0,53 * 10^{-3} * F$$

Donde las fuentes de energía consideradas son:

- **A:** Producción de energía en base a carbón SIN captura de CO₂ (kWh).
- **B:** Producción de energía en base a carbón CON captura de CO₂ (kWh).
- **C:** Producción de energía en base a gas natural (kWh).
- **D:** Producción de energía en base a biomasa (tipos b.6.2, b.6.3, b.8.2; kWh).
- **E:** Producción de energía en base a energía eólica onshore (kWh).
- **F:** Producción de energía en base a energía solar fotovoltaica (instalada en suelo, kWh).

7.5.3. RESTRICCIONES PLANTEADAS.

Condicionantes:

- Criterio de máximo uso de un único tipo de energía (convencional o renovable): 40%
- Criterio técnico de PCI (Poder Calorífico Inferior),
- Posible potencial de biomasa existente.



Cálculo de restricciones:

Recurso energético	Masa de combustible (t/año)	P.C.I. (kcal/kg)	η (%)	Producción energética (kWh)	Producción energética máxima (kWh)
Carbón SIN captura CO ₂	4.000	6.000	45	12.500.000	12.500.000
Carbón CON captura CO ₂	4.000	6.000	39	10.833.333	10.833.000
Gas natural	2.000	11.056	58	14.891.204	14.891.000
Biomasa	12.000	3.095	31	13.368.328	13.368.000
Eólica	-----	-----	26	24.000.000	24.000.000
Solar	-----	-----	18	24.000.000	24.000.000

Tabla 37: Producción energética máxima en base a las restricciones planteadas. Fuente: elaboración propia.

7.6. PROCEDIMIENTO, CONSIDERACIONES.

Los tres postulados considerados: criterio económico, medioambiental y social se valoran, todos ellos, con igual importancia; debido a esto la asignación de los coeficientes de ponderación se establece de la siguiente manera:

$$W_1 = 0.333 \quad \text{(Criterio económico: coste de generación).}$$

$$W_2 + W_3 + W_4 = 0.333, \quad W_2 = W_3 = W_4 = 0,111 \quad \text{(Criterio medioambiental).}$$

$$W_5 = 0.333 \quad \text{(Criterio social).}$$

La optimización se ha desarrollado empleando el programa LINGO versión 14.0.

Un primer paso inicial consiste en el cálculo de la denominada matriz de pagos (*pay-off matrix*). Esta matriz se obtiene tras haber determinado tanto las ecuaciones de estudio así como las restricciones correspondientes. Para ello se ha de optimizar cada objetivo separadamente calculándose posteriormente los valores alcanzados por el resto de objetivos en cada solución óptima.

Se determina la matriz cuadrada, obteniéndose en la diagonal principal la solución en la que todos los objetivos alcanzan su valor óptimo, cuantificando de este modo el nivel de conflictos existentes entre los mismos. Se observan en la matriz de pagos los valores anti-ideales, siendo éstos los peores elementos de cada columna.

A continuación se han de fijar los atributos considerados relevantes, determinándose el nivel de aspiración correspondiente a cada uno de los mismos.

Posteriormente el atributo se ha de enlazar con el nivel de aspiración introduciendo para ello las variables de desviación negativas y positivas, completando la estructura de la meta, donde $f_i(x)$ representa la expresión matemática del atributo i -ésimo, t_i su nivel de aspiración, n_i las variables de desviación negativa (cuantifican la falta de logro de una meta con respecto a su nivel de aspiración), p_i las variables de desviación positiva (cuantifican el exceso de logro de una meta con respecto a su nivel de aspiración) (Linares, P., 1997).

Una vez determinadas dichas desviaciones no deseadas se formula el modelo de programación por metas consistente en minimizar las mismas. Este procedimiento se lleva a cabo mediante “programación por metas ponderadas” minimizando la suma de ellas, una vez realizada la normalización con el cálculo de “pool de energía” o “mix energético”,



evitando así el problema de las desviaciones absolutas, y dejándole de forma porcentual. Se han de añadir, no obstante, las preferencias del decisor a través del coeficiente (W) (Linares, P., 1997).

Para poder llevar a cabo el cálculo mediante el programa LINGO v.14.0, se ha optado por realizar siguientes equivalencias:

$$\begin{matrix} n_1 = G & n_2 = H & n_3 = I & n_4 = J & n_5 = K \\ p_1 = L & p_2 = M & p_3 = N & p_4 = O & p_5 = P \end{matrix}$$

7.6.1. CUADRO DE RESULTADOS Y MATRIZ DE PAGOS.

FUENTE DE ENERGÍA (kWh)	Coste generación	Emisiones de CO ₂	Emisiones de SO ₂	Emisiones de NO _x	Jornales
A (Carbón SIN captura CO ₂)	12.500.000	0	0	0	0
B (Carbón CON captura CO ₂)	8.609.000	0	0	0	0
C (Gas)	14.891.000	0	0	12.000.000	12.000.000
D (Biomasa)	0	13.368.000	12.000.000	0	0
E (Eólica)	24.000.000	24.000.000	24.000.000	24.000.000	24.000.000
F (Solar)	0	22.632.000	24.000.000	24.000.000	24.000.000

Tabla 38: Cuadro de resultados (kWh). Fuente: elaboración propia.

Fuente de energía	Coste de generación (kWh)	Emisiones de CO ₂ (kWh)	Emisiones de SO ₂ (kWh)	Emisiones de NO _x (kWh)	Jornales por energía (kWh)
Coste Generación	3.494.631	19.224.508.000	35.823.120	18.695.450	39.833
CO ₂	6.815.498	0	133.680	7.753.440	38.751
SO ₂	6.861.600	0	120.000	6.960.000	38.040
NO _x	5.850.000	3.756.000.000	120.000	5.880.000	33.000
Jornales	5.850.000	3.756.000.000	120.000	5.880.000	33.000

Tabla 39: Matriz de pagos. Fuente: elaboración propia.

7.6.2. COEFICIENTES DE PONDERACIÓN. IMPORTANCIA DEL DECISOR: W

En el análisis de los tres postulados considerados: criterio económico, medioambiental y social todos ellos se valoran con igual importancia, debido a esto la asignación de los coeficientes de ponderación en base a la importancia otorgada por el decisor se establece de la siguiente manera:



$$W_1 = 0.333 \quad (\text{criterio económico: coste de generación}).$$

$$W_2 + W_3 + W_4 = 0.333, \quad W_2 = W_3 = W_4 = 0,111 \quad (\text{criterio medioambiental}).$$

$$W_5 = 0.333 \quad (\text{criterio social}).$$

7.6.3. NIVEL DE ASPIRACIÓN: t

Representa el nivel aceptable de logro para cada atributo, generando para ello las metas a alcanzar.

Tomando como valores los óptimos o ideales de la matriz de pago se obtienen los siguientes niveles de aspiración.

$$t_1 = 0,05824 \times 60.000.000 = 3.494.400$$

$$t_2 = 0,00000 \times 60.000.000 = 0$$

$$t_3 = 0,00200 \times 60.000.000 = 120.000$$

$$t_4 = 0,09800 \times 60.000.000 = 5.880.000$$

$$t_5 = 0,00055 \times 60.000.000 = 33.000$$

7.6.4. VALORES NORMALIZADORES: k

Se obtiene el denominado “pool de energía” a fin de poderlo incorporar en la normalización de la ecuación minimizando de este modo la suma de desviaciones porcentuales.

La aportación de energética a nivel autonómico queda reflejada a continuación:

Fuente de energía	% sobre el total
Carbón Sin captura de CO ₂	11,30
Carbón Con captura de CO ₂	8,10
Gas natural	32,80
Fuel-oil	1,70
Nuclear	8,70
Cogeneración	3,10
Biomasa	11,60
Eólica	4,70
Solar fotovoltaica	7,20
Hidráulica	9,40
Otras	1,40

Tabla 40: Aportación porcentual energética a nivel autonómico. Fuente: elaboración propia.

Los valores del pool de energía se sustituyen en cada una de las ecuaciones f(x) para calcular el valor de las mismas. El producto de este valor por el total de la energía a suministrar permite obtener los valores normalizadores que proporcionan una homogeneidad a la ecuación a minimizar.

Los **valores normalizadores (k_i)** obtenidos, empleando el pool de energía para cada una de las funciones objetivo, son los siguientes:



$$k_1 = 0,0564 * 60.000.000 = 3.384.000$$

$$k_2 = 234,716 * 60.000.000 = 1,408296 * 10^{10}$$

$$k_3 = 0,3323 * 60.000.000 = 19.938.000$$

$$k_4 = 0,3328 * 60.000.000 = 19.968.000$$

$$K_5 = 5,5447 * 10^{-4} * 60.000.000 = 33.268,2$$

Con todos los datos anteriormente expuestos se obtiene la **función objetivo** a minimizar:

$$\text{MIN} = W_1(p_1/k_1) + W_2(p_2/k_2) + W_3(p_3/k_3) + W_4(p_4/k_4) + W_5(n_5/k_5)$$

Considerando los **coeficientes de ponderación** (W_i):

$$W_1 = 0.333; \quad W_2 = W_3 = W_4 = 0,111; \quad W_5 = 0.333$$

de dónde finalmente:

$$\text{MIN} = (0,333/3.384.000) * L + (0,111/14.082.960.000) * M + (0,111/19.938.000) * N + (0,111/19.968.000) * O + (0,333/33.268,2) * K$$

Sujeta a:

❖ Costes de generación:

$$0,0609 * A + 0,0736 * B + 0,0435 * C + 0,1278 * D + 0,0605 * E + 0,1615 * F + G - L = 3.494.400$$

❖ Emisiones de CO₂:

$$1079 * A + 125 * B + 313 * C + H - M = 0$$

❖ Emisiones de SO₂:

$$1,69 * A + 1,69 * B + 0,01 * C + 0,01 * D + I - N = 120.000$$

❖ Emisiones de NO_x:

$$0,54 * A + 0,54 * B + 0,49 * C + 0,58 * D + J - O = 5.880.000$$

❖ Jornales por unidad de energía producida:

$$0,84 * 10^{-3} * A + 0,84 * 10^{-3} * B + 0,63 * 10^{-3} * C + 1,05 * 10^{-3} * D + 0,53 * 10^{-3} * E + 0,53 * 10^{-3} * F + K - P = 33.000$$

❖ Producción energética máxima según los diferentes tipos de energía:

$$A \leq 12.500.000$$

$$B \leq 10.833.000$$

$$C \leq 14.891.000$$

$$D \leq 13.368.000$$

$$E \leq 24.000.000$$

$$F \leq 24.000.000$$

❖ Requerimiento energético poblacional total:

$$A + B + C + D + E + F = 60.000.000$$



8.- ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Los resultados obtenidos de la optimización de cada uno de los objetivos parciales, a partir de los cuales se halla la matriz de pagos anteriormente reflejada, quedan recogidos en los epígrafes 8.1., 8.2., 8.3., 8.4. y 8.5. En el epígrafe 8. 6. se refleja la optimización de la Función Objetivo (Programación por Metas Ponderadas) que muestra la alternativa más idónea de elección de las posibles fuentes de energía a instalar en el núcleo poblacional en base a los condicionantes y restricciones iniciales planteadas.

Las fuentes de energía consideradas son:

- A:** Producción de energía en base a carbón sin captura de CO₂ (kWh).
- B:** Producción de energía en base a carbón con captura de CO₂ (kWh).
- C:** Producción de energía en base a gas natural (kWh).
- D:** Producción de energía en base a biomasa (tipos b.6.2, b.6.3, b.8.2; kWh).
- E:** Producción de energía en base a energía eólica onshore (kWh).
- F:** Producción de energía en base a energía solar fotovoltaica (en suelo, kWh).

8.1. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN COSTES DE GENERACIÓN.

Variable	Value	Reduced Cost
A	0.1250000E+08	0.000000
B	8609000.	0.000000
C	0.1489100E+08	0.000000
D	0.000000	0.5420000E-01
E	0.2400000E+08	0.000000
F	0.000000	0.8790000E-01

Row	Slack or Surplus	Dual Price
1	3494631.	-1.000000
2	0.000000	0.1270000E-01
3	2224000.	0.000000
4	0.000000	0.3010000E-01
5	0.1336800E+08	0.000000
6	0.000000	0.1310000E-01
7	0.2400000E+08	0.000000
8	0.000000	-0.7360000E-01

8.2. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN EMISIONES DE CO₂

Variable	Value	Reduced Cost
A	0.000000	1079.000
B	0.000000	125.0000
C	0.000000	313.0000
D	0.1336800E+08	0.000000
E	0.2400000E+08	0.000000
F	0.2263200E+08	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
1	0.000000	-1.000000
2	0.1250000E+08	0.000000
3	0.1083300E+08	0.000000
4	0.1489100E+08	0.000000
5	0.000000	0.000000
6	0.000000	0.000000
7	1368000.	0.000000
8	0.000000	0.000000



8.3. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN EMISIONES DE SO₂.

Variable	Value	Reduced Cost
A	0.000000	1.680000
B	0.000000	1.680000
C	0.000000	0.000000
D	0.1200000E+08	0.000000
E	0.2400000E+08	0.000000
F	0.2400000E+08	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
1	120000.0	-1.000000
2	0.1250000E+08	0.000000
3	0.1083300E+08	0.000000
4	0.1489100E+08	0.000000
5	1368000.	0.000000
6	0.000000	0.1000000E-01
7	0.000000	0.1000000E-01
8	0.000000	-0.1000000E-01

8.4. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN EMISIONES DE NO_x.

Variable	Value	Reduced Cost
A	0.000000	0.5000000E-01
B	0.000000	0.5000000E-01
C	0.1200000E+08	0.000000
D	0.000000	0.9000000E-01
E	0.2400000E+08	0.000000
F	0.2400000E+08	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
1	5880000.	-1.000000
2	0.1250000E+08	0.000000
3	0.1083300E+08	0.000000
4	2891000.	0.000000
5	0.1336800E+08	0.000000
6	0.000000	0.4900000
7	0.000000	0.4900000
8	0.000000	-0.4900000

8.5. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN JORNALES POR UNIDAD DE ENERGÍA PRODUCIDA.

Variable	Value	Reduced Cost
A	0.000000	0.2100000E-03
B	0.000000	0.2100000E-03
C	0.1200000E+08	0.000000
D	0.000000	0.8700000E-03
E	0.2400000E+08	0.000000
F	0.2400000E+08	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
1	33000.00	-1.000000
2	0.1250000E+08	0.000000
3	0.1083300E+08	0.000000
4	2891000.	0.000000
5	0.1336800E+08	0.000000
6	0.000000	0.1000000E-03
7	0.000000	0.1000000E-03
8	0.000000	-0.6300000E-03



8.6. OPTIMIZACIÓN DE LA FUNCIÓN OJETIVO: PROGRAMACIÓN POR METAS PONDERADAS.

Variable	Value	Reduced Cost
L	1563960.	0.000000
M	0.4660883E+10	0.000000
N	162590.0	0.000000
O	9170030.	0.000000
A	0.000000	0.1101553E-07
B	0.000000	0.4745969E-08
C	0.1489100E+08	0.000000
D	0.1336800E+08	0.000000
E	0.2400000E+08	0.000000
F	7741000.	0.000000
G	0.000000	0.9840426E-07
H	0.000000	0.000000
I	0.000000	0.5567259E-08
J	0.000000	0.5558894E-08
K	0.000000	0.000000
P	7240.460	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
1	0.2425272	-1.000000
2	0.000000	0.9840426E-07
3	0.000000	0.000000
4	0.000000	0.5567259E-08
5	0.000000	0.5558894E-08
6	0.000000	0.000000
7	0.1250000E+08	0.000000
8	0.1083300E+08	0.000000
9	0.000000	0.6365147E-08
10	0.000000	0.000000
11	0.000000	0.9938830E-08
12	0.1625900E+08	0.000000
13	0.000000	-0.1589229E-07

Fuente de energía	Valor (MWh)	% sobre el total
Carbón Sin captura de CO ₂	0	0,00
Carbón Con captura de CO ₂	0	0,00
Gas natural	14.891	24,82
Biomasa	13.368	22,28
Eólica	24.000	40,00
Solar fotovoltaica	7.741	12,90

Tabla 41: Valores óptimos de la función objetivo. Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos, empleando el programa LINGO v.14.0, de la Función Objetivo muestran un reparto basado en cuatro fuentes energéticas (gas natural, biomasa, eólica y solar fotovoltaica) frente a los seis tipos totales considerados. De estas cuatro fuentes de energía cabe destacar que tres de las mismas son de tipo renovable lo cual pone de manifiesto la importancia de este tipo de fuentes en la solución óptima al considerar en la misma factores adicionales al meramente económico. Este resultado muestra de nuevo la necesidad de realizar una evaluación global multicriterio no sólo centrada unidireccionalmente en un determinado aspecto.



Analizando los resultados se puede apreciar que la energía procedente del carbón (tecnologías sin y con captura de carbono) resulta perjudicada siendo consecuentemente eliminada de la opción óptima debido a la importante emisión de gases contaminantes a la atmósfera (niveles muy elevados de SO₂ en ambas tecnologías a lo cual se ha de añadir la importante producción de CO₂ en el caso de carecer la planta de los elementos necesarios para la captura de este gas). La consideración e importancia del aspecto medioambiental elimina dichas fuentes si bien las mismas cuentan con unos costes de generación más ajustados (6,091 c€/kWh y 7,36 c€/kWh respectivamente) que los de las energías de la biomasa y solar fotovoltaica (12,784 c€/kWh y 16,148 c€/kWh respectivamente) y con unos niveles de aceptación social superiores al resto de energías (a excepción de la biomasa).

En este sentido cabe destacar que si bien el gas natural también produce emisiones de CO₂ y NO_x posee, no obstante, un punto claramente diferenciador frente al carbón al carecer prácticamente por completo de emisiones de gases SO₂ lo cual provoca que pase a formar parte de la solución óptima con un importante peso del 24,82% en la misma. El factor medioambiental vuelve, en este sentido, a jugar un papel decisivo al restringir el peso global de este tipo de energía a pesar de contar la misma con el menor coste de generación de todas las consideradas (4,349 c€/kWh) y una elevada aceptación social que le podrían proporcionarían una mayor relevancia en caso de no considerar este aspecto.

La energía eólica representa el gran peso (40%) sobre el cómputo global energético final. Esta energía resulta muy claramente favorecida al carecer la misma de ningún tipo de elemento contaminante, unos costes de generación muy ajustados y una elevada aceptación social.

La energía procedente de la biomasa cuenta con un peso del 22,28% en el cómputo global final. Este valor si bien es importante resulta, no obstante, inferior al representado por el gas natural (24,82%). Esta diferencia estriba en que a pesar de carecer la biomasa de emisiones de CO₂ (frente a los 313 g/kWh del gas natural), poseer un valor similar de emisiones de NO_x y un mayor nivel de aceptación social el coste de generación de la misma es casi el triple que el del gas natural resultando en este sentido claramente desfavorecida.

La energía solar cuenta con el menor peso (12,90%) de las energías que forman parte de la solución global. Esta energía si bien carece de cualquier tipo de elemento contaminante se ve perjudicada al contar con una baja valoración social y unos costes de generación (16,148 c€/kWh) muy por encima del resto de las energías analizadas.

Cabe destacar que en caso de no existir la limitación fijada en el balance global del 40% sobre un único tipo de energía la solución óptima se decantaría, muy probablemente, en su totalidad por la energía eólica al resultar la más limpia, económica de las seis consideradas y contar la misma con una buena aceptación social.

9.- CONCLUSIONES.

Mediante el presente documento se ha realizado un análisis de los criterios de elección de algunas de las posibles fuentes energéticas existentes teniendo en cuenta no sólo los costes económicos (criterio habitual y generalmente único de decisión) sino también los criterios medioambiental y social.



Las conclusiones obtenidas de detallan a continuación.

A. Resultados diferenciales en la toma de decisiones al incorporar criterios adicionales y diferentes al económico.

La introducción de criterios adicionales a los costes de generación tales como son los medioambientales y sociales modifican de forma cuantiosa el resultado de las fuentes de energía a utilizar en el mix óptimo. Queda demostrado que considerando estos últimos criterios la elección óptima es diferente a la que se obtendría de forma obvia si únicamente el estudio se realizase empleando costes económicos.

El resultado del empleo de las denominadas fuentes de energía alternativa (adicionalmente a la energía del gas natural) optimiza el uso de los recursos de forma eficiente contribuyendo muy positivamente al sistema energético sostenible, respeto con el medio ambiente, minimización del impacto ambiental, búsqueda del empleo de la mejor tecnología energética y maximización de los parámetros sociales.

B. Necesidad de financiación.

Se hace evidente que las energías “limpias” tienen aún un gran obstáculo para su introducción, siendo éste su elevado coste de generación (a excepción de la eólica). No obstante el verdadero hándicap con el que han de enfrentarse es el nivel de financiación debido al elevado coste de inversión, de ahí la importancia administrativa para la implantación de las energías alternativas y su I + D con ayudas o subvenciones tanto a nivel europeo, nacional o autonómico.

Cabe destacar, finalmente, que todas las simplificaciones utilizadas al igual que las limitaciones y restricciones planteadas proporcionan un resultado final, no obstante, éste no debe considerarse como absoluto, pero sí puede emplearse como un indicador en la toma de decisiones tras manejar criterios y datos contrastados.

Un análisis más profundo, con más fuentes de energía a estudio y más criterios de uso junto con un estudio alternativo en el contexto multicriterio, incorporaría al resultado un valor más preciso y concluyente, dando a su vez a este resultado una estimación preferible y más específica en la toma de decisión.



10.- REFERENCIAS.

- Burguillo, M. y González, P. (2008). La contribución de las energías renovables al desarrollo rural sostenible en la Unión Europea: pautas teóricas para el análisis empírico. *Tribuna de Economía Noviembre-Diciembre 2.008. Nº 845, 149-165.*
- CNE (Comisión Nacional de la Energía) (2010). Informe a la propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al Régimen Especial, 14 de septiembre de 2010. [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne83_10.pdf].
- CNE (Comisión Nacional de la Energía). (2007). Informe 3/2007 de la CNE relativo a la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario. [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne15_07.pdf].
- Consejería de Medio Ambiente, Junta de Andalucía. (2011). Notificación de datos PRTR. Epígrafe 1.c. Guía de apoyo para la notificación de las emisiones de las centrales térmicas y otras instalaciones de combustión (revisión 4). Servicio de prevención y control ambiental.
- CORES (Corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos). (2010). Boletín mensual de Comercio Exterior de Hidrocarburos. Enero 2010. [<http://www.cores.es/esp/boletines/actual.html>, 21 de julio de 2010].
- De Juana, J.M., Santos, F., Macías, M.A., Fernández, J. (2001). Energías renovables para el desarrollo. Ed. Paraninfo.
- González, J.F. (2002). Aplicación de un modelo de decisión multicriterio para la implantación de energías renovables en un sistema energético.
- Herrero, J. (2002). La sostenibilidad como proceso de equilibrio dinámico y adaptación al cambio. *ICE Desarrollo sostenible. Junio – julio 2002. Nº 800, 89-97.*
- <http://www.al-invest4.eu/minisite/renovables/espana/espana4.1.html>. Consultado el 18 de julio de 2014.
- <http://www.bankinter.com/stf/plataformas/broker/analisis/home/divisas.pdf>. Consultado el 05 de agosto de 2014.
- http://www.eurelectric.org/media/150515/ccs_directive_review_eurelectric_position_17_july_2014-2014-030-0455-01-e.pdf. Consultado el 11 de agosto de 2014.
- http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/informacion-ambiental-indicadores-ambientales/BPIA_2012_Ficha_web_Energia_Renovables_tcm7-164641.pdf. Consultado el 05 de agosto de 2014.
- <http://www.mccloskeycoal.com/story.asp?sectioncode=62&storyCode=103990>. Consultado el 03 de agosto de 2014.
- IDAE. (2011). Evolución Tecnológica y Prospectiva de Costes de Energías Renovables. [http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf].
- IDAE. (2011). Plan de energías renovables (PER) 2011-2020.



- IEA (International Energy Agency). Francia. (2010). Projected costs of generating electricity.
- Iranzo, J.E. y Colinas, M. (2008). La energía en España, un reto estratégico. *ICE. Economía de la energía. Mayo-Junio 2008. N.º 842, 141-154.*
- Linares, P. (Marzo-Abril, 1997). Una aplicación de la programación multiobjetivo a la planificación eléctrica. Madrid.
- MEEDDAT (Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement de territoire). París (2007). Public Summary of the Study of Reference Costs for Electricity Generation.
- MITYC (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio). (2010). Registro de instalaciones productoras. [<http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios/Paginas/Registros.aspx>, 27 de mayo de 2010].
- Montalvo, A. y Páez, F.J. (2010). Suministro de biomasa para la central eléctrica de Miajadas. Acciona Energía.
- RAE (Royal Academy of Engineering). Londres (2004). The cost of generating electricity.
- Salvador, M. (2010). Análisis del mercado eléctrico en España: costes de generación y repercusiones en el precio de la electricidad. Universidad Politécnica de Cataluña (UPC).
- Simon, H.A. (1955). A behavioral model of rational choice. *Quarterly journal of economics*, vol. 69, 99-118.
- WCED (World Commission on Environment and Development). (1987).