

05-002

COMPARISON OF MCDM SOLUTIONS TO DETERMINE THE OPTIMAL LOCATION OF A SELF-CONSUMPTION SOLAR PHOTOVOLTAIC PLANT

Fernández-Guillamón, Ana ⁽¹⁾; Gil-García, Isabel Cristina ⁽²⁾; Albertos López, Isaías ⁽³⁾; García Cascales, Socorro ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Universidad de Castilla La Mancha, ⁽²⁾ Universidad a Distancia de Madrid, ⁽³⁾ ENGIE, ⁽⁴⁾ Universidad Politécnica de Cartagena

Decision-making associated with the realization of an engineering project is a necessary activity for its progress. The designer is therefore concerned about the material, economic and social consequences that may arise as a result of the action chosen. Thus, multi-criteria decision-making (MCDM) is a branch of operational research concerned with finding the optimal solution in complex scenarios involving conflicting objectives and factors. The present work studies the best location for the installation of a solar photovoltaic plant for self-consumption without surplus in a combined cycle thermal power plant. This photovoltaic installation will generate the electrical energy necessary to supply the effluent treatment plant of the power plant in its normal operating regime. Four alternative locations are analyzed, and the best solution is determined considering factors such as expandability, ease of access, conductor losses, annual production, etc., by means of different MCDM techniques. It is also compared if the same solution could be reached by performing only a pros and cons analysis of each alternative.

Keywords: MCDM; photovoltaic; decision-making; optimization

COMPARATIVA DE SOLUCIONES MCDM PARA DETERMINAR LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

La toma de decisiones asociada a la realización de un proyecto de ingeniería es una actividad necesaria para que éste progrese. El proyectista, por tanto, se encuentra ante la preocupación por las consecuencias materiales, económicas y sociales que puedan aparecer como resultado de la acción que se haya elegido. Así, la toma de decisiones multicriterio (MCDM, por sus siglas en inglés) es una rama de la investigación operativa que se ocupa de encontrar la solución óptima en escenarios complejos, que incluyen objetivos y factores en conflicto. El presente trabajo estudia cuál es la mejor ubicación para llevar a cabo la instalación de una planta solar fotovoltaica de autoconsumo sin excedente en una central térmica de ciclo combinado. Esta instalación fotovoltaica generará la energía eléctrica necesaria para abastecer la planta de tratamiento de efluentes de la central en su régimen de funcionamiento normal. Se analizan 4 alternativas de ubicación, y se determina la mejor solución considerando factores como la posibilidad de ampliación, la facilidad de acceso a la misma, pérdidas de conductores, producción anual..., mediante diferentes técnicas de MCDM. Se compara también si pudiera llegarse a la misma solución realizando únicamente un análisis de pros y contras de cada alternativa.

Palabras clave: MCDM; fotovoltaica; toma de decisiones; optimización



© 2023 by the authors. Licensee AEIPRO, Spain. This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. Introducción y objetivos

El autoconsumo energético hace referencia al uso de la energía generada por una instalación para el propio consumo (Pérez, 2021). Puede referirse a todo tipo de instalaciones de generación de energía, aunque suelen relacionarse con fuentes renovables, destacando, sobre todo, la energía eólica, la solar fotovoltaica y la biomasa (Li, Lui y Li, 2020). Entre ellas, los sistemas fotovoltaicos tienen un gran potencial en el campo del autoconsumo residencial (Uruel-Sanz y Perpiñán-Lamigueiro, 2022). En España, en la ley del Sector Eléctrico de 1997 ya se considera que un productor de energía eléctrica puede generar electricidad para su propio consumo o para terceros (Ley 54/1997). Con el CTE (RD 314/2006) se contempla la posibilidad de conectar instalaciones solares fotovoltaicas ubicadas en edificios, a puntos de conexión que no pertenezcan a las compañías distribuidoras. Sin embargo, todo esto estaba orientado a grandes instalaciones. Para los pequeños consumidores (potencias inferiores a 100 kW) en viviendas unifamiliares o PYMES, se regularía en el RD 1699/2011 sobre conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, que fue comúnmente conocido como el “Real Decreto del autoconsumo”. Pese a que no era una norma específica sobre el autoconsumo, permitía tener una pequeña instalación de generación conectada en el interior de una instalación eléctrica (Durbán, 2019).

La toma de decisiones asociada a la realización de un proyecto de ingeniería es una actividad necesaria para que éste progrese. El proyectista, por tanto, se encuentra ante la preocupación por las consecuencias materiales, económicas y sociales que puedan aparecer como resultado de la acción que se haya elegido. Así, la toma de decisiones multicriterio (MCDM, por sus siglas en inglés) es una rama de la investigación operativa que se ocupa de encontrar la solución óptima en escenarios complejos, que incluyen objetivos y factores en conflicto (Gil-García, 2020). El presente estudio analiza cuál es la mejor ubicación para llevar a cabo la instalación de una planta solar fotovoltaica de autoconsumo sin excedente en una central térmica de ciclo combinado. Esta instalación fotovoltaica generará la energía eléctrica necesaria para abastecer la planta de tratamiento de efluentes (PTE) de la central en su régimen de funcionamiento normal. Se analizan 4 alternativas de ubicación, dentro de la propia parcela de la central, y se determina y compara mediante dos técnicas de MCDM (AHP con TOPSIS frente a AHP con SIMUS) cuál es la organización de alternativas según cada metodología. Los factores considerados incluyen tanto aspectos energéticos como aspectos de la instalación (facilidad de acceso, posibilidad de ampliación, etc.). Diferentes técnicas de MCDM se han utilizado recientemente para determinar la ubicación óptima de diferentes tipos de energías renovables (Narayanamoorthy et al, 2022; Sánchez-Lozano, 2013; Villacreses et al, 2022; Wang et al, 2018), aunque en general se han utilizado para determinarlo en grandes superficies (por ejemplo, un país) considerando, por tanto, los aspectos ambientales (recurso solar/eólico, temperatura, etc.). La diferencia con el presente estudio es que los factores ambientales no se tienen en cuenta, puesto que son idénticos en las 4 alternativas estudiadas. Además, se pretende hacer una comparativa entre la organización de alternativas proporcionada por las dos técnicas MCDM previamente indicadas.

El resto del trabajo se organiza de la siguiente manera: en la Sección 2 se presentan las metodologías MCDM analizadas; la Sección 3 describe el caso de estudio; en la Sección 4 se detallan los resultados obtenidos; finalmente, las conclusiones se resumen en la Sección 5.

2. Metodología

Como se ha mencionado en la Sección 1, se pretenden comparar los resultados obtenidos mediante dos métodos de MCDM para toma de decisiones complejas que engloban numerosos criterios. Específicamente, se va a comparar el método AHP con TOPSIS frente al método AHP con SIMUS, puesto que son las técnicas que se adaptan mejor a la información que se tiene (García-Cascales, 2009).

2.1 AHP

AHP fue propuesto en la década de los 80 por Saaty (Saaty, 1987). En este trabajo, se usa el método AHP para estimar el vector de pesos (prioridades) que se asignan a cada factor de selección, que se calcula de forma indirecta mediante comparación entre pares. Se asignan los pesos w_j asociados a la comparación del factor de selección C_j obteniendo la matriz W . Se define entonces un vector de prioridades $\vec{w} = [w_1, w_2, \dots, w_n]$ a partir de la siguiente expresión:

$$\begin{pmatrix} \frac{w_1}{w_1} & \frac{w_1}{w_2} & \dots & \frac{w_1}{w_n} \\ \frac{w_2}{w_1} & \frac{w_2}{w_2} & \dots & \frac{w_2}{w_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{w_n}{w_1} & \frac{w_n}{w_2} & \dots & \frac{w_n}{w_n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} = \mu \cdot \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} \quad (1)$$

donde $j = 1, 2, \dots, n$, w_j es el peso del factor de selección y los elementos de la matriz son números positivos. Normalizando la matriz, la suma de las columnas dan el vector \vec{w} .

Para determinar el peso del factor de selección, el decisor establece las prioridades por una comparación entre pares resumida en una matriz de números reales. Cada elemento de la matriz es un número positivo, comparando el criterio de la fila con respecto al de la columna. Para verificar la consistencia de la matriz, se utiliza el parámetro conocido como Ratio de Consistencia (CR):

$$CR = \frac{CI}{RI}; \quad CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (2)$$

donde CI es el índice de consistencia y RI es el índice de consistencia aleatorio. Se trata del índice medio obtenido simulando 100000 matrices recíprocas generadas aleatoriamente según la escala de Saaty previamente definida (Aguarón y Moreno-Jiménez, 2003). Dependiendo de la dimensión de la matriz, el CR puede tener diferentes umbrales, siendo aceptada si el CR es inferior a un determinado umbral. En este caso, la consistencia de la matriz es aceptada si $CR \leq 0,10$, de acuerdo con la Tabla 1.

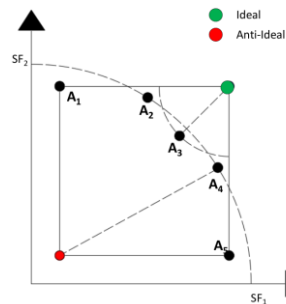
Tabla 1: Umbral de CR para n dimensiones

n	3	4	≥ 5
CR	0.05	0.08	≤ 0.10

2.2 TOPSIS

El método TOPSIS se desarrolló también en la década de los 80 (Hwang y Yoon, 1981), basándose en la elección de alternativas en base al concepto de "ideal" y "anti-ideal". Las alternativas se eligen minimizando la distancia geométrica de la solución positiva ideal ("ideal") y maximizando la distancia geométrica de la solución negativa ideal ("anti-ideal").

Figura 1: Ejemplo de TOPSIS



Por ejemplo, en la Figura 1 se muestran cinco alternativas (A1-A5) con dos factores de selección (FS1 y FS2) así como los puntos de referencia de solución ideal y anti-ideal. La alternativa A3 es la más cercana al punto ideal, mientras que las alternativas A2 y A4 son las más lejanas al punto anti-ideal. Para resolver el problema, TOPSIS aplica un análisis multivariante de datos, donde se calculan las distancias ponderadas para cada alternativa (Dasarathy, 1976). El algoritmo se basa en los siguientes pasos:

- Construcción de la matriz de decisión
- Normalización de la matriz de decisión
- Construcción de la matriz ponderada normalizada
- Determinación de las soluciones ideales positivas y negativas
- Cálculo de las soluciones ideales positivas y negativas
- Cálculo de la proximidad relativa de cada alternativa a la solución ideal positiva
- Ordenación de las alternativas en función de su proximidad relativa

2.3 SIMUS

El método SIMUS (Sequential Interactive Modeling for Urban Systems) es un modelo matemático basado en programación lineal, desarrollado por Nolberto Munier, investigador de la Universidad Politécnica de Valencia, España (SIMUS, 2015). Este método MCDM se basa en la resolución de varios escenarios expresados como programas lineales basados en factores (o criterios) y alternativas (o proyectos). A partir de la matriz de decisión, el programa lineal se ejecuta a partir de un primer factor seleccionado como objetivo; este resultado se guarda en una matriz denominada “Matriz de Resultados Eficientes” (ERM, por sus siglas en inglés). El procedimiento continúa hasta que se evalúan todos los criterios seleccionados. La nueva matriz estará formada por las alternativas y los objetivos, situados en las columnas y filas de la matriz, respectivamente. A partir de esta matriz, se obtienen dos clasificaciones de alternativas. La primera, clasificación de tipo ERM, analiza verticalmente la ERM para determinar el valor asociado a cada alternativa considerando todos los objetivos. Realiza una suma de los valores y aplica un coeficiente, basado en el número de veces que cada alternativa participa en una solución. La segunda, Matriz Dominante del Proyecto (PDM, por sus siglas en inglés), analiza horizontalmente la ERM y determina la diferencia en el número de veces que cada alternativa supera y es superada por otras (Gil-García, 2020). A partir de estos resultados:

- Si ambas clasificaciones coinciden, el resultado es positivo.
- Si hay pequeñas diferencias, puede ser útil para la toma de decisiones.
- Si son totalmente diferentes, hay que revisar los datos.

3. Caso de estudio

La planta solar fotovoltaica que se quiere instalar pretende abastecer la PTE de la central de ciclo combinado de ENGIE en Cartagena (Murcia, España). Esta central, ubicada en el Valle de Escombreras, produce energía eléctrica a través de la generación térmica de ciclo

combinado con la utilización de gas natural como principal combustible. La PTE acondiciona las aguas residuales antes de su vertido al mar para cumplir con los límites legales. En condiciones normales de operación, la planta produce cerca de 655 m³/día de efluentes.

Su consumo es bastante estable al tener un régimen de funcionamiento permanente. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la PTE no tiene un patrón definido de funcionamiento puesto que depende de la operatividad de la central. Por ello, el diseño de la planta fotovoltaica se hace en base a un consumo medio de la PTE medido mediante un multímetro que registra la corriente instantánea en la acometida de la barra de alimentación. En este caso, se ha analizado el valor registrado de consumo instantáneo de la PTE cada 10 minutos durante un periodo de un año (febrero 2021 a febrero 2022), para conseguir una muestra representativa. Se obtiene una intensidad media de 47,17 A y, dado que la tensión de la barra es 400 V y se considera el $\cos(\varphi)$ igual a la unidad para obtener la potencia con un criterio de seguridad, se tiene que:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 47,17 \cdot 1 = 32,68 \text{ kW} \quad (3)$$

Partiendo de este dato, y considerando que las características de los módulos solares vienen dadas para condiciones estándar de medida (25°C de temperatura, 1000 W/m² y AM 1.5), condiciones que no son las que realmente habrá en la instalación, se sobredimensiona el conjunto un 20%. Con esto, se obtiene una potencia instalada del campo fotovoltaico de:

$$P_{FV} = 0.2 \cdot P = 0.2 \cdot 32.68 \approx 39 \text{ kW} \quad (4)$$

Para suministrar esta potencia, y considerando las características del módulo elegido (LONGI SOLAR LR5-72HPH-540M), de 540 W de potencia en STC, se obtiene que se necesitan instalar 72 módulos:

$$N^{\circ} \text{ Módulos} = \frac{P_{FV}}{P} = \frac{39000}{540} \approx 72 \text{ módulos} \quad (5)$$

Como inversor, se decide hacer los cálculos para un HUAWEI de 36 kW, SUN2000-36KTL-M3, que posee cuatro módulos de seguimiento del punto de máxima potencia y, cada uno de estos módulos dispone de dos entradas, con lo que hay ocho entradas disponibles.

Se analizan las cuatro ubicaciones que se describen a continuación:

- **Parcela sureste [A1].** Se ubican en una parcela situada en junto al almacén de productos químicos de la central (Figura 2). Los módulos se ubican en cota cero (a nivel de suelo), con la inclinación óptima. Se estiman unas pérdidas por suciedad del 3%, ya que, aun existiendo gran facilidad de acceso para la limpieza de los módulos, el entorno industrial en el que estarán instalados junto con el polvo y las altas humedades que se registran en la zona en determinadas épocas del año harán que estas pérdidas puedan resultar significativas. Se trata de una ubicación que apenas tiene sombreado de elementos. Otras características a tener en cuenta son que no se podría ampliar en caso de quererse (al menos, en la misma parcela) y que se necesita una larga tirada de cable de corriente alterna.

Figura 2: Ubicación de la alternativa A1



- **Nave del taller-almacén en montaje coplanar [A2].** Los módulos se instalan en la **cubierta** de la nave que se usa como taller y almacén de la central, instalándolos aprovechando el ángulo de inclinación de ambas cubiertas (Figura 3). Se trata de una cubierta a dos aguas cuyo eje longitudinal tiene la dirección noroeste-sureste y está desplazado 25° respecto al sur. El ángulo de inclinación de las cubiertas es de 8° (no siendo éste el ángulo óptimo). Se estiman unas pérdidas por suciedad del 7%, debido a la dificultad de acceso a la cubierta para limpieza de los módulos (reduciendo la periodicidad con la que esta se llevará a cabo), así como a la menor inclinación de módulos, con lo que los depósitos de polvo que se produzcan serán mayores y más difícilmente arrastrados por las posibles lluvias. Esta instalación sí es sombreada por elementos colindantes (depósitos de combustible) y, además, también requiere una larga tirada de cable de corriente alterna. Sin embargo, sí podría hacerse una ampliación en la misma ubicación.
- **Nave del taller-almacén con ángulo óptimo de montaje [A3].** Se trata de la misma ubicación que en el caso anterior (Figura 3), pero instalando los módulos con la inclinación óptima; por tanto, también es sombreada por los elementos colindantes, requiere una larga tirada de cable y podría ampliarse. Se estiman unas pérdidas por suciedad del 5%, al estar más inclinados que en el caso anterior, debido a la dificultad de acceso a la cubierta para limpieza de los módulos (reduciendo la periodicidad con la que esta se llevará a cabo).

Figura 3: Ubicación de las alternativas A2 y A3



- **Cubierta de la planta de ósmosis [A4].** Es la ubicación más cercana a la PTE, por lo que la tirada de cable sería más corta (Figura 4). Se analiza la instalación de los módulos en la cubierta de la planta de tratamiento de aguas, aunque como la superficie no es lo suficientemente extensa para la instalación de todos los módulos necesarios, se tomará también la cubierta de la casa de bombas contra incendios, muy próxima a la planta de tratamiento de aguas. Los módulos se ubican con la inclinación óptima en ambos sitios. Se estiman unas pérdidas por suciedad del 3%, ya que, aun existiendo gran facilidad de acceso para la limpieza de éstos, el entorno industrial en el que estarán instalados junto con el polvo y las altas humedades que se registran en la zona en determinadas épocas del año harán que estas pérdidas puedan resultar significativas. También tiene bastante sombreado de los elementos colindantes (depósito de agua contra incendios y el propio saliente de la elevación más alta del edificio de la planta de tratamiento de aguas) y no puede ampliarse sin utilizar una tercera ubicación.

Figura 4: Ubicación de la alternativa A4



Para analizar los resultados a nivel energético para cada ubicación, se utiliza el software PVsyst. Una vez se tengan los resultados proporcionados por este software, se utilizarán las técnicas MCDM detalladas en la Sección 2 para determinar cuál sería la mejor ubicación.

4. Resultados

Una vez realizadas las simulaciones en PVsyst para cada ubicación, se obtienen los resultados energéticos mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2: Comparación de resultados energéticos

Ubicación	Producción anual (MWh/año)	PR (-)	Producción normalizada (kWh/kWp/día)	Pérdidas (kWh/kWp/día)
Parcela sureste	67,0	0,794	4,72	1,09
Coplanar	53,3	0,738	3,76	1,22
Ángulo óptimo	63,4	0,756	4,47	1,31
Ósmosis	63,3	0,751	4,46	1,34

Sin embargo, además de valorar la parte energética de la instalación, se quieren considerar otros factores indicados en la Sección 3.1 al detallar cada posible ubicación. Así, los factores a considerar son los siguientes:

- Producción anual [FS1]
- Performance ratio [FS2]
- Producción normalizada [FS3]
- Pérdidas [FS4]
- Facilidad de instalación [FS5]
- Facilidad de acceso (limpieza/mantenimiento) [FS6]
- Posibilidad de ampliación [FS7]
- Tirada de cable de corriente alterna [FS8]

Con estas condiciones, se utilizan entonces las técnicas MCDM para determinar cuál es la mejor solución.

4.1 AHP

Los pesos de los factores de selección se determinan con el método AHP (ver Sección 2.1). En este caso, se han considerado tres expertos (E1, E2 y E3), que proporcionan su evaluación por pares en función de cada factor de selección. En la Figura 5 se muestra el ejemplo del experto E1. De esa matriz, se obtiene el peso de cada factor de selección y el ratio de consistencia CR, siendo $CR_{E1} = 0,098$, $CR_{E2} = 0,097$ y $CR_{E3} = 0,097$, siendo menores que 0,1.

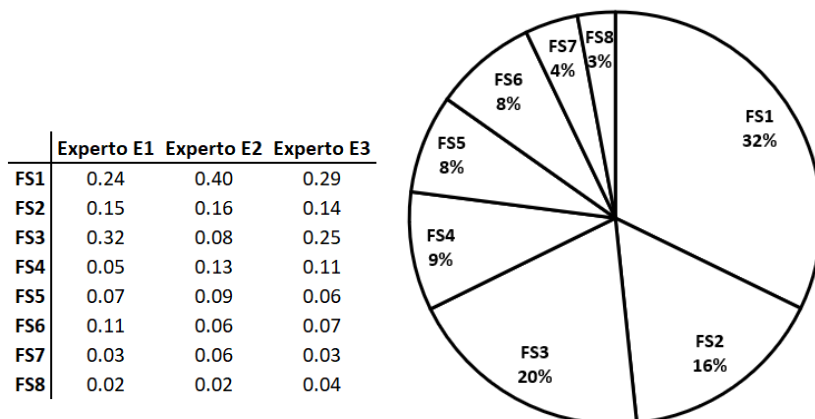
Figura 5: Evaluación por pares de cada factor de selección del experto E1

	FS ₁	FS ₂	FS ₃	FS ₄	FS ₅	FS ₆	FS ₇	FS ₈
FS ₁	1.00	3.00	0.33	5.00	3.00	3.00	5.00	7.00
FS ₂	0.33	1.00	0.33	3.00	3.00	3.00	5.00	7.00
FS ₃	3.00	3.00	1.00	3.00	3.00	3.00	5.00	7.00
FS ₄	0.20	0.33	0.33	1.00	0.33	0.33	3.00	7.00
FS ₅	0.33	0.33	0.33	3.00	1.00	0.33	5.00	5.00
FS ₆	0.33	0.33	0.33	3.00	3.00	1.00	3.00	5.00
FS ₇	0.20	0.20	0.20	0.33	0.20	0.33	1.00	3.00
FS ₈	0.14	0.14	0.14	0.14	0.20	0.20	0.33	1.00

MG	MG nor	Weights	λ_{max}	CI	CR	
1.886	0.243	1.894	9.095	0.156	0.098	<10%
1.201	0.155	1.327				
2.498	0.322	2.500				
0.368	0.047	0.551				
0.577	0.074	0.748				
0.833	0.107	0.907				
0.237	0.031	0.303				
0.160	0.021	0.177				
7.760	1.000					

Los pesos individuales muestran que los factores que más valoran los expertos son la producción anual [FS1], seguido de la producción normalizada [FS3] y el performance ratio [FS2], como se observa en la Figura 6. A estos resultados se llega aplicando una media geométrica, bajo la suposición de que todos los expertos tienen la misma importancia.

Figura 6: Pesos de cada factor



4.2 Comparativa entre TOPSIS y SIMUS

Una vez obtenidos los pesos mediante AHP, se utilizan los métodos TOPSIS (Sección 2.2) y SIMUS (Sección 2.3) para evaluar las alternativas.

En el caso de TOPSIS, una vez normalizada la matriz de decisión, se obtienen las soluciones ideales positiva (d_i^+) y negativa (d_i^-), así como la proximidad relativa (PR_i) de cada alternativa a la solución ideal positiva, como se muestra en la Tabla 3. Con la combinación de AHP y TOPSIS, se observa que el mejor orden de las alternativas es: A3, A2, A4 y A1.

Tabla 3: Matriz de pesos normalizada, solución ideal positiva y negativa y proximidad relativa

	FS1	FS2	FS3	FS4	FS5	FS6	FS7	FS8	d_i^+	d_i^-	PR_i
A1	0.165	0.080	0.099	0.039	0.066	0.068	0.000	0.000	0.097	0.053	0.353
A2	0.131	0.074	0.079	0.043	0.000	0.000	0.028	0.000	0.044	0.101	0.695
A3	0.156	0.076	0.094	0.046	0.000	0.000	0.028	0.000	0.034	0.102	0.705
A4	0.156	0.075	0.094	0.048	0.033	0.034	0.000	0.028	0.059	0.061	0.508

En el caso de SIMUS, a partir de los pesos obtenidos con el método AHP, se determina ahora mediante SIMUS el mejor orden de alternativas. La Tabla 4 muestra los resultados de la clasificación de tipo ERM, y en la Tabla 5 se muestra la PDM.

Tabla 4: Clasificación de tipo ERM

	A1	A2	A3	A4
FS1	1			
FS2	1			
FS3	1			
FS4	1			
FS5	1			
FS6	1			
FS7		1		
FS8	1			
SC	7	1	0	0
FP	7	1	0	0
NFP	0.875	0.125	0	0
SC x NPF	6.125	0.125	0	0

Nota: SC = Suma de columnas; FP = Factor de participación; NFP = Normalización del factor de participación

Tabla 5: PDM

Alternativa dominante	A1	A2	A3	A4
A1		7	7	7
A2	1		1	1
A3				
A4				

Según esta metodología, únicamente las alternativas A1 y A2 son válidas, con prevalencia de la A1 sobre la A2.

Es importante destacar la diferencia de resultados con ambas metodologías. De hecho, con TOPSIS, la alternativa A1 era la peor de todas, mientras que con SIMUS es la mejor. Se observa, por tanto, las diferencias existentes entre las alternativas elegidas en base a cada metodología de toma de decisiones MCDM. Esto pone de manifiesto lo ya comentado en la Sección 1 sobre la dificultad asociada a la toma de decisiones durante la realización de un proyecto, ya que ni siquiera aplicando metodologías “objetivas” es posible llegar a una misma conclusión. Debido a esta diferencia en la organización de las alternativas, se decide analizarlas comparando también los pros y contras de cada una de ellas.

4.3 Análisis de pros y contras

Por último, se hace un análisis de pros y contras de las cuatro alternativas, para ver cuál sería la clasificación en este caso.

Tabla 6: Pros y contras de la alternativa A1

Pros	Contras
Producción anual elevada	Mayor ensuciamiento al estar en cota cero
Buen rendimiento del sistema	No hay posibilidad de ampliación en la misma ubicación
Facilidad de acceso para limpieza	Larga tirada de cable de AC
Facilidad de instalación	
Lugar adecuado para la instalación del inversor	
Sombreado de elementos casi inexistente	
Estructura de montaje sencilla	

Tabla 7: Pros y contras de la alternativa A2

Pros	Contras
Posibilidad de ampliación	Menor producción anual
Lugar adecuado para la instalación del inversor	Dificultad de acceso para instalación y limpieza
Estructura de montaje sencilla	Menor rendimiento del sistema
Menor ensuciamiento	Larga tirada de cable de AC
	Sombreado de elementos colindantes

Tabla 8: Pros y contras de la alternativa A3

Pros	Contras
Producción anual elevada	Dificultad de acceso para instalación y limpieza
Buen rendimiento del sistema	Estructura de montaje menos sencilla que A1
Lugar adecuado para la instalación del inversor	Larga tirada de cable de AC
Posibilidad de ampliación	Sombreado de elementos colindantes
Menor ensuciamiento	

Tabla 9: Pros y contras de la alternativa A4

Pros	Contras
Producción anual elevada	Bastante sombreado de elementos colindantes
Facilidad de acceso para limpieza en una de las zonas	No hay posibilidad de ampliación en la misma ubicación
Lugar adecuado para la instalación del inversor	Rendimiento del sistema medio
Menor ensuciamiento	Instalación de acceso más difícil
Menor tirada de cable de AC	Módulos en diferentes emplazamientos
Estructura de montaje sencilla	

A partir de lo mostrado en las Tablas 6-9, se considera lo siguiente:

- La peor de las alternativas es A2 por la orientación de las aguas de la cubierta y el ángulo de inclinación. Además, se deben considerar las dificultades que conlleva el acceso para instalación y limpieza junto con la cercanía de elementos colindantes, en determinadas épocas del año, que provocarían sombreado sobre algunos de los módulos.
- La alternativa A3 ofrece unos buenos resultados de producción anual y rendimiento, pero la estructura de sujeción de los módulos es más compleja y elevaría el peso del conjunto, necesitando un estudio mecánico de cargas y esfuerzos. Por tanto, esta alternativa, aunque mejor que la A2, sigue sin considerarse la más adecuada.
- La alternativa A4 proporciona resultados muy similares de producción y PR muy similares a la alternativa A3, además de la cercanía a la PTE, con lo que la tirada de cable AC es menor, la sección del conductor se reduciría presumiblemente y se podría abaratar algo el presupuesto. Sin embargo, al necesitar dos ubicaciones diferentes, la distribución de las cadenas de módulos pueda quedar algo desequilibradas y tiradas más largas en el tramo de DC. También presenta importantes pérdidas por sombras durante algunas épocas del año.
- La alternativa A1 es la que mejores resultados ofrece en cuanto a producción y rendimiento. Además, no existen elementos colindantes que produzcan sombreado sobre los módulos, el acceso para la instalación y limpieza es muy sencillo al estar en cota 0.

- Por tanto, con estas aclaraciones, se considera que la prioridad de alternativas con este análisis sería A1, A4, A3 y A2. Este resultado va en línea con lo obtenido mediante SIMUS, considerándose entonces que la alternativa A1 es la óptima.

5. Conclusiones

Este trabajo presenta una comparación entre la organización de alternativas obtenidas mediante dos técnicas de MCDM (AHP con TOPSIS y AHP con SIMUS) para determinar la mejor ubicación para realizar la instalación de una planta solar fotovoltaica de autoconsumo sin excedente en una central térmica de ciclo combinado. Los factores que se han considerado para su determinación son del ámbito energético (producción anual, performance ratio, producción normalizada y pérdidas) y de la instalación (facilidad de instalación, facilidad de acceso para limpieza/mantenimiento, posibilidad de ampliación y tirada de cable de corriente alterna). Con el método AHP, se obtiene que los pesos los factores que más valoran los expertos son la producción anual, seguido de la producción normalizada y el performance ratio. Sin embargo, al introducir estos pesos en TOPSIS y SIMUS, se obtienen resultados muy dispares. De hecho, los resultados son totalmente opuestos, puesto que la mejor alternativa de TOPSIS no es válida en SIMUS, mientras que la mejor alternativa en SIMUS es la peor en TOPSIS. Por tanto, no esclarecen la toma de decisiones del proyectista sobre qué ubicación es mejor, siendo necesario realizar un análisis de pros y contras de cada alternativa. Tras ello, y comparando con los resultados de TOPSIS y SIMUS, se considera que la alternativa A1 es la que mejor satisface los diferentes factores de selección analizados, coincidiendo con lo obtenido mediante SIMUS.

6. Referencias

- Aguarón, J., & Moreno-Jiménez, J. M. (2003). The geometric consistency index: Approximated thresholds. *European journal of operational research*, 147(1), 137-145.
- Dasarathy, B. V. (1976) Smart: Similarity measured anchored ranking technique for the analysis of multidimensional data. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, SMC-6, (10), 708.
- Durbán-Heredia, I. (2019). *Estado del autoconsumo fotovoltaico en España y análisis comparado de casos* (Trabajo Fin de Grado, Universidad Politécnica de Madrid, 2019). Obtenido de <https://oa.upm.es/57032/>
- España. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, 28 de noviembre de 1997, núm. 285, pp. 85320-85345.
- España. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. *Boletín Oficial del Estado*, 8 de diciembre de 2011, núm. 295, pp. 130033-130064.
- García Cascales, M. S. (2009). *Métodos para la comparación de alternativas mediante un Sistema de Ayuda a la Decisión SAD y "Soft Computing"* (Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cartagena, 2009). Obtenido de <https://repositorio.upct.es/handle/10317/1022>
- Gil-García, I. C. (2020). *Integración del recurso eólico marino en los sectores del transporte y climatización: estudio de transición energética en la Costa Este de EE. UU.* (Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cartagena, 2020). Obtenido de <https://repositorio.upct.es/handle/10317/9164>
- Hwang, C. L., & Yoon, K. (1981). Methods for multiple attribute decision making. *Multiple attribute decision making: methods and applications a state-of-the-art survey*, 58-191.
- Li, J., Liu, P., & Li, Z. (2020). Optimal design and techno-economic analysis of a solar-wind-biomass off-grid hybrid power system for remote rural electrification: A case study of west China. *Energy*, 208, 118387.

- Narayanamoorthy, S., Parthasarathy, T. N., Pragathi, S., Shanmugam, P., Baleanu, D., Ahmadian, A., & Kang, D. (2022). The novel augmented Fermatean MCDM perspectives for identifying the optimal renewable energy power plant location. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53, 102488.
- Pérez, M. B. (2021). *El autoconsumo de energía solar y comunidades energéticas como herramientas de lucha contra la Pobreza Energética y empoderamiento de la ciudadanía en el cambio de modelo energético* (Trabajo Fin de Grado, Universidad de Zaragoza, 2021). Obtenido de <https://zaquan.unizar.es/record/101730>
- Saaty, R. W. (1987). The analytic hierarchy process—what it is and how it is used. *Mathematical modelling*, 9(3-5), 161-176.
- Sánchez-Lozano, J. M., Teruel-Solano, J., Soto-Elvira, P. L., & García-Cascales, M. S. (2013). Geographical Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Making (MCDM) methods for the evaluation of solar farms locations: Case study in south-eastern Spain. *Renewable and sustainable energy reviews*, 24, 544-556.
- SIMUS. (2015). *Multicriteria Decision-Making by SIMUS*. Publicado en <https://sites.google.com/site/decisionmakingmulticriteria/home>
- Uruel-Sanz, J., & Perpiñán-Lamigueiro, O. (2022). Power flow analysis in urban distribution networks with implementation of grid-connected photovoltaic systems. *Solar*, 2, 32-51.
- Villacreses, G., Martínez-Gomez, J., Jijon, D., & Cordovez, M. (2022). Geolocation of photovoltaic farms using Geographic Information Systems (GIS) with Multiple-criteria decision-making (MCDM) methods: Case of the Ecuadorian energy regulation. *Energy Reports*, 8, 3526-3548.
- Wang, C. N., Nguyen, V. T., Thai, H. T. N., & Duong, D. H. (2018). Multi-criteria decision making (MCDM) approaches for solar power plant location selection in Viet Nam. *Energies*, 11(6), 1504.

Comunicación alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

