

Angel Francisco Negrete Romero

Optimización multiobjetivo de parques eólicos marinos: distribución de las turbinas y topología de la red eléctrica.

2023



Universidad Autónoma de Querétaro  
Facultad de Química

Optimización multiobjetivo de parques eólicos marinos: distribución de las turbinas y topología de la red eléctrica.

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el Grado de

Maestro en Ciencias de la Energía.

Presenta:

Ing. Angel Francisco Negrete Romero

Dirigido por:

Dr. Julio Armando de Lira Flores

Querétaro, Qro. a 12 de enero de 2023



Dirección General de Bibliotecas y Servicios Digitales de  
Información



Optimización multiobjetivo de parques eólicos marinos:  
distribución de las turbinas y topología de la red  
eléctrica.

**por**

Angel Francisco Negrete Romero

se distribuye bajo una [Licencia Creative Commons  
Atribución-NoComercial-SinDerivadas 4.0 Internacional](#).

**Clave RI:** FQMAC-300275-0223-785



Universidad Autónoma de Querétaro  
Facultad de Química  
Maestría en Ciencias de la Energía

Optimización multiobjetivo de parques eólicos marinos: distribución  
de las turbinas y topología de la red eléctrica.

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el Grado de  
Maestro en Ciencias de la Energía.

Presenta:

Ing. Angel Francisco Negrete Romero

Dirigido por:

Dr. Julio Armando de Lira Flores

Dr. José María Ponce Ortega  
Secretario

Dr. José Santos Cruz  
Sinodal

Dr. Jorge Noel Gracida Rodríguez  
Sinodal

Dr. Gonzalo Macías Bobadilla  
Sinodal

Centro Universitario, Querétaro, Qro.  
Enero 2023  
México

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	i
ÍNDICE DE CUADROS.....	ii
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	5
1.2 Justificación.....	9
2 CAPÍTULO II: ANTECEDENTES.....	12
2.1 Optimización y sus métodos.....	12
2.2 Explotación del recurso eólico.....	14
2.3 Modelos de estelas.....	16
2.4 Metodologías de solución.....	20
3 CAPÍTULO III: OBJETIVOS.....	23
3.1 Objetivo general.....	23
3.2 Objetivos específicos.....	23
4 CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA.....	24
4.1 Variables de entrada y salida.....	24
4.2 Modelo de estela para el diseño de la distribución de turbinas en parques eólicos.....	25
4.3 Cálculo de energía.....	27
4.4 Diseño de la distribución de los conductores.....	27
4.5 Ubicación de equipos.....	29
4.6 Caso de estudio.....	32

4.6.1	Características de las turbinas seleccionadas y condiciones de operación.....	34
4.6.2	Escenarios estudiados.....	35
5	CAPÍTULO V: RESULTADOS Y DISCUSIÓN. ....	36
5.1	Escenario 1: Maximizar EAP con y sin restricciones de área ocupada ....	36
5.2	Escenario 2: Analizar el efecto de la distancia de los conductores de servicio en la EAP.....	40
6	CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES.....	43
	REFERENCIAS. ....	45

## ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Comportamiento de los perfiles de velocidades en las turbinas. ....	7
Figura 2: Gasto de capital (CAPEX) para proyecto de referencia de energía eólica flotante .....	8
Figura 3: Contribución al LCOE por área para el proyecto de referencia de eólica marina flotante, tiempo de operación 25 años.....	8
Figura 4: Perfiles de déficit de velocidad autosimilar de mediciones en túnel de viento (caso 1) y datos del estudio LES (caso 2 – 5) a distintas distancias entre turbinas .....	18
Figura 5: Grafica de la distribución normalizada de la potencia de salida del parque eólico Horns Rev, dirección de viento en grados.....	19
Figura 6: Maneras de abordar el problema de optimización de un parque eólico. ....	20
Figura 7: Metodología de solución de casos de estudio. ....	24
Figura 8: Variables presentadas en el caso de estudio para el modelo de estela. ....	25
Figura 9: Resolución del modelo de empaquetamiento. ....	28
Figura 10: Resolución del modelo de empaquetamiento. ....	30
Figura 11: Curva de potencia GE 1.5 MW xle .....	34
Figura 12: Ajuste a la curva de potencia .....	34
Figura 13: Relación área-energía.....	37
Figura 14: Distribución de turbinas para un área libre (estudio 20).....	38
Figura 15: Distribución de turbinas para un área de 2450 x 2450 m (estudio 15). ....	38
Figura 16: Distribución de turbinas para un área de 5000 x 2100 m (estudio 19) . ....	38
Figura 17: Relación distancia y energía. ....	41
Figura 18: Distribución para la restricción de 8000 m de trazo de servicio .....	42

Figura 19: Distribución optimización multiobjetivo energía – distancia ..... 42

**ÍNDICE DE CUADROS.**

Cuadro 1: Métodos de programación clásica y metaheurística para resolver problemas de optimización..... 14

Cuadro 2: Entradas analíticas del modelo de estela ..... 19

Cuadro 3: Características de la turbina. .... 34

Cuadro: 4: Parámetros utilizados para el análisis de pérdidas, ..... 35

Cuadro 6: Análisis de densidad energética. .... 36

Cuadro 7: Comparación entre modelos de estela ..... 40

Cuadro 9: Análisis energía-distancia de conductores de servicio. .... 41

## RESUMEN.

El diseño de un parque requiere medición de recurso eólico, posición específica de las turbinas, distancia entre las mismas y la estimación de la energía generada. Una mala evaluación de estas variables podría llevar a la instalación a sufrir daños no previstos o pérdidas de energía no cuantificadas, con la posibilidad de escalar a una inviabilidad técnico-económica. Tradicionalmente, la decisión sobre la posición y distancia de las turbinas es delegada a la experiencia del equipo desarrollador y software enfocado a cuantificar la producción de energía. En este trabajo se presenta la optimización del diseño de un parque eólico marino teniendo en cuenta las pérdidas debidas al efecto estela y las pérdidas en los conductores internos del parque. El objetivo fue maximizar la energía anual producida considerando el modelo de efecto estela propuesto por NREL (simplificación del modelo Gaussiano de Bastankhah) y un modelo de topología de red. El problema se resolvió mediante un nuevo enfoque utilizando un modelo de empaquetamiento de círculos iguales en un cuadrado, esto permitió que el modelo se resolviera en el dominio continuo sin restricción de posición de las turbinas lo que tuvo resultados favorables para el uso de la superficie y el tiempo de cálculo. Se propone un modelo mixto-entero no lineal para un análisis multiobjetivo que permita medir las pérdidas de producción de energía y de la red eléctrica interna de un parque eólico, variando la selección de la posición de las turbinas y distancia entre ellas, teniendo en cuenta los efectos que esto tiene sobre la producción de energía. El modelo fue codificado y resuelto con GAMS/DICOPT. La reducción de área lograda con el modelo fue de un 43 % con apenas una disminución en la producción de energía del 0.42 %. El resultado global es una herramienta de análisis que coadyuva a los desarrolladores a determinar la ubicación de las turbinas, permitiendo evaluar diferentes escenarios de diseño.

**Palabras clave:** pérdidas por estela, pérdidas eléctricas, optimización, empaquetamiento.

## DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD DEL ESTUDIANTE:

Declaro que los datos propios obtenidos en esta investigación fueron generados durante el desarrollo de mi trabajo de tesis de forma ética y que reporto detalles necesarios para que los resultados de esta tesis sean reproducibles en eventuales investigaciones futuras. Finalmente, este manuscrito de tesis es un trabajo original en el cual se declaró y dio reconocimiento a cualquier colaboración o cita textual presentadas en el documento.

  
Angel Francisco Negrete Romero



## **ABSTRACT.**

Planning wind farms requires measuring wind resources, the location of wind turbines, the distances between them, and an approximation of power generation. Poor assessment of these variables leads to unexpected damage or unquantified energy losses. The design team makes decisions on wind turbine location and spacing based on staff experience and software geared toward power generation. In this study, the offshore wind farm layout optimization is carried out considering the wake effect and cable connection losses. The objective was to maximize the energy generated annually considering the wake effect model proposed by NREL (simplifying Bastankhah's Gaussian model) and a model of the grid topology. The problem was solved with a new approach using a model of packing equal circles in a square, which allowed the model to be solved in a continuous domain without constraining the position of the wind turbines, with favorable consequences for the use of the wind farm surface and computational time. The equations were solved using mixed-integer nonlinear optimization through multi-objective analysis, which allowed for measurement losses and effects over different positions and distances of the wind turbines. The area reduction achieved with the model was 43% with only a decrease in energy production of 0.42%. The new model was coded and solved using GAMS /DICOPT. Finally, a tool is proposed to evaluate different design options in the initial steps of a wind farm project.

**Palabras clave:** wake effect, grid connection, losses, packing, WFLO.

## **1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.**

La globalización ha generado profundas relaciones sociales y comerciales entre los distintos países; por lo cual, una afectación en una parte del planeta se traduce en consecuencias para el otro extremo. Por esta razón, los problemas a los que se enfrenta la humanidad deben ser abordados de manera conjunta y organizada entre las naciones. Algunos ejemplos son el cambio climático y el desarrollo sostenible, dado que estos podrían transformar de forma radical el futuro de nuestro entorno.

El Artículo 1 de la Convención Marco sobre el Cambio Climático (CMCC) define el “cambio climático” como aquel que provoca la actividad humana de forma directa o indirecta y altera la composición de la atmósfera del planeta (ONU, 1992).

La incidencia antropogénica en el clima del planeta fue considerada por primera vez en 1979 en la Primera Conferencia Mundial sobre el Clima, en ese momento se realizó una declaración que invitaba a los gobiernos a evitar estos cambios. Después se descubrió que el incremento en la concentración de algunos gases atmosféricos como lo es el CO<sub>2</sub> contribuyen al “efecto invernadero” (Zaar, 2021). Debido a ese incremento se estima que la temperatura media superficial aumente entre 1.4 y 5.8°C entre 1990 y 2100. El crecimiento es entre 2 y 10 veces lo observado en los últimos 100 años y se prevé que ocurra a un ritmo más rápido que lo observado en los últimos 10 mil años (Estrada Porrúa, 2001).

En cuanto a los combustibles (petróleo, gas y carbón) nos salta otra realidad, estos son recursos finitos. Durante la explotación de un bien finito la curva de producción llega a un pico para después comenzar la caída. El punto donde la curva se invierte siempre provoca una carrera para asegurar los recursos restantes teniendo como consecuencia una escalada en el precio y recorte en el tiempo de duración de los bienes restantes. Además, siempre se descubren los yacimientos más grandes y de mejor calidad primero por lo que en el declive se produce menos recurso más rápido y de menor calidad. Muchos estudios han intentado fechar el pico de producción mundial y las predicciones van desde el 2005 hasta 2030. (Ferrari, 2013).

Como una respuesta a estos descubrimientos la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo sustentable declaraba en 1987 un nuevo concepto para el

avance de la humanidad el cual denomino desarrollo sostenible y lo definía de la siguiente forma “la satisfacción de las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”. Este concepto se volvería el principio rector para el progreso mundial a largo plazo, tratando de desarrollar de manera equilibrada economía, sociedad y ambiente. Para 2015 los países miembros de las Naciones Unidas aprobaron 17 objetivos como parte de la agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. El objetivo 7 referente a la producción de energía estipula aumentar la producción energética con base en fuentes renovables y duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

A pesar de la historia con el que contaban las energías renovables y su comprobado beneficio ambiental y social, tendrían que salir a mercado y resultar competitivas frente a las fuentes fósiles de energía. En el año de 2010, el costo nivelado de energía para generación eólica era 0.102 USD/kWh y para energía solar fotovoltaica era 0.417 USD/kWh. Para el 2021, el costo de generación para la energía eólica ya era de 0.033 USD/kWh, pero aún más impresionante es lo que sucedía con la energía fotovoltaica, alcanzando los 0.048 USD/kWh. En contraste, la energía eólica marina aún tiene espacio de mejora, pues el costo de generación reportado en 2021 es 0.075 USD/kWh, la única de las tres que está aún dentro del rango del costo de la energía fósil, las otras dos ya se encuentran por debajo de dicho costo (IRENA, 2022).

Entre algunas de las áreas de oportunidad para la energía eólica se encuentran las siguientes (Dykes, 2020):

- Expansión del alcance y complejidad del problema de modelado del viento, logrando modelos más realistas en la aplicación de diseño de parque eólicos.
- Investigación e innovación en estrategias de control de parque eólicos, plantas de energía híbrida, múltiples tipos de turbinas o mejora de los materiales de fabricación.

- Optimización en una gran variedad de métricas, por ejemplo, sembrado de turbinas o diseño del sistema eléctrico.
- Mejora en las estrategias operativas y la forma de abordar la idoneidad del sitio de producción.

Estas áreas tienen el objetivo de maximizar el costo-beneficio de las instalaciones, logrado mediante la minimización de costos de instalación y operación y/o la maximización de la energía producida. Dando pie a una penetración rápida y profunda de la energía eólica con consecuencias positivas para el negocio con mejores ganancias de capital y para las personas capaces de consumir energía verde y barata.

### **1.1 Planteamiento del problema.**

La práctica del diseño de parques eólicos ha evolucionado significativamente en las últimas décadas. Una tendencia clave ha sido la adopción y proliferación del uso de técnicas formales de optimización en varias etapas del desarrollo del proyecto. A lo largo de la década del 2000, la mayoría de los parques eólicos se diseñaron utilizando flujos de trabajo manuales que dependían en gran medida del conocimiento empírico de diseñadores experimentados. Incluso en 2010, los diseñadores de la industria expresaron su desconfianza en los enfoques formales de optimización por una serie de razones, por ejemplo:

- La mayoría de las capacidades de optimización se enfocaban solo en la Producción Anual de Energía (AEP, por sus siglas en inglés: *Annual Energy Production*) como objetivo y desatendían los elementos que impulsan la costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés: *Levelized Cost Of Energy*).
- La precisión de los modelos para predecir la AEP o los costos del parque fueron limitados debido a la falta de datos y las incertidumbres del modelo.
- Limitaciones prácticas de diseño debido a permisos, zonas de exclusión, contratiempos y otros requisitos establecidos.

En los últimos años, los trabajos de investigación académica sugieren beneficios potenciales de la aplicando de técnicas de optimización formal (Dykes, 2020), además de un nuevo enfoque multidisciplinario al momento de tratar el diseño y optimización de los parques eólicos (Sanchez Perez-Moreno et al., 2018).

Uno de los inconvenientes importantes que se presentan en los parques eólicos es el efecto de interferencia entre turbinas. En la etapa del diseño se debe tomar en cuenta la ubicación de las máquinas, permitiendo reducir los efectos adversos de interferencia que pudiera ocasionar en la fase de explotación. Dichos efectos son diversos, el aerogenerador aprovecha la energía cinética del viento por esta razón, la máquina ubicada detrás de la primera disminuye su producción energética pues la energía del viento es menos intensa en su estela. En la Figura 1 se visualiza el impacto en el cambio en el perfil de velocidades debido a la estela de las turbinas. En la estela el nivel de turbulencia es mayor que en el viento libre, esto tiene como efecto que aumenten las cargas no permanentes en la turbina ubicada atrás de ella, reduciendo su vida útil. Si existe suficiente distancia entre aerogeneradores el efecto entre turbinas será poco relevante. El impacto lateral entre máquinas decae en distancias de entre 2 y 3 diámetros. Cuando la dirección del viento es predominante los equipos pueden colocarse muy juntos, en aerogeneradores ubicados detrás de otro sobre la línea de la dirección del viento el déficit en la velocidad de viento libre puede por lo menos ser de un 10% en distancias del orden de 6 a 10 diámetros. Sin embargo, la turbulencia prevalece en distancias mucho mayores. (Rodríguez, 2003), junto con el incremento en los costos de terreno e interconexión entre turbinas, las cuales son las principales causas de no aplicar este diseño de distribución. El objetivo principal de optimizar la ubicación de la turbina eólica es ajustar estos impactos enfrentados decidiendo la distancia y el espaciamiento entre las turbinas para reducir la severidad y probabilidad de los impactos de la estela (Azlan et al., 2021).

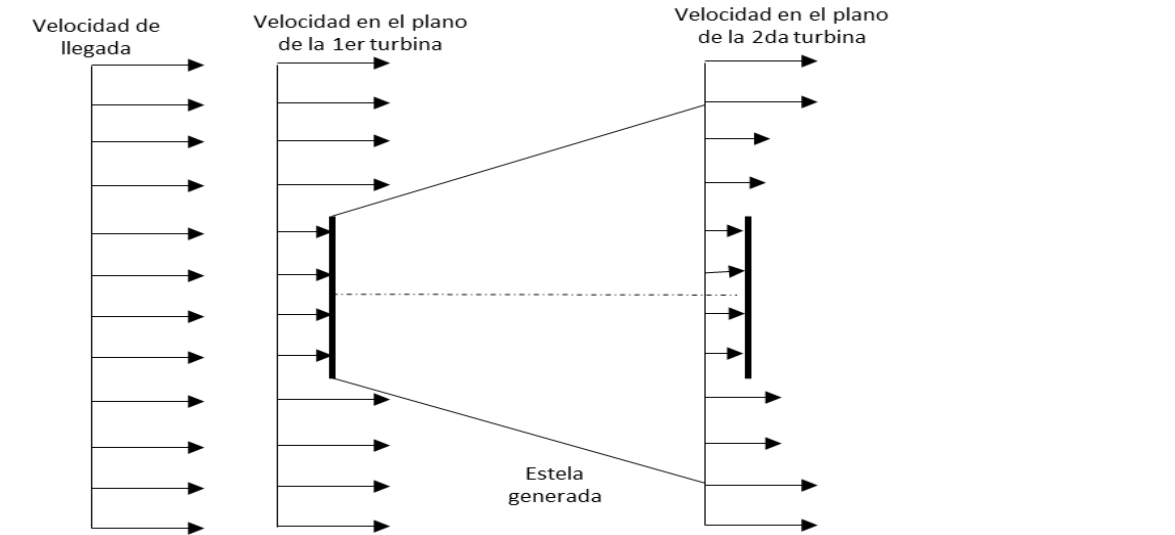


Figura 1: Comportamiento de los perfiles de velocidades en las turbinas.

Los principales costos de capital para un parque marino flotante son las turbinas, la infraestructura eléctrica y las estructuras de soporte con el 24.40, 18.40 y 27.00 % del costo, respectivamente (ver Figura 2). Además, la estructura eléctrica del parque representa una de las tres principales fuentes de pérdidas. En la Figura 3 se aprecia su relevancia en el costo final de la energía producida, con un 13 %. La razón principal de la optimización en el área eléctrica es ajustar el tamaño de la instalación a los requerimientos de la producción de energía y la disminución de pérdidas, teniendo como consecuencia la disminución de gastos en la instalación y el aumento en la energía aprovechada.

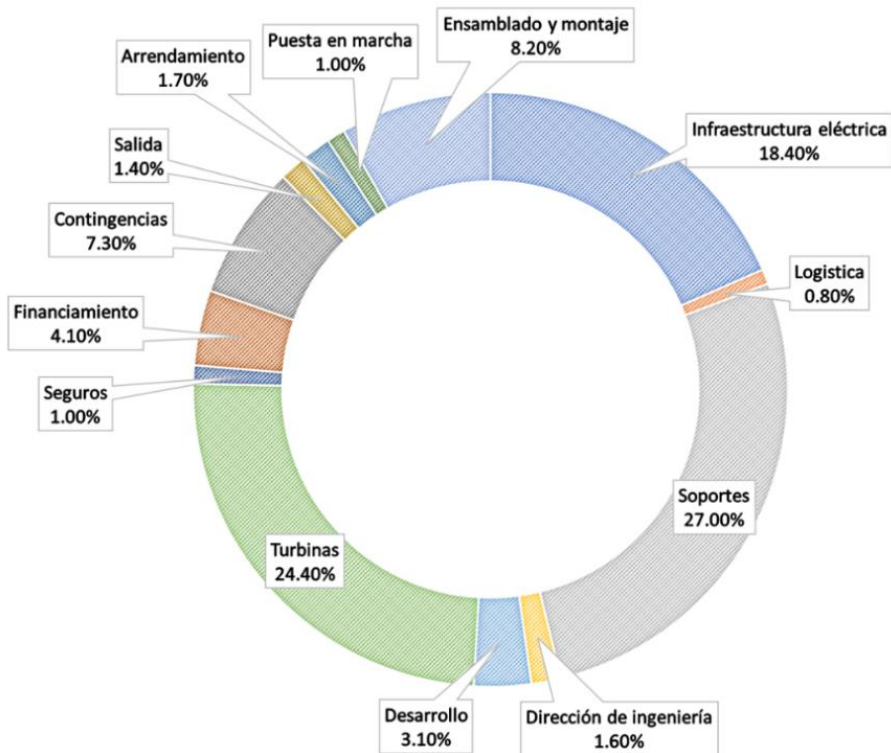


Figura 2: Gasto de capital (CAPEX) para proyecto de referencia de energía eólica flotante (Stehly et al., 2020).

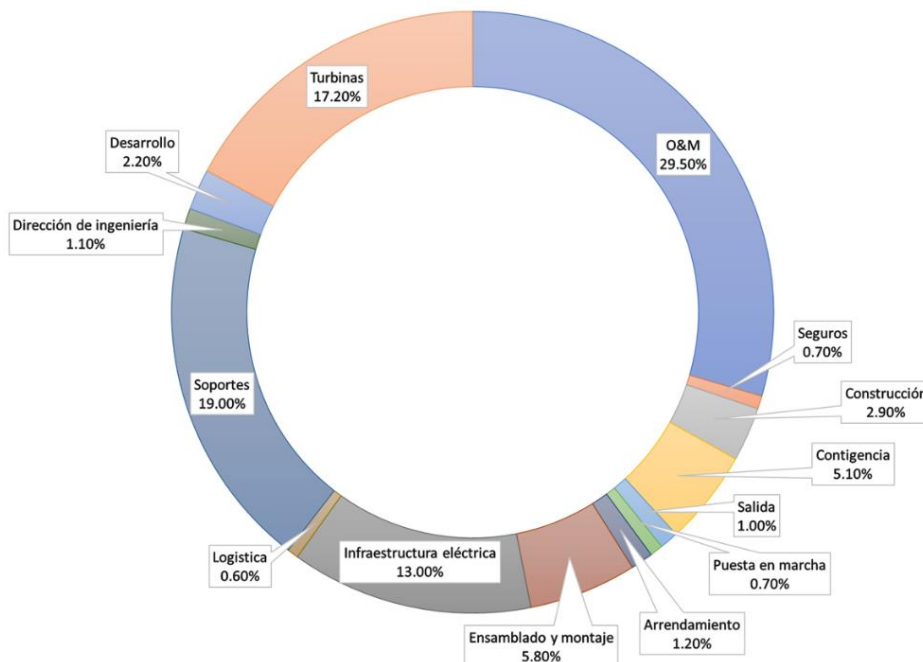


Figura 3: Contribución al LCOE por área para el proyecto de referencia de eólica marina flotante, tiempo de operación 25 años (Stehly et al., 2020).

En este trabajo se plantea realizar una optimización multiobjetivo orientada al análisis en el dominio continuo con un enfoque nuevo al utilizar ecuaciones de empaquetamiento de figuras geométricas, a pesar de no garantizar un resultado óptimo global puede permitir mejores soluciones con el mismo esfuerzo computacional, con respecto a los modelos basados en dominio discreto. Además de no limitar la solución a posiciones determinadas teniendo como efecto colateral la posible disminución del área a utilizar por el parque y evitar soluciones triviales. También se tiene en cuenta que los modelos de dominio continuo están tomando relevancia dentro de la optimización de parques fuera de costa, pues en el mar no se tiene la limitante de la posición por área de terreno o por accidentes orográficos presentes en el mismo. También se planea abordar ambos problemas desde una perspectiva de programación entera mixta, lo que permitirá enlazar de mejor manera ambos problemas sin caer en simplificaciones excesivas que provoquen equivocaciones en las físicas de los fenómenos. Finalmente, se aborda el problema desde un enfoque moderno teniendo en cuenta los avances en cuanto al modelado de los efectos de las estelas y el poder de cómputo, pudiendo mejorar la perspectiva de energía producida con una representación realista del efecto de la estela sobre las turbinas. Se centra la atención en los parámetros de pérdidas por estela y la red de conexión entre aerogeneradores, buscando maximizar la energía producida y analizar el comportamiento de los costos de la infraestructura eléctrica.

## **1.2 Justificación.**

En países donde la energía eólica tiene alto desarrollo se han presentado inconvenientes debido a la cercanía entre los parques y urbes con un número significativo de población, la legislación alrededor del desarrollo de la eólica terrestre se ha endurecido y existe un número mayor de personas disconformes con la instalación de este tipo de infraestructura dando como argumento aspectos referentes a la afectación ambiental, como es el daño a la fauna nativa, contaminación sonora y visual. Esto ha provocado que en algunos países la capacidad instalada de parques eólicos disminuya año con año y se recurra a



fuentes de energía menos amigables con el ambiente como son la nuclear y el gas natural.

La energía eólica marina ofrece soluciones parciales a estos tres elementos, al encontrarse alejados de terreno continental los parques difícilmente interfieren con las rutas migratorias de las aves, además se elimina el conflicto presente con la población, el impacto que se tiene sobre la vida marítima es debido al ruido que se genera durante el periodo de construcción, sin ser concluyentes para la etapa de explotación (Candel Laveda, 2015). En el aspecto técnico, este tipo de parques son hasta un 15 % más eficientes que los desarrollados en tierra, tiene el potencial de abastecer más de 18 veces la demanda energética actual y se estima que para 2040 los parques fuera de costa abastecerán el 21% de la energía consumida por todo Europa siendo la principal fuente de su matriz energética.

Las pérdidas consideradas en el estudio de parques eólicos marinos son las debidas al arreglo del parque por el efecto estela, colección y transmisión de la energía y por disponibilidad de la planta. En sistemas fijos al fondo en el Atlántico Norte llegan a ser del 16 % y para sistemas flotantes en la costa del Pacífico pueden llegar a ser del 20.9 % (Stehly et al., 2020). Mientras que Lee y Fields (2021) reportan que el efecto estela representa una variación en la pérdida de energía de entre el 15 y 40 %, de igual manera indican que el porcentaje para los conductores ronda el 5 %. Por tanto, la mitigación de estos factores dará acceso a los beneficios mencionados y solo será posible por medio de la investigación científica y el desarrollo tecnológico.

La búsqueda de sistemas de generación de energía en zonas marítimas, con mayor eficiencia, es una tendencia internacional, así como reducir emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Este proyecto contribuye a resolver estos problemas en México. Por ello, es importante generar conocimiento científico en estos temas, cuya aplicación permitirá posicionar a México a la vanguardia en la investigación de procesos de producción de electricidad, para aumentar la competitividad de los sistemas productivos y reducir la marginación y desigualdad dentro de la población, al proveer de energía eléctrica con un desarrollo sostenible.

Además, contribuirá en la formación de personal calificado para la solución de problemas del sistema energético nacional.

## **2 CAPÍTULO II: ANTECEDENTES.**

Este capítulo pretende dar una visión completa de las implicaciones que tiene el problema de optimización de la posición de las turbinas un parque eólico, abarcando las áreas de estudio relevantes como referencias de trabajos previos. El capítulo está dividido en cuatro secciones que son: optimización y sus métodos, explotación del recurso eólico, modelos de estela y metodologías de solución utilizadas anteriormente.

### **2.1 Optimización y sus métodos.**

Un problema de optimización consiste en encontrar el valor máximo o mínimo de alguna medida de desempeño, siempre que las variables de decisión involucradas cumplan adicionalmente ciertas condiciones o restricciones. El asignar eficientemente recursos escasos es uno de los problemas más antiguos de la humanidad. Sin embargo, su formalización en términos analíticos matemáticos no se presentó hasta con Fourier y Lagrange al realizar estudios sobre la mecánica, Lagrange desarrolló formulaciones específicas y determinó condiciones para encontrar el mejor valor de funciones sujeto a cierto tipo de restricciones. Esto es lo que se conoce como multiplicadores de Lagrange (Ortiz et al., 2000).

Los problemas de optimización generalmente se componen por tres factores (Ramos et al., 2010):

- **Función objetivo:** Es la medida cuantificable del sistema que se desea maximizar o minimizar. Como ejemplo de esta medida se puede mencionar coste, beneficios netos, perdidas, distancias o riesgo.
- **Variables:** Representan los valores que se pueden tomar para afectar el valor de la función objetivo.
- **Restricciones:** Son el conjunto de relaciones a las que las variables están sujetas y por tanto obligadas a satisfacerlas.

Resolver un problema de optimización consiste en encontrar el valor que deben tomar las variables para hacer óptima la función objetivo cumpliendo con las restricciones

Estos problemas se clasifican en aquellos que involucran variables continuas y variables continuas con discretas. Los problemas de optimización con estas variables son Programación Lineal (LP) y Programación no Lineal (NLP), para variables continuas. Si el problema incluye los dos tipos de variables se distingue entre problemas lineales con variables enteras (MILP) y problemas no lineales con variables continuas y enteras. También puede ser organizados como programación clásica y metaheurística, esta categorización se distribuye como se muestra en la Cuadro 1. La ventaja más relevante de la programación lineal es la capacidad que se tiene para encontrar la única solución óptima de un problema definido por un sistema algebraico de ecuaciones, pero su principal limitación es que parte del hecho que todas las funciones involucradas en el problema son lineales, lo que en la mayoría de los fenómenos físicos no resulta ser cierto. Por lo tanto, muchas veces es necesario manejar la programación no lineal, cuya principal desventaja es que en la mayor parte de las aplicaciones prácticas los algoritmos utilizados para dar solución a este tipo de problemas solo pueden garantizar un óptimo local y en algunos casos ni siquiera son capaces de encontrar un punto factible. Cuando sucede esto, se pueden desarrollar métodos rigurosos de optimización global, como lo es el método de ramificación y acotamiento (Caballero y Grossmann, 2007) Para que estos métodos de solución puedan arrojar resultados relevantes es imprescindible que el modelo represente adecuadamente la realidad que pretende reflejar.

Los algoritmos metaheurísticos son utilizados cuando los problemas son altamente complejos y corresponden a problemas a los cuales no podemos garantizar encontrar una solución en un tiempo razonable. Es aquí donde se convierten en procedimientos eficientes para encontrar buenas soluciones, aunque no se pueda comprobar que sean óptimas. Entonces, la velocidad de resolución es tan importante como la calidad de la solución.

Como la optimalidad no está garantizada al resolver el problema, se debe medir la calidad de los resultados evaluando la eficiencia del algoritmo para determinar su valía frente a otros, es por esto que deben tener las siguientes propiedades (Suarez, 2013):

- **Ser eficiente:** Que el esfuerzo computacional sea realista y adecuado para obtener la solución.
- **Ser bueno:** La solución debe estar cerca del óptimo.
- **Ser robusto:** La probabilidad de obtener una mala solución debe ser baja.

*Cuadro 1: Métodos de programación clásica y metaheurística para resolver problemas de optimización (Ramos et al., 2010)*

<b>Métodos clásicos</b>	<b>Métodos metaheurísticos</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Programación lineal (LP).</li> <li>• Programación lineal mixta entera (MILP).</li> <li>• Programación no lineal entera mixta (MINLP).</li> <li>• Programación cuadrática (QP).</li> <li>• Programación no lineal (NLP).</li> <li>• Optimización estocástica.</li> <li>• Programación dinámica (DP).</li> <li>• Optimización en red (NF).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Algoritmos genéticos (GA).</li> <li>• Templado simulado (SA).</li> <li>• Búsquedas aleatorias (SS).</li> <li>• Enjambre de partículas (PS).</li> <li>• Colonia de hormigas (ACO)</li> </ul>

Cada vez más sectores productivos están adoptando los enfoques formales de optimización como método para mejorar los resultados obtenidos, el sector energético no ha sido la excepción, en el suministro energético y diseño de parques eólicos.

## **2.2 Explotación del recurso eólico.**

La forma más habitual de explotar el recurso eólico es mediante la agrupación de aerogeneradores conectados entre sí formando lo que se denomina parque eólico. Este tipo de infraestructura cuenta con ciertas fases fundamentales de desarrollo que serán descritas a continuación (Rodríguez, 2003).

1. Reconocimiento: la identificación de un potencial emplazamiento para un parque eólico supone varios aspectos.
  - Emplazamiento debe estar libre.
  - Presencia de un régimen de viento favorable.
  - Ausencia de disconformidad ambiental y/o urbanística.
  - Sin restricciones importantes en cuanto obra civil (dificultad de acceso o ejecución).
2. Fase de medición: se debe elegir un punto representativo del emplazamiento, pues esta información será la base para el estudio de viabilidad posterior. La medición debe llevarse a cabo durante al menos un año ininterrumpido, pues el periodo dará idea del ciclo completo de situaciones que se pueden registrar en el lugar.
3. Evaluación de recurso eólico: una vez se cuenta con las mediciones consecutivas durante el año, se pueden utilizar modelos que representen el campo de viento a diferentes alturas en el sitio.
4. Ingeniería y proyectos: se define la instalación en términos de número y posiciones de las turbinas, tipo de turbinas y alturas de buje más adecuadas.
5. Estudio de impacto ambiental.
6. Autorizaciones y licencias.
7. Financiación.
8. Construcción y explotación.

Esta forma de aprovechamiento genera distorsiones del perfil de viento en el parque, provocando pérdidas de energía y fatiga en las turbinas, muchos modelos matemáticos se han implementado para describir de manera adecuada dichos cambios, teniendo algunos más simples o complejos dependiendo de las variables generales utilizadas para representar el fenómeno.

### 2.3 Modelos de estelas.

Los modelos de estelas pueden dividirse en dos categorías principales (Gallo Campos, 2022):

- Analíticos, se basan en los principios de conservación de masa y momento. Están fundamentados en perfiles de déficit de velocidad, y buscan modelar dicho déficit en la parte posterior de la turbina.
- Computacionales, buscan obtener el campo de velocidades de la estela. Trata de calcular el comportamiento de la estela resolviendo las ecuaciones de Navier Stokes promediadas en el tiempo.

El modelo Jensen es uno de los más antiguos y usados. Supone una expansión lineal de la estela, con un déficit de velocidad que sólo depende de la distancia detrás del rotor. Trata a la estela generada como turbulenta, por lo que ignora la contribución del desprendimiento de vórtice que es significativo solo cercana al comienzo de la región de estela. Por lo tanto, este modelo de estela es estrictamente aplicable en la región lejana de la estela (Shakoor et al., 2016).

El modelo Ishihara fue desarrollado usando datos de un túnel de viento aplicado a una turbina modelo Mitsubishi. Tiene en cuenta el efecto de la turbulencia a lo largo de la estela, este no es constante y depende de la atmósfera, del rotor utilizado y la distancia entre turbinas aguas abajo. Este modelo muestra que cuando el coeficiente de empuje  $C_T$  es grande la tasa de recuperación de la estela aumenta (Charhouni, 2015).

El modelo Larsen se basa en las ecuaciones de la capa límite turbulenta de Prandtl y tiene soluciones de forma cerrada para calcular el ancho de la estela y el perfil de velocidad en la estela. Asume un perfil de viento autosimilar, además de un flujo incompresible y estacionario, mientras que la cizalladura del viento es despreciada (Shakoor et al., 2016).

El objetivo del modelo Frandsen considera la expansión inicial de la estela que se propaga inmediatamente, además reconoce tres diferentes regímenes en las estelas: el primero, la estela no tiene interacción con perturbaciones vecinas. El

segundo, este régimen comienza cuando dos estelas vecinas tienen interacción; la expansión de la estela se limita solamente de forma vertical. La estela entra en el tercer régimen cuando entra en balance con el flujo presente antes de formarse la estela.

En los últimos años se han realizado nuevas investigaciones con base en los modelos más antiguos uno de ellos es lo realizado por Bastankhan, el afirma que el modelo propuesto por Jensen (1983) describe una estela cónica para estimar la energía producida por la turbina; sin embargo, no es útil para calcular con precisión la velocidad. También se afirma que simular una estela cónica es poco realista y demuestra que Jensen solo utilizó la conservación de masa para plantear el modelo. Por esta razón, Bastankhan (2014) propone que la energía del viento varía conforme al cubo de la velocidad, con una estimación holgada en el perfil de velocidades, lo cual puede provocar una sobreestimación en la energía producida. El propósito de modelo de Bastankhan es predecir de forma analítica, simple y eficiente la velocidad en la estela de un aerogenerador. Para esta tarea se considera una distribución gaussiana para el déficit de velocidad en los perfiles de la estela, aplicando el principio de conservación de la cantidad de movimiento y la conservación de masa se obtiene el perfil de velocidades. La distribución gaussiana de velocidades se ha encontrado en las regiones alejadas de la estela, independientemente de las condiciones del viento entrante. La forma gaussiana del perfil de velocidades ha sido observada en mediciones de túnel de viento, simulaciones numéricas y datos de operación de parques eólicos. La forma de validación del modelo fue por medio de la comparación de cinco casos de estudio realizados en otras investigaciones, el primero realizado en un túnel de viento y el resto con datos obtenidos a través de simulación de grandes remolinos (Large Eddy Simulation, LES por sus siglas en inglés), el cual consiste en un método computacional de modelado de estelas refinado. Primero se valida la suposición del perfil gaussiano autosimilar, tal se ve en la Figura 4 donde se muestra el comportamiento de los cinco casos de estudio y según lo observado en el estudio (Figura 4) se concluye que todos los perfiles



siguen el comportamiento gaussiano del planteamiento (Bastankhah y Porté-Agel, 2014).

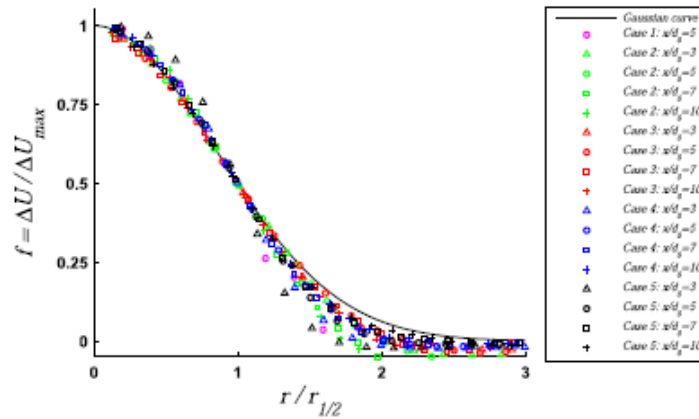


Figura 4: Perfiles de déficit de velocidad autosimilar de mediciones en túnel de viento (caso 1) y datos del estudio LES (caso 2 – 5) a distintas distancias entre turbinas (Bastankhah y Porté-Agel, 2014)

Bastankhah y Porté-Agel (2014) realizaron una comparativa entre los perfiles de déficit de velocidad normalizados contra la distancia entre turbinas normalizadas, también analizaron los perfiles verticales de velocidad de viento contra diferentes rugosidades y distancias, como resultados obtuvieron que su modelo de viento fue el que mejor se adaptó a los datos experimentales y los datos de turbinas a real escala obtenidos.

Niayifar y Porté-Agel (2016) presentan un modelo analítico para la estimación de los flujos de estela de un parque eólico y la energía perdida por este fenómeno. El modelo combina lo presentado por Bastankhah y Porté-Agel con una nueva superposición de estela basada en la superposición de déficits de velocidades, la tasa de crecimiento de las estelas individuales se calcula utilizando una expresión empírica basada en la intensidad de turbulencia local (se predice al interior del parque eólico) y esa expresión es la que se añade como aportación por Niayifar. La combinación del modelo Bastankhah y la ecuación deducida por Niayifar garantiza la conservación de la masa y de momento.

En la figura 8 observamos la comparación del modelo con datos LES y el modelo Park para la potencia de salida de los aerogeneradores en distintas direcciones de viento utilizando como lugar de estudio el parque Horns Rev.

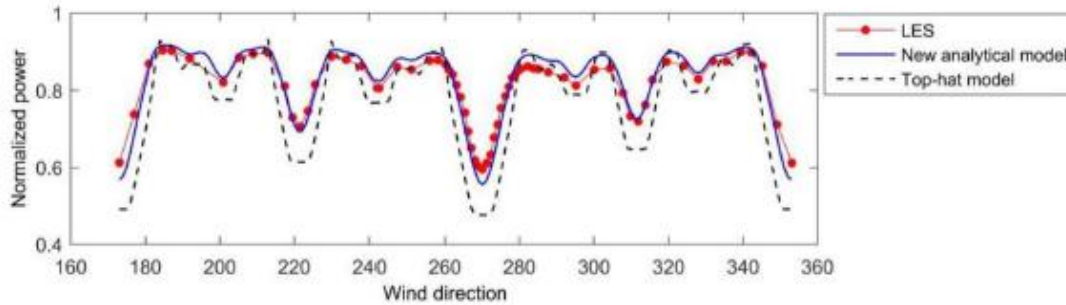


Figura 5: Grafica de la distribución normalizada de la potencia de salida del parque eólico Horns Rev, dirección de viento en grados (Niayifar y Porté-Agel, 2016)

Como se muestra en la Figura 5 el modelo de Niayifar es el que mejor se adapta a los datos obtenidos por el LES.

Según lo presentado por Gallo Campos (2022) el déficit de velocidad en los modelos Batankhah y Niayifar es mayor y se mantiene constante durante 2D (dos diámetros de distancia entre turbinas) y 1.5D respectivamente, el comportamiento es igual para los dos modelos, pero la recuperación de la velocidad del tiempo se da más rápido para el modelo propuesto por Niayifar. En la Cuadro 2 se observan algunos de los principales modelos junto con sus parámetros de entrada.

Cuadro 2: Entradas analíticas del modelo de estela (Tong et al., 2015).

Entradas del modelo	Jensen	Frandsen	Larsen	Ishihara
Velocidad de viento	/	/	/	/
Distancia.	/	/	/	/
Distancia radial			/	/
Diámetro del rotor	/	/	/	/
Altura de aerogenerador			/	
Intensidad de turbulencia			/	/

Al utilizar cada modelo en un análisis de generación de energía en un parque eólico se obtienen pequeñas variaciones en el factor de potencia, pero cabe remarcar que su función no es aumentar o disminuir la producción de energía sino reflejar la realidad del comportamiento del viento en el parque.

## 2.4 Metodologías de solución.

Estas pérdidas por estela se buscan disminuir al realizar una correcta distribución de las turbinas mediante métodos formales de optimización. En la Figura 6 se observa las formas de abordar el problema de optimización referente a el dominio de las variables que determinan la ubicación de las turbinas. En el a) se muestra la representación discreta: donde los círculos azules representan la posición de la turbina actual y los círculos blancos indican posiciones vacías. Mientras que en el b) se aprecia una representación continua: donde las turbinas toman un valor inicial "x" y en la optimización se mueven libremente hasta alcanzar la posición final "o".

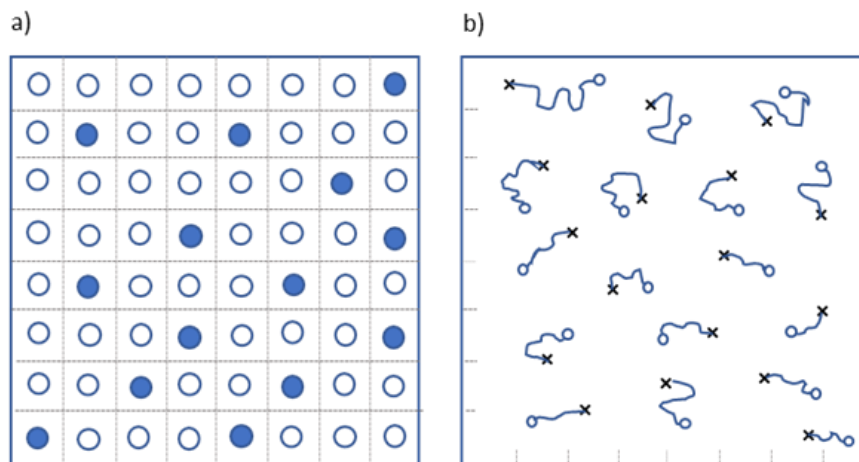


Figura 6: Maneras de abordar el problema de optimización de un parque eólico.

Al ser un problema ampliamente estudiado, la implementación de procesos formales de optimización ha permitido obtener mejores resultados en la producción anual de energía. Además, el avance científico en la precisión del modelado de las estelas generadas por la interferencia se refleja en aproximaciones más realistas (simulación de Dinámica de Fluidos Computacionales CFD) y el desarrollo en el

poder de cómputo deja procesar modelos más refinados que mejoran los resultados obtenidos y acercan las aproximaciones cada vez más a la realidad.

Hay una gran variedad de trabajos reportados en la literatura acerca de la optimización de parques eólicos. Pérez et al. (2013) han propuesto la optimización por pedidas por estela en dos fases, utilizando métodos heurísticos para establecer la configuración inicial para después utilizar programación matemática para la optimización local, Lumbreras y Ramos (2013) proponen dos variables de análisis ubicación de las turbinas y topología de la red eléctrica realizando la optimización por separado. Se han planteado algoritmos que combinan la dinámica de fluidos computacional (CFD) con la programación mixta-entera (MIP) para optimizar diseños en terrenos complejos (Kuo et al., 2016), otros que trabajan en el dominio discreto limitando el terreno y posición a rejillas de un tamaño predefinido (Beşkiri et al., 2018). Wang et al. (2018) agregan una variable más como lo es la altura de la turbina, trabaja con el modelo de estela PARK en un dominio continuo. También se han llevado a cabo estudios en software comerciales variando la posición inicial de las turbinas con modelos empíricos de acomodo de aerogeneradores (Cortez y Dorrego, 2020). En 2019 el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) con respaldo de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) en el marco del “Wind Task 37 (IEA37) lanza a la comunidad científica un caso de estudio sobre optimización de parque eólicos mediante la distribución de las turbinas, proponiendo un modelo de estela ajustado por ellos y que describían como lo suficientemente real para tener una escalabilidad a proyectos reales, los resultados muestran un incremento de hasta el 17% por parte de uno de los algoritmos sobre el caso propuesto, por lo que se deja entre ver que aún existe mucho espacio para la mejora y el refinamiento de los modelos (Baker et al., 2019). En cuanto a la optimización de la red en parque eólicos marinos Pérez-Rúa et al. (2020) presentan un programa lineal mixto entero (MILP) para el diseño de la red. En respuesta a la crítica generada por tener un enfoque a una sola variable se cambia a un enfoque multivariable, Rodrigues et al. (2016) realiza una optimización multi objetivo teniendo en cuenta infraestructura eléctrica y distribución empírica de las turbinas, Wade et al. (2019) profundizan y proponen un modelo de

estela, pero mantiene los parámetros constantes en cuanto a la topología de la red, Sørensen y Larsen (2021) esbozan modelos matemáticos simples para la determinación de producción de energía y costo, teniendo en cuenta el modelado de la turbina, recurso eólico, pérdidas por estela, costos de infraestructura eléctrica y de soporte, Feng y Shen (2020) realizan el análisis de la producción de energía sobre una o más variables con formas de distribución de turbinas predefinidas, Al Shereiqi et al. (2021) proponen un modelo de co-optimización simultánea donde se tienen modelos matemáticos para cableado eléctrico y pérdidas por estela, proponiendo metodología matemática y heurística respectivamente.

La revisión presentada por Azlan et al. (2021) determina que aproximadamente el 60 % de los trabajos para optimización de la distribución de las turbinas utilizaron algoritmos genéticos. Por parte de la optimización de la red eléctrica, en la investigación realizada por Pérez-Rúa y Cutululis (2019) se concluye que 34 % de los trabajos revisados utilizan algoritmos genéticos, 25 % optimización global y 19 % heurísticas.

### **3 CAPÍTULO III: OBJETIVOS.**

#### **3.1 Objetivo general**

Obtener un modelo matemático para la optimización de la distribución de turbinas en parques eólicos marinos con el fin de aumentar la producción anual de energía eléctrica considerando las pérdidas debido al efecto estela y la interconexión de la red eléctrica.

#### **3.2 Objetivos específicos**

- Obtener los modelos para determinar producción de energía eólica, las pérdidas por estela y la transmisión de energía.
- Modelar el proceso de producción anual de energía eléctrica a partir de energía eólica considerando la topología de red.
- Proponer un modelo basado en programación matemática que represente el problema de diseño de la distribución de parques eólicos.
- Evaluar distintos escenarios de pérdidas de energía por el efecto de estela y cableado en la red eléctrica del parque eólico y el impacto individual en la producción anual de electricidad.
- Obtener la producción de energía al resolver un caso de estudio reportado en la literatura.

## 4 CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA.

La metodología implementada se muestra en la Figura 7. Primero se seleccionaron modelos para evaluar el fenómeno de estela, producción de energía, ubicación de turbinas y diseño de topología de red, con el propósito de resolver el problema presentado por Tong et al. (2015) y comparar con sus resultados. En seguida se realizó un análisis de densidad de energía para determinar la mejor opción de superficie, después con todos los modelos se hizo un análisis de generación de energía contemplando las pérdidas en los conductores y el efecto estela. Finalmente, se hace una comparativa del comportamiento de la distancia del cableado de servicio con áreas libres y áreas restringidas. A continuación, se muestra a detalle el procedimiento.

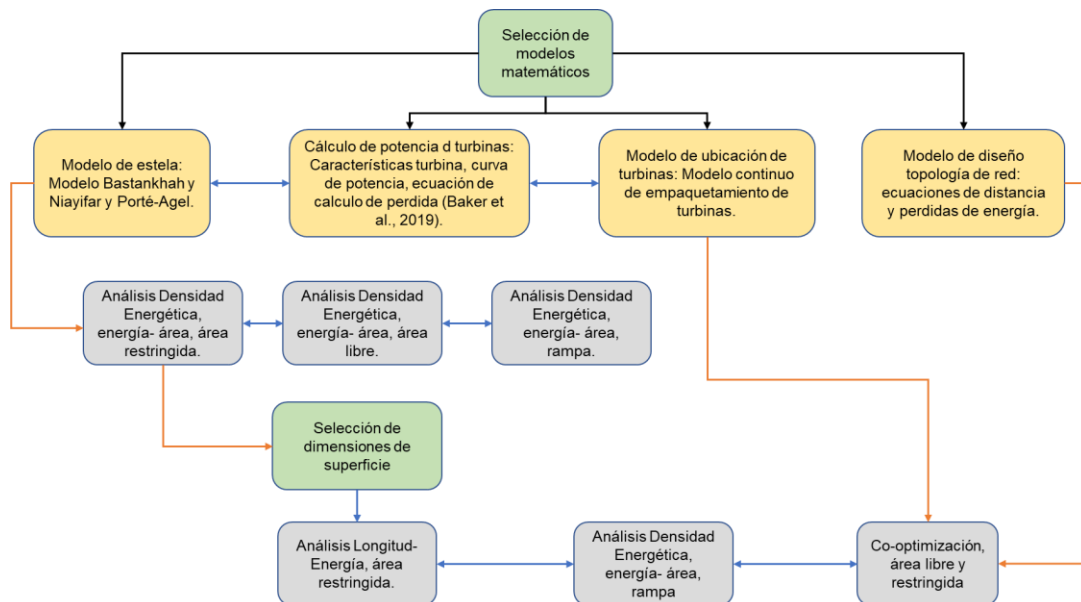


Figura 7: Metodología de solución de casos de estudio.

### 4.1 Variables de entrada y salida.

La Figura 8 nos muestra las variables de ingreso y salida de los modelos; es decir, dada una velocidad del viento, turbulencia en la zona de estudio, diámetro de los

rotores, distancia radial entre turbinas, voltaje en el cableado y resistividad del cable, se determinó energía anual producida. Estas variables de entrada son las necesarias para describir el problema de estela por el modelo de Gaussiano de Bastankhah y el de transporte de energía eléctrica en la red, mientras que las variables de salida son los resultados obtenidos.

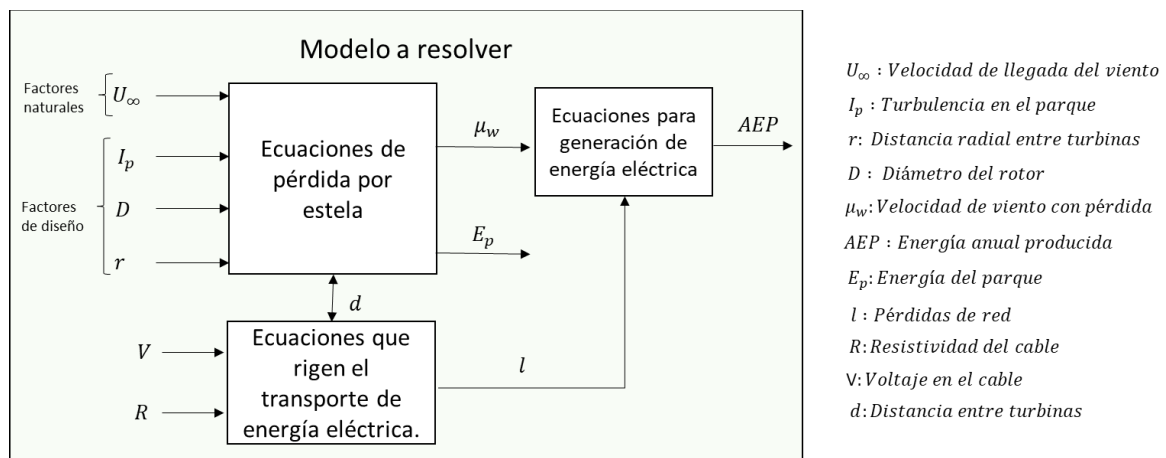


Figura 8: Variables presentadas en el caso de estudio para el modelo de estela Gaussiano de Bastankhah.

## 4.2 Modelo de estela para el diseño de la distribución de turbinas en parques eólicos.

Esta sección se fundamenta en lo presentado en la sección 2.3 Modelos de estelas de este documento. Las ecuaciones de estela que se utilizarán son las propuestas por el organismo NREL en el marco de IEA37 (Baker et al., 2019). Estas son una versión simplificada del modelo Gaussiano de Bastankhah anexando la ecuación de expansión de estela de Niayifar. Este modelo se planteará como un sistema algebraico de ecuaciones y desigualdades, a fin de ser utilizadas en la generación del modelo basado en programación mixta-entera.

Las ecuaciones 1 y 2 permiten calcular el déficit de velocidad en la región de la estela.



$$\frac{\Delta V}{V_{\infty}} = \begin{cases} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{C_T}{8\sigma_y^2/D^2}}\right) * e^{-0.5\left(\frac{y_i - y_g}{\sigma_y}\right)^2} & , \quad \text{si } (x_i - x_g) > 0 \\ 0 & , \quad \text{en otro caso} \end{cases} \quad 1)$$

$$\sigma_y = k_y * (x_i - x_g) + D/\sqrt{8} \quad 2)$$

Donde  $\Delta V/V_{\infty}$  el déficit de la velocidad del viento,  $C_T$  coeficiente de empuje,  $x_i - x_g$  distancia desde la turbina que genera la estela hasta la turbina de interés,  $y_i - y_g$  distancia perpendicular desde la turbina que genera la estela hasta la turbina de interés,  $\sigma_y$  desviación estándar de la caída de la velocidad del viento,  $k_y$  variable basada en la intensidad de turbulencia y  $D$  diámetro de la turbina.

La ecuación 3 define la intensidad de turbulencia es la siguiente (Niayifar y Porté-Agel, 2016):

$$k_y = 0.38371I + 0.003678. \quad 0.065 < I < 0.15 \quad 3)$$

El valor  $I$  se tomó como constante en 0.075, un valor razonable para el escenario de un parque eólico marino según lo indican Baker et al. (2019). Esto corresponde a un valor de la variable de intensidad de turbulencia  $k_y$  de 0.0324555. Para el coeficiente de empuje  $C_T$  se propone un valor de 8/9.

Para turbinas situadas en múltiples estelas, el déficit total de velocidad es calculado usando la ecuación 4.

$$\left(\frac{\Delta V}{V_{\infty}}\right)_{total} = \sqrt{\left(\frac{\Delta V}{V_{\infty}}\right)_1^2 + \left(\frac{\Delta V}{V_{\infty}}\right)_2^2 + \left(\frac{\Delta V}{V_{\infty}}\right)_3^2 + \dots + \left(\frac{\Delta V}{V_{\infty}}\right)_k^2} \quad 4)$$

Donde  $k$  son todas las turbinas por delante del aerogenerador de referencia. Una vez calculado el déficit de velocidad, es necesario calcular la velocidad de llegada del viento a la turbina, esto se hace mediante la ecuación 5.

$$V_e = V_\infty \left( 1 - \left( \frac{\Delta V}{V_\infty} \right)_{total} \right) \quad 5)$$

En la que  $V_\infty$  refiere a la velocidad libre del viento (velocidad de llegada del viento al parque) y  $V_e$  es la velocidad efectiva con la cual se computara la potencia de real de las turbinas y el parque.

### 4.3 Cálculo de energía.

La Energía Anual Producida (EAP) se obtienen con la ecuación 6. Donde  $n$  es el número de direcciones de viento,  $m$  es el número de intervalos de velocidad del viento para cada dirección,  $f_i$  es la probabilidad de la dirección del viento en el sector y  $w_{i,j}$  es la probabilidad de que ocurra cada sector de velocidad de viento en cada dirección.  $P_{i,j}$  es la potencia producida en la dirección del viento  $i$  a la velocidad de viento  $j$ . La restricción de área es dada por un polígono cuadrangular en donde se encontrarán ubicadas la totalidad de las turbinas y estas a la vez con una separación mínima de dos diámetros.

$$EAP = 8760 \frac{hrs}{año} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m f_i * w_{i,j} * P_{i,j} \quad 6)$$

### 4.4 Diseño de la distribución de los conductores

En este trabajo se consideró la topología de red radial para conectar las turbinas a un punto de conexión común, PCC. El conductor principal pasa a través del parque y el cableado de menor capacidad se conecta del trazo principal a cada turbina. El

trazo principal se deja abierto a modificación definiendo la ruta por dos puntos de referencia PCC1 y PCC2, por tanto, el parámetro de decisión es la distancia entre la ruta principal y los conductores secundarios.

El modelo utiliza la ecuación de la recta y distancia entre un punto y una recta como lo muestran las ecuaciones 7 y 8.

$$y - y_1 = m(x - x_1) \quad 7)$$

Ecuación de la recta:

$$d = \frac{|A(x_p) + B(y_p) + C|}{\sqrt{A^2 + B^2}} \quad 8)$$

Donde  $m$  representa a la pendiente,  $d$  la distancia y las constantes  $A$ ,  $B$  y  $C$  corresponden a la ecuación general de la recta. La optimización de los conductores se lleva a cabo alrededor de las variables de posición de las turbinas  $(x_i, y_i)$ .

La ecuación 8 refiere a la geometría analítica y es la distancia más corta entre un punto y una recta. La distancia calculada entre la recta formada por los puntos PCC1  $(x_{PCC1}, y_{PCC1})$  y PCC2  $(x_{PCC2}, y_{PCC2})$  y el punto de las turbinas  $(x_i, y_i)$ . La Figura 9 muestra la correcta ubicación.

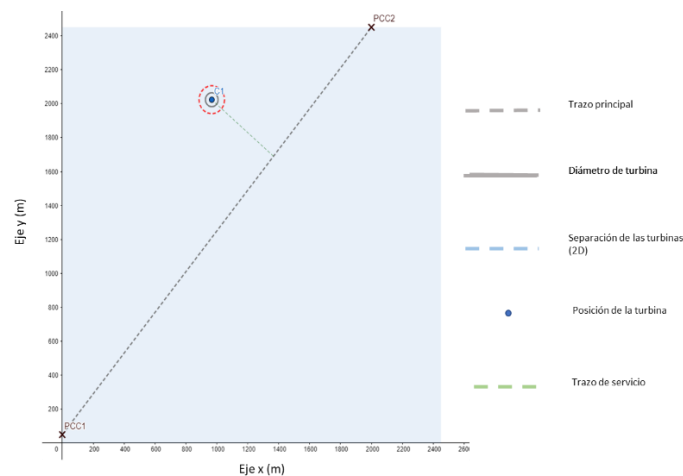


Figura 9: Resolución del modelo de empaquetamiento.

La pérdida de energía en los conductores de servicio se calcula en función a la potencia de salida de las turbinas, primero calculado la corriente en el conductor (ecuación 9) y, posteriormente, las pérdidas mediante la ecuación 10. Las características de los conductores se toman según lo presentado por (Al Shereiqi et al., 2021).

$$I_i = \frac{P_i}{\sqrt{3}(V_{ll})} \quad 9)$$

$$P_i^p = (I_i)^2 * R_s d_i \quad 10)$$

Donde  $I_i$  representa la corriente para cada conductor de servicio,  $P_i$  la potencia generada por cada turbina,  $V_{ll}$  el voltaje permisivo para el conductor,  $P_i^p$  las pérdidas de potencia para cada trazo de servicio,  $R_s$  la resistividad por metro del cable ( $\Omega/m$ ) y  $d_i$  que representa la distancia de la turbina al conductor principal

#### 4.5 Ubicación de equipos.

Una de las propuestas de este trabajo consiste en abordar el problema de optimización de ubicación de las turbinas en un parque eólico como un problema de empaquetamiento de figuras geométricas (Costa y Tseveendorj, 2012). En las ecuaciones 11-18 se presenta el modelo base.

$$\max r \quad 11)$$

$$\forall i < j \leq n \quad (x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2 \geq 4r^2 \quad 12)$$

$$\forall i \leq n \quad x_i \leq 1 - r \quad 13)$$

$$\forall i \leq n \quad y_i \leq 1 - r \quad 14)$$

$$\forall i \leq n \quad x_i \geq r \quad 15)$$

$$\forall i \leq n \quad y_i \geq r \quad 16)$$

$$\forall i \leq n \quad r \geq 0 \quad 17)$$

$$\forall i < n \quad x_i < x_{i+1} \quad 18)$$

Para el sistema la variable que se busca maximizar es el radio  $r$ , para un número de círculos  $n$ , mientras que  $x_i, y_i$  son las coordenadas del centro del círculo  $i$ . La inequidad 12, es utilizada para que no exista traslape en los círculos, las ecuaciones 13-16 permiten que los círculos estén dentro del área (cuadrada), la restricción 17 condicionada al modelo a no tener círculos de área cero y la ecuación 18 elimina los óptimos simétricos. En la Figura 10 se muestra como el modelo de empaquetamiento organiza cinco círculos maximizando el radio bajo dos características: no empalmarse entre ellos y quedar dentro del área indicada.

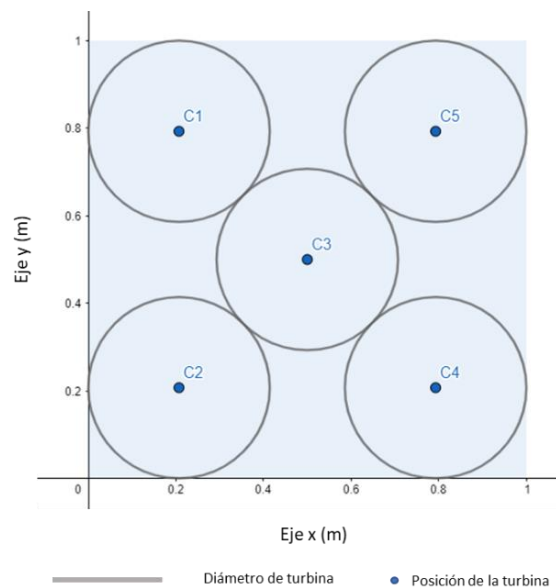


Figura 10: Resolución del modelo de empaquetamiento.

Este modelo fue modificado para que el área se adapte a las características y condiciones del círculo y no al revés, restringiendo con las características de generación de energía de la turbina seleccionada y las condiciones de distancias requeridas por el problema. La separación mínima entre turbinas fue asignada a valores equivalentes a dos diámetros de la turbina utilizada.

En las ecuaciones 19-35 se presenta el modelo con las modificaciones mencionadas, que se utilizó para resolver el problema planteado por Tong et al. (2015).

$$\min area \quad 19)$$

$$\max EAP \quad 20)$$

$$\forall i < j \leq n \quad (x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2 \geq 4(2r)^2 \quad 21)$$

$$\forall i < j \leq n \quad De_{ij} = 1 - \left( \sqrt{1 - C_T / 8(\sigma_y^2 / D^2)} * e^{-0.5 \left( \frac{y_i - y_j}{\sigma_y} \right)^2} \right) \quad 22)$$

$$\forall i < j \leq n \quad \sigma_y = k_y(x_i - x_j) + D/\sqrt{8} \quad 23)$$

$$\forall j \quad DeT_j = \sqrt{\sum_{i < j}^n De_{ij}^2} \quad 24)$$

$$\forall j \quad V_{e_j} = V_\infty(1 - DeT_j) \quad 25)$$

$$\forall j \quad P_j = 216.54 * V_{e_j}^3 - 808.77 \quad 26)$$

$$\forall j \quad EAP = \sum_j^n 8760 * P_j \quad 27)$$

$$area \geq Lx_a * Ly_a \quad 28)$$

$$\forall i \leq n \quad x_i \leq Lx_a - r \quad 29)$$

$$\forall i \leq n \quad \sigma_y > D/\sqrt{8} \quad 30)$$

$$\forall i \leq n \quad y_i \leq Ly_a - r \quad 31)$$

$$\forall i \leq n \quad x_i \geq r \quad 32)$$

$$\forall i \leq n \quad y_i \geq r \quad 33)$$

$$\forall i \leq n \quad x_i \leq x_{i+1} \quad 34)$$

$$\forall j \quad P_j \leq 1500 \quad 35)$$

Para obtener el modelo de perdida de energía es necesario agregar las ecuaciones 8-10 a lo aquí presentado.

#### 4.6 Caso de estudio

El modelo propuesto fue utilizado para resolver el problema presentado por Tong et al. (2015), el cual consistió en determinar la posición de las turbinas para cuatro modelos de estelas, las diferencia radica en tres situaciones, la primera es que se usa un modelo de estela distinto a los cuatro presentados en el trabajo, la segunda

radica en el área ocupada donde en el estudio se presenta un valor fijo, pero en el presente trabajo se generan variaciones en el espacio útil para el mismo caso y la última es una comparativa entre estas dos variables área y energía, teniendo en cuenta esto, se procedió a realizar el planteamiento de escenarios para analizar el comportamiento de las variables involucradas. El problema fue resuelto bajo las consideraciones a las cuales cada una de las ecuaciones, que conforman el problema de optimización, han sido validadas en los estudios previos de la literatura. Por ejemplo, el modelo de estela de NREL se determinó bajo algunas características de velocidades del viento, para las cuales sus predicciones son confiables. En decir, el modelo de optimización representará con fiabilidad el problema siempre y cuando cada una de las variables involucradas estén definidas entre los límites inferiores y superiores para los que las ecuaciones han sido validadas.

La resolución del problema consiste en determinar los valores de las variables que satisfagan las expresiones matemáticas que conforman el modelo, en caso de que alguna expresión matemática no se cumpla dentro de los límites establecidos para las variables, se considerará la solución como no factible. Por otra parte, un problema de optimización bien planteado puede llegar a tener un gran número de soluciones; por esta razón, se utilizarán algoritmos presentes en GAMS, como DICOPT/CPLEX/CONOPT, en la tarea de obtener sólo aquellas que son óptimas. El software mencionado cuenta con elementos que permiten detectar errores en el modelado, soluciones no óptimas y/o no factibles; es decir, las soluciones óptimas factibles habrán pasado por un proceso de evaluación riguroso de validación. Por esta razón, se asume la responsabilidad de tomar de la literatura solo las ecuaciones que cuentan con resultados previamente validados, con investigación rigurosa, para la representación de los fenómenos físicos que se verán involucrados en nuestro análisis. Entonces, el proceso de verificación y validación consistirá en asegurar que el modelo hace lo que se ha especificado matemáticamente en la etapa anterior, para después contrastar sus resultados con los reportados en la literatura y/o comprobando que los resultados sean coherentes con respecto a los valores reportados en instalaciones reales semejantes (Ramos et al., 2010).



#### 4.6.1 Características de las turbinas seleccionadas y condiciones de operación

Para evaluar la energía producida, el parque se delimito a 20 turbinas, con una dirección de viento oeste y una velocidad de viento libre fija a 7.5 m/s. Además, se seleccionó la turbina GE 1.5 MW xle (Tong et al., 2015) con características presentadas en la Cuadro 3, siendo de las más importantes la velocidad de arranque, corte y potencia nominal, características que definen la curva de potencia del aerogenerador mostrada en la Figura 9, esta curva nos indica el comportamiento teórico de producción de energía de la turbina a dichas velocidades.

Cuadro 3: Características de la turbina.

Especificación	Valor
Potencia nominal	1.5 MW
Diámetro de la turbina	82.5 m
Altura de la turbina	80 m

Especificación	Valor
Velocidad de arranque	3.5 m/s
Velocidad de corte	20 m/s
Velocidad nominal	11.5 m/s

Debido a que la velocidad seleccionada para evaluar el comportamiento del parque se encuentra dentro de la pendiente de la curva de potencia (Figura 11), se decidió hacer una aproximación lineal de la misma para reducir los tiempos de resolución del problema (Figura 12).

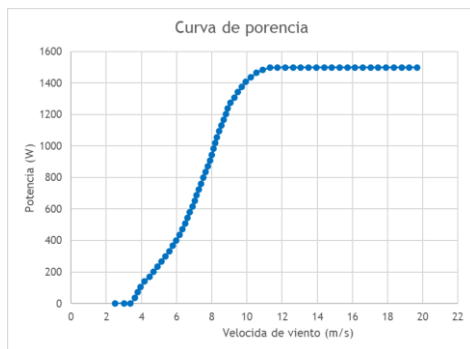


Figura 11: Curva de potencia GE 1.5 MW xle

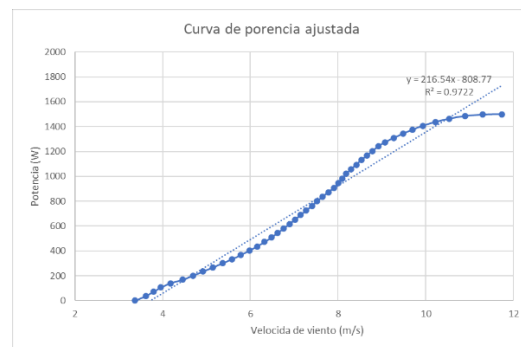


Figura 12: Ajuste a la curva de potencia

Las variables del caso de estudio para pérdida de energía por efecto estela y conductores a resolver se presentan en el cuadro 4.

*Cuadro: 4: Parámetros utilizados para el análisis de pérdidas,*

$U_{\infty} = 7.5 \text{ m/s}$	$D = 82.5 \text{ m}$	$R = 0.494 \text{ } \Omega/\text{km}$	$V = 33\text{kV}$	$P_{NT} = 1.5\text{MW}$
$I_p = 0.075$	$r = 2D$	$C_t = 0.889$	$PPC1 (0,50)$	$PPC2 (2000,2450)$

#### 4.6.2 Escenarios estudiados

##### 4.6.2.1 Maximizar EAP con y sin restricciones de área ocupada

En el proceso de optimización se planteó maximizar la variable de energía generada restringiendo el área ocupada, así como dejando que el área como variable donde se instalaran las turbinas.

##### 4.6.2.2 Analizar el efecto de la distancia entre conductores en la EAP

Se analizó el efecto de la distancia máxima de los conductores de servicio y la energía producida. Con el fin de realizar una rampa comparativa de dicho cambio se realizaron 8 estudios, todos con la restricción de área. El área limitante fue seleccionada del estudio de densidad energética, seleccionando el espacio de 2450 x 2450 m. Para hacer la rampa primero se minimizó la distancia total de los conductores dando un mínimo en la energía producida. Enseguida se maximizó la energía obteniendo una distancia mayor en el trazo de servicio como lo muestra el estudio 7. Finalmente se realizaron estudios intermedios con una restricción de máxima distancia en el cableado de servicio y maximizando la energía producida.

## 5 CAPÍTULO V: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la solución del problema presentado en la sección anterior considerando distintos escenarios.

### 5.1 Escenario 1: Maximizar EAP con y sin restricciones de área ocupada

El primer acercamiento consistió en dejar el valor del área como una variable que se ajustó a la posición de las turbinas, esto se puede ver en el estudio número 20 del Cuadro 6. Un segundo análisis consistió en fijar el área en distintos valores, ver Cuadro 6. Para lograr esto se modificó el código generado en GAMS, cambiando por valores escalares las variables  $lxav$  y  $lyav$ .

*Cuadro 6: Análisis de densidad energética.*

Estudio	Lx	Ly	Área (m <sup>2</sup> )	Energía (kWh)	FP	Ha/MW
1	1000	1000	1000000	1.2649E+08	48.13%	3.33
2	1100	1100	1210000	1.2952E+08	49.28%	4.03
3	1200	1200	1440000	1.3144E+08	50.02%	4.80
4	1300	1300	1690000	1.3407E+08	51.01%	5.63
5	1400	1400	1960000	1.3371E+08	50.88%	6.53
6	1500	1500	2250000	1.3605E+08	51.77%	7.50
7	1600	1600	2560000	1.3750E+08	52.32%	8.53
8	1700	1700	2890000	1.3646E+08	51.93%	9.63
9	1800	1800	3240000	1.3898E+08	52.88%	10.80
10	1900	1900	3610000	1.3973E+08	53.17%	12.03
11	2000	2000	4000000	1.4032E+08	53.39%	13.33
12	2100	2100	4410000	1.4170E+08	53.92%	14.70
13	2200	2200	4840000	1.4068E+08	53.53%	16.13
14	2300	2300	5290000	1.4111E+08	53.69%	17.63
15	2450	2450	6002500	1.4261E+08	54.27%	20.01
16	2600	2600	6760000	1.3901E+08	52.89%	22.53
17	2700	2700	7290000	1.4085E+08	53.59%	24.30
18	3240	3240	10497600	1.4284E+08	54.35%	34.99
19	5000	2100	10500000	1.4186E+08	53.98%	35.00
20	1128	3043	3432940	1.4284E+08	54.35%	11.44

La Figura 13 muestra la relación entre el área (cuadrados) y la energía producida con un incremento de superficie constante que corresponde al estudio 17 del Cuadro 6, cada punto representa un valor óptimo para la configuración de área (Figura 13). Se observa que mientras es mayor el área el incremento de energía es marginal, también se tiene una clara línea de tendencia que nos indica la energía que podemos conseguir con los incrementos de área, pudiendo estimar el área donde se encontrará la producción de energía esperada para un coeficiente de planta deseado. El punto naranja corresponde a la optimización de la energía con el área libre.

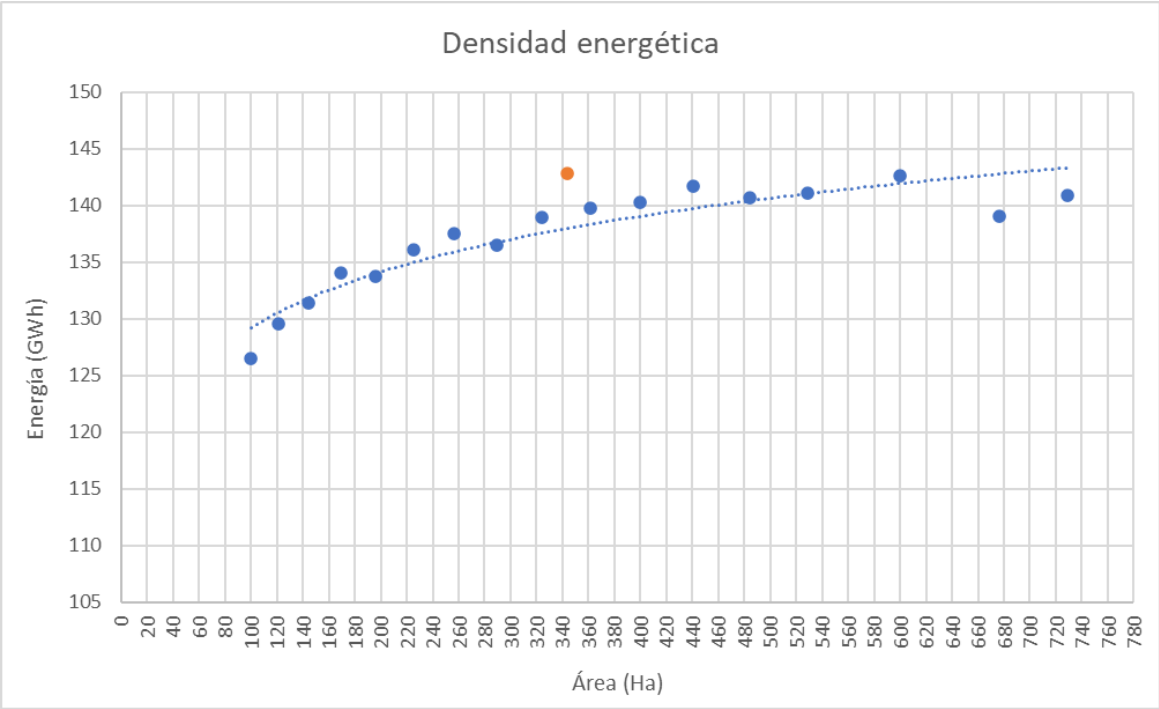


Figura 13: Relación área-energía.

En la Figura 13 en color naranja observamos el resultado obtenido para la optimización con el área libre siendo el mejor en cuanto a la relación producción de energía y superficie utilizada en la Figura 14 se observa la distribución de turbinas que se tuvo, esta se encuentra muy cerca del mejor valor probado donde la menor área y mayor producción de energía se consiguen con una línea de turbinas perpendicular a la dirección del viento, muy cercano a la distribución mostrada en la Figura 15. Esto es una señal positiva, pues sin mucho esfuerzo de procesamiento

se consigue estar muy cerca del mejor valor conocido gracias a las ventajas de utilizar un modelo continuo y empaquetamiento.

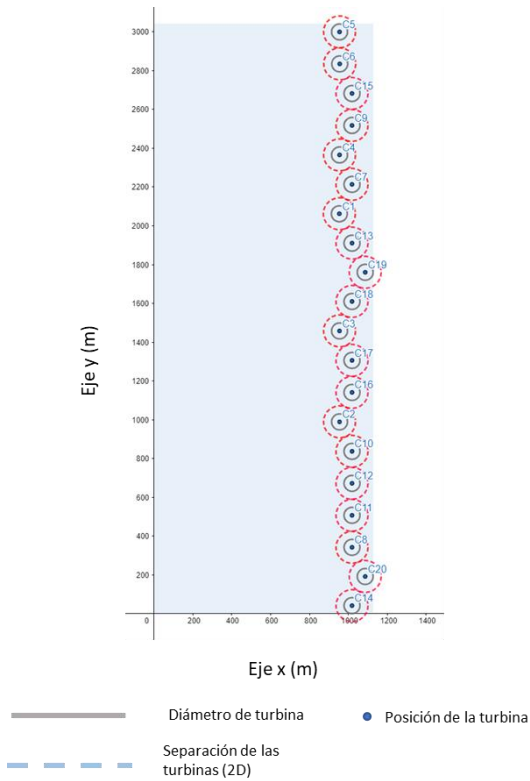


Figura 14: Distribución de turbinas para un área libre (estudio 20).

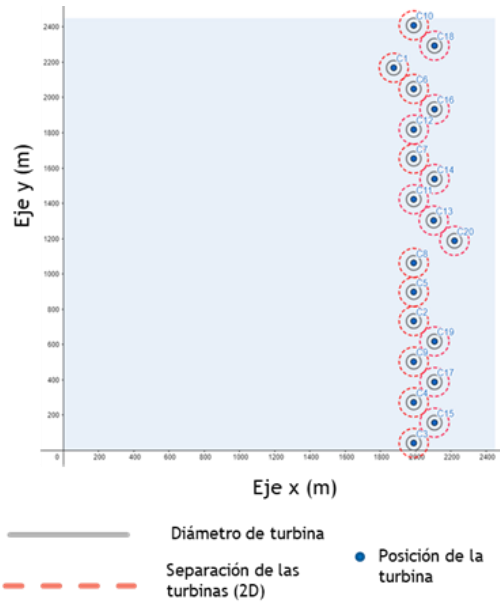


Figura 15: Distribución de turbinas para un área de 2450 x 2450 m (estudio 15).

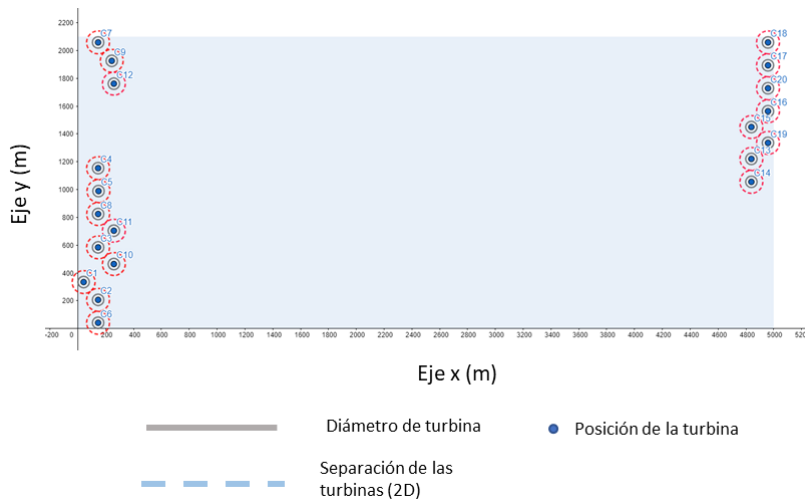


Figura 16: Distribución de turbinas para un área de 5000 x 2100 m (estudio 19)

Para las Figuras 15 y 16 se observa dos distribuciones de turbinas para áreas y geometrías distintas, la primera distribución (Figura 15) se obtuvo un valor de energía en parque ( $E_p$ ) de 142.614 MWh con un FP de 54.27 %, en la segunda distribución (Figura 16) la  $E_p$  fue de 141.8582 MWh para un FP de 53.98 %. En cuanto a las diferencias de área es de 0.57 y una distancia en el eje “y” de 350 m. La diferencia en ambas distribuciones es relevante, en la segunda tenemos una distribución más tradicional, en la primera algo que no se esperaría de primera instancia siendo aquí donde se obtiene una generación de energía mayor y un área de uso menor. Se observa en la Figura 16 que el área planteada para la resolución del problema resulta excesiva teniendo mejores opciones de superficie y distribución con otras dimensiones.

Por otra parte, los estudios 18 y 19 se usa el valor de área presentada por Tong et al. (2015) 35Ha/MW con variaciones en las dimensiones y como se observa el incremento en el factor de planta resulta ya ser de unas pocas decimas pero el valor superficial es mayor, el modelo de empaquetamiento brinda ventajas al permitir tener mayor flexibilidad a definir el área y los espacios entre turbinas.

Al utilizar cada modelo en un análisis de generación de energía en un parque eólico se obtienen pequeñas variaciones en el factor de potencia CP, para el modelo Jensen CP = 54.34 %, modelo Frandsen CP = 54.00 %, modelo Larsen CP = 54.15 % y modelo Ishihara CP = 54.69 % (Tong et al., 2015). Los datos nos muestran que lo modelos modifican la energía producida.

Teniendo en cuenta estas diferencias, el Cuadro 7 presenta los intervalos para las variables de factor de planta y área utilizada entre los modelos en el estudio y casos analizados, se presenta en forma de variación entre el modelo con mayor producción de energía (Ishihara) y el resto. Como lo deja ver el cuadro las variaciones entre modelos de estela para producción de energía son pequeñas, pero en lo referente al área llegan a ser significativas, así lo muestra el estudio número 4 donde la superficie tiene una disminución del 83.9 %, pero la energía baja un 3.68 %, en el mismo cuadro observamos que el estudio 15 muestra una variación

en el factor de planta del 0.42 %, que se encuentra dentro del rango de lo presentado por Tong 0.35 – 0.69 % pero con una disminución del área utilizada del 42.83 %, por lo cual se selecciona las dimensiones de la superficie para el próximo análisis.

*Cuadro 7: Comparación entre modelos de estela*

<b>Modelo</b>	<b>FP</b>	<b>Ha/MW</b>
Ishihara	54.69%	35
Jensen	-0.35%	0%
Larsen	-0.54%	0%
Frandsen	-0.69%	0%
Estudio 4	-3.68%	-83.90%
Estudio 7	-2.37%	-76.15%
Estudio 12	-0.77%	-58.00%
Estudio 15	-0.42%	-42.83%
Estudio 18	-0.34%	0%
Estudio 19	-1.01%	0%

## **5.2 Escenario 2: Analizar el efecto de la distancia de los conductores de servicio en la EAP**

Para el análisis de distancia se definieron los puntos del trazo principal, para PCC1 (0,50) y para PCC2 (2000, 2450). La resolución se hizo mediante el código generado para representar las ecuaciones presentadas en la metodología.

El Cuadro 9 muestra el cambio en la distancia máxima de los conductores de servicio y la energía producida. Los estudios 8 y 9, refieren una optimización conjunta obteniendo valores de distancia total y energía producida. Como se observa, la optimización en conjunto (estudio 8) refleja una reducción de la distancia respecto al máximo de un 40% y el aumento de la energía comparado del mínimo de un 33% a pesar de que la disminución es significativa las pérdidas de energía resultan ser muy pequeñas pues solo representan entre el 0.002% y el 0.007% de la energía generada en el parque. De igual manera teniendo en cuenta las pérdidas

de energía el estudio 6 representa la mayor energía generada en el parque con 142,833 MWh/anuales.

*Cuadro 9: Análisis energía-distancia de conductores de servicio.*

Estudio	Restricción Max (m)	Perdidas Conductores (MWh)	Distancia (m)	Energía Parque (MWh)	FP
1	-	3.0511	4890.5857	110,530	42.06%
2	6000	4.7978	5805.3528	136,430	51.92%
3	7000	5.9675	6995.3880	141,880	53.99%
4	8000	7.0171	7999.9999	142,430	54.20%
5	9000	7.8712	9000.0000	142,310	54.15%
6	10000	7.9350	9051.3645	142,490	54.22%
7	-	10.0396	11425.5738	142,670	54.29%
8	-	6.1541	6989.9469	142,840	54.35%

En la Figura 17 se muestra el incremento de energía producida conforme a la distancia de los conductores. Como se puede ver el máximo de la energía producida se alcanza alrededor de los 6500 m de trazo de servicio, además el punto naranja nos enseña que la optimización conjunta alcanza un máximo de energía cerca del punto de inflexión de la gráfica, esto indica que el modelo de optimización conjunta resulta ser adecuado.

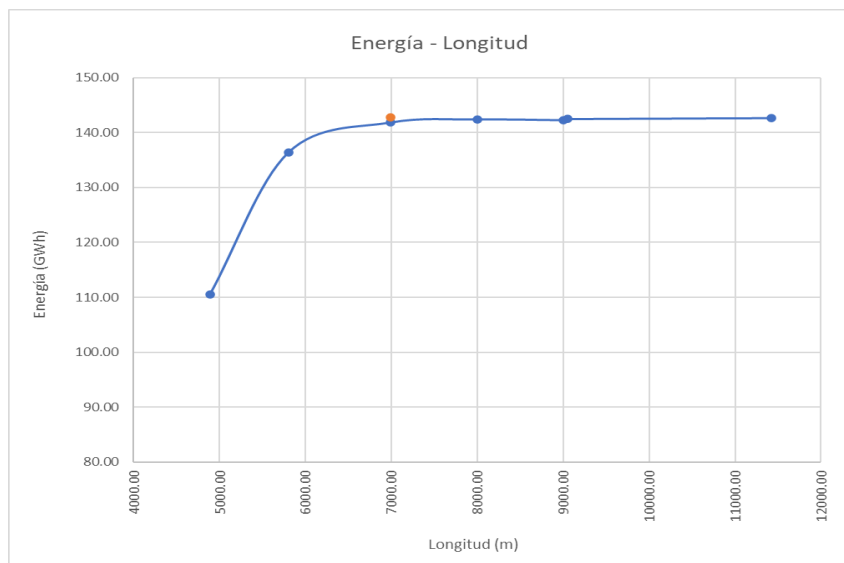


Figura 17: Relación distancia y energía.



Las Figuras 18 y 19 muestran las distribuciones de áreas para los 4 y 8.

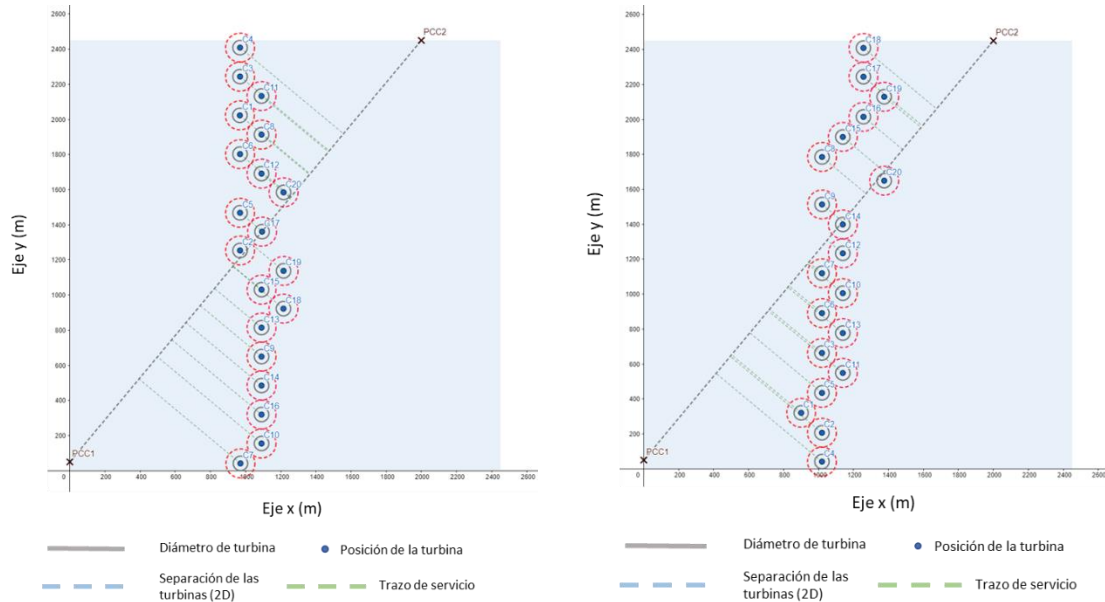


Figura 18: Distribución para la restricción de 8000 m de trazo de servicio

Figura 19: Distribución optimización multiobjetivo energía – distancia

Como se ve en las Figuras 18 y 19 ligeras variaciones en la distribución representan mejoras significativas en la longitud de los conductores de servicio representando un 14%.

Comparando con lo realizado por Al Shereiqi et al. (2021) donde su trabajo presenta una mejora del 18.19 % en la longitud del cableado de servicio y una disminución en la producción de energía del 0.06 % entre su co-optimización y una optimización separada, con este modelo se logra una disminución 38.82 % en la longitud cableado de servicio con un aumento del 0.06 % en la energía producida respectivamente, así lo indica el cuadro 9 en los estudios 7 y 8.

## **6 CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES.**

En este trabajo se utiliza una nueva forma de resolución del problema de optimización de la posición de las turbinas de un parque eólico mediante un modelo de empaquetado de figuras geométricas, esto permite movernos en un dominio continuo sin restricción de posición lo que permite tener un barrido completo del área y encontrar claras tendencias en referencia a la producción de energía. Se presenta un modelo de optimización NLP para determinar el diseño de parque eólicos marinos, reduciendo las pérdidas de estela, el área ocupada y la pérdida en los conductores. Se seleccionaron las ecuaciones de análisis que representan dichas problemáticas y, además trata de abordar el problema desde una metodología de cálculo energía adecuada alineándose con lo que marca el organismo internacional NREL.

Durante el estudio se pudo encontrar dos tendencias claras en cuanto al área ocupada y la energía producida, y la longitud de los conductores y energía producida, este último integrado una topología radial de red y teniendo en cuenta pérdidas en los conductores y debidas al efecto estela, estos análisis permitieron tener un criterio de en qué intervalo de valores se puede encontrar las mejores soluciones. En problemas tan complejos es necesario tener herramientas donde podamos ver el comportamiento de las variables de manera individual y conjunta, en este sentido la propuesta cumple, pues logra analizar las variables de área y energía teniendo beneficios significativos en cuanto a la reducción de la superficie ocupada, para la distribución de las turbinas podemos apreciar que la forma en cómo se define la geometría es importante, pues con una diferencia de 350 m para una de las direcciones resulta en un área menor según lo establecido en el modelo y según lo mostrado en la distribución un área de ocupación real mucho menor. En cuanto a la co-optimización se prueba que tener ecuaciones que dependan de una variable en común refiere en un resultado mejor y así fue como se planteó el modelo para realizar la distribución de las turbinas en el parque. El modelo cumple con lo deseado para la solución de proyectos, es una herramienta útil para afinar la

distribución de turbinas mientras se disminuyen las pérdidas de energía para un área de uso mucho menor.

Tras analizar distintos escenarios nos percatamos que el comportamiento del modelo de estela no difiere de manera significativa con lo presentado por otros autores (Tong et al., 2015). En cuanto a los estudios revisados para la realización de este trabajo encontramos, bastantes divergencias en cuanto a la forma de abordar las variables involucradas en los problemas. Para poder profesionalizar el uso de este tipo de herramientas es necesario definir una metodología de manejo de las variables involucradas para que los estudios puedan compararse de manera adecuada y más sencilla.

La geometría del área resulta cumplir un factor importante, por tanto, en próximos trabajos se podría experimentar con círculos, hexágonos o formas irregulares, pues el comportamiento de la ubicación de las turbinas puede tener variaciones grandes con incrementos pequeños, aunado a esto se puede trabajar con distintas direcciones y velocidad de viento anexando costos de los componentes y e integrar el resto de infraestructura eléctrica en el diseño. Como un paso más adelante se puede trasladar esta nueva aproximación a otras áreas de la generación de energía como puede ser la energía mareomotriz.

Herramientas como la aquí presentada pueden tener un impacto significativo en el desarrollo de próximos proyectos de energía eólica, eólica marina y energía mareomotriz en el país, todas funcionan bajo el principio de estela y realizar una evaluación cuantitativa de las características del terreno, viento en el sitio y posición de las turbinas ayuda a precisar el comportamiento del recurso en el lugar eliminando sesgos de los desarrolladores y software donde su experiencia y desarrollo es referida a otras condiciones geográficas y de recurso.

## REFERENCIAS.

- Al Shereiqli, A., Mohandes, B., Al-Hinai, A., Bakhtvar, M., Al Abri, R., Moursi, M. s., y Albadi, M. (2021). Co-optimization of Wind Farm Micro-Siting and Cabling Layouts. *IET Renewable Power Generation*.  
<https://doi.org/10.1049/rpg2.12154>
- Azlan, F., Kurnia, J. C., Tan, B. T., y Ismadi, M. Z. (2021). Review on optimisation methods of wind farm array under three classical wind condition problems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110047.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110047>
- Baker, N. F., Stanley, A. P., Thomas, J. J., Ning, A., y Dykes, K. (2019). Best practices for wake model and optimization algorithm selection in wind farm layout optimization. AIAA Scitech 2019 Forum,
- Bastankhah, M., y Porté-Agel, F. (2014). A new analytical model for wind-turbine wakes. *Renewable Energy*, 70, 116-123.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.002>
- Beşkiri, M., Koç, İ., Haklı, H., y Kodaz, H. (2018). A new optimization algorithm for solving wind turbine placement problem: Binary artificial algae algorithm. *Renewable Energy*, 121, 301-308.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.087>
- Caballero, J., y Grossmann, I. (2007). Una revisión del estado del arte en optimización. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 4, 5-23.
- Candel Laveda, L. I. (2015). Diseño e impacto ambiental de un parque eólico offshore.
- Charhouni, N. (2015, 2015-08-24). Qualification of three analytical wake models. In M. Association Française de, CFM 2015 - 22ème Congrès Français de Mécanique, Lyon, France.
- Cortez, R. I., y Dorrego, J. R. (2020). Analysis of the Wake Effect in the Distribution of Wind Turbines. *IEEE Latin America Transactions*, 18(04), 668-676.
- Costa, A., y Tseveendorj, I. (2012). Symmetry Breaking Constraints for the Problem of Packing Equal Circles in a Square. ICORES,

- Dykes, K. (2020). Optimization of Wind Farm Design for Objectives Beyond LCOE. *Journal of Physics: Conference Series*, 1618, 042039.  
<https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/4/042039>
- Estrada Porrúa, M. (2001). Cambio climático global: causas y consecuencias. *Notas. Revista de información y análisis*(16), 7-16.
- Feng, J., y Shen, W. Z. (2020). Co-optimization of the shape, orientation and layout of offshore wind farms. *Journal of Physics: Conference Series*, 1618, 042023. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/4/042023>
- Ferrari, L. (2013). Energías fósiles: diagnóstico, perspectivas e implicaciones económicas. *Revista Mexicana de Física*, 59(2), 36-43.  
<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=57030971005> (IN FILE)
- Gallo Campos, A. (2022). Modelamiento de parques eólicos offshore de gran tamaño. *Universidad de los Andes*.
- Jensen, N. (1983). Note on wind generator interaction.[Wakes].
- IRENA. (2022). Renewable Power Generation Costs in 2021. *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*.
- Kuo, J. Y. J., Romero, D. A., Beck, J. C., y Amon, C. H. (2016). Wind farm layout optimization on complex terrains – Integrating a CFD wake model with mixed-integer programming. *Applied Energy*, 178, 404-414.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.085>
- Lee, J. C. Y., y Fields, M. J. (2021). An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties. *Wind Energ. Sci.*, 6, 311-365.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.5194/wes-6-311-2021>
- Lumbreras, S., y Ramos, A. (2013). Optimal Design of the Electrical Layout of an Offshore Wind Farm Applying Decomposition Strategies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1434-1441.  
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2204906>
- Niyayifar, A., y Porté-Agel, F. (2016). Analytical Modeling of Wind Farms: A New Approach for Power Prediction. *Energies*, 9(9), 741.  
<https://www.mdpi.com/1996-1073/9/9/741>
- ONU. (1992). Convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático.

- Ortiz, C., Varas, S., y Vera, J. (2000). *Optimización y modelos para la gestión*. DOLMEN EDICIONES.
- Pérez-Rúa, J.-A., y Cutululis, N. (2019). Electrical Cable Optimization in Offshore Wind Farms—A Review. *IEEE Access*, 7, 85796-85811.  
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2925873>
- Pérez-Rúa, J., Stolpe, M., Das, K., y Cutululis, N. A. (2020). Global Optimization of Offshore Wind Farm Collection Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(3), 2256-2267. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2957312>
- Pérez, B., Mínguez, R., y Guanche, R. (2013). Offshore wind farm layout optimization using mathematical programming techniques. *Renewable Energy*, 53, 389-399.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.12.007>
- Ramos, A., Sánchez, P., Ferrer, J. M., Barquín, J., y Linares, P. (2010). Modelos matemáticos de optimización. *Publicación Técnica*, 1.
- Rodrigues, S., Bauer, P., y Bosman, P. A. N. (2016). Multi-objective optimization of wind farm layouts – Complexity, constraint handling and scalability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 587-609.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.021>
- Rodríguez, A. J. L. (2003). *Sistemas Eolicos de Producción de Energía Eléctrica*. Editorial Rueda S.L.
- Sanchez Perez-Moreno, S., Dykes, K., Merz, K., y Zaaijer, M. (2018). Multidisciplinary design analysis and optimisation of a reference offshore wind plant. *Journal of Physics: Conference Series*, 1037, 042004.  
<https://doi.org/10.1088/1742-6596/1037/4/042004>
- Shakoor, R., Hassan, M. Y., Raheem, A., y Wu, Y.-K. (2016). Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen's model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1048-1059.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.229>
- Sørensen, J. N., y Larsen, G. C. (2021). A Minimalistic Prediction Model to Determine Energy Production and Costs of Offshore Wind Farms. *Energies*, 14(2), 448. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/2/448>

- Stehly, T., Beiter, P., y Duffy, P. (2020). *2019 Cost of Wind Energy Review*. U. States. <https://doi.org/10.2172/1756710>
- Suarez, O. (2013). Una aproximación a la heurística y metaheurísticas. *INGE@UAN-Tendencias en la Ingeniería*, 1(2).
- Tong, W., Chowdhury, S., Mehmani, A., Messac, A., y Zhang, J. (2015). Sensitivity of Wind Farm Output to Wind Conditions, Land Configuration, and Installed Capacity, Under Different Wake Models. *Journal of Mechanical Design*, 137(6). <https://doi.org/10.1115/1.4029892>
- Wade, B., Pereira, R., y Wade, C. (2019). Investigation of offshore wind farm layouts regarding wake effects and cable topology. *Journal of Physics: Conference Series*, 1222, 012007. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1222/1/012007>
- Wang, L., Cholette, M. E., Fu, Y., Yuan, J., Zhou, Y., y Tan, A. C. C. (2018). Combined optimization of continuous wind turbine placement and variable hub height. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 180, 136-147. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jweia.2018.07.016>
- Zaar, M. H. (2021). Cambio climático antropogénico y decrecimiento. *Ar@cne. Revista Electrónica de Recursos de Internet sobre Geografía y Ciencias Sociales*, XXV, nº 250. <https://doi.org/https://doi.org/10.1344/ara2021.250.33232>