

Diseño óptimo de parques eólicos mediante la evaluación de múltiples fuentes de interferencia

M. Josefina Fiorini¹, Demian J. Presser^{1,2}, Diego C. Cafaro^{1,2}

¹ Facultad de Ingeniería Química, Universidad Nacional del Litoral, Santiago del Estero 2829, 3000 Santa Fe, Argentina

² INTEC (UNL-CONICET), Güemes 3450, 3000 Santa Fe, Argentina
dpresser@fiq.unl.edu.ar

Resumen. En los últimos años, la energía eólica ha demostrado ser uno de los pilares claves en el desarrollo de energías sustentables. En 2021, se registró un nuevo máximo histórico en el aumento de la capacidad eólica global instalada, con una potencia total equivalente al 7% de la demanda mundial. Aún en este contexto, el diseño de parques eólicos sigue presentando un desafío para la industria, orientado a maximizar la generación de potencia de estos proyectos, considerando efectos de estela e incertidumbre asociada a la ocurrencia de los vientos. Este trabajo presenta un abordaje original para la optimización del diseño de parques eólicos, integrando algoritmos de evaluación de interferencias y programación matemática mixta-entera lineal. A diferencia de contribuciones anteriores, donde los efectos de estela son subestimados en las etapas de diseño, se propone una estimación precisa de interferencias así como un modelo matemático eficiente para optimizar la disposición de los parques. Se presentan dos casos de estudio de dimensiones reales para el análisis y validación de la metodología, para luego establecer conclusiones acerca de la calidad de las soluciones. Las herramientas computacionales presentadas en este trabajo conducen a diseños más eficientes que pueden facilitar la implantación de parques eólicos.

Palabras claves: parques eólicos, diseño, optimización, MILP, energías renovables

1 Introducción

La matriz energética mundial atraviesa un período de transición sin precedentes hacia la descarbonización y sostenibilidad a largo plazo [1]. Esta transición exige un compromiso basado en acciones por parte de todos los actores socio-económicos, que apunten a una transformación del esquema energético actual, basado en energías fósiles, hacia la producción de energía mediante fuentes alternativas, renovables y limpias. Las energías renovables se presentan como uno de los pilares fundamentales para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que producen el calentamiento global. En particular, la energía eólica ha demostrado ser una de las fuentes más prometedoras por su enorme potencial de generación y una continua reducción en sus costos [2].

La potencia producida por un parque eólico está directamente relacionada con la cantidad de turbinas que se instalan. Sin embargo, la ubicación de los aerogeneradores tiene un impacto considerable en la producción, debido a lo que se conoce como efecto de estela. Este fenómeno de interferencia se produce cuando dos turbinas localizadas en cercanía se afectan la una a la otra en su capacidad de generación. Una turbina ubicada aguas arriba puede formar una “sombra” o “estela” en el flujo de aire que pasa a través de ella, afectando a las turbinas que se encuentran detrás. Estos efectos presentan una crucial relevancia en la disposición de los aerogeneradores, ya que pueden implicar una pérdida sustancial en la capacidad de generación sobre las turbinas ubicadas aguas abajo, debido a la reducción de la velocidad del viento. Aún más, estas turbinas son afectadas por fuertes turbulencias que implican mayores costos de mantenimiento debido a mayores vibraciones y desgaste [3]. El diseño de parques eólicos es un proceso mediante el cual se decide sobre las ubicaciones de emplazamiento de cada una de las turbinas que lo conforman, de manera de reducir las interferencias entre generadores y maximizar la capacidad de generación del proyecto y/o sus beneficios económicos [2].

Se han hecho numerosas contribuciones a lo largo del tiempo en relación al problema de diseño de parques eólicos, aunque la mayoría de ellas se concentran en los últimos años. En 1994, Mosetti et al. [4] realizan uno de los primeros aportes en la temática, utilizando el modelo de Jensen [5] para la optimización del diseño de parques eólicos a través de algoritmos genéticos. Recién en el año 2005, Grady et al. [6] presentan un desarrollo de algoritmos genéticos extendidos que permiten abordar problemas de diseño de mayores dimensiones. Años más tarde, Herbet-Acero et al. [7] abordan el problema de configuración óptima de turbinas en parques eólicos comparando distintas metodologías heurísticas y evaluando efectos de estela a través del modelo de Jensen. En el año 2015, Fischetti et al. [3] proponen un modelo de programación matemática mixta entera lineal (MILP) considerando interferencias entre pares de turbinas, empleando también el modelo de Jensen como referencia para el cálculo de estos efectos. En 2019, Ulku et al. [2] proponen un modelo matemático mixto entero no lineal para la resolución del problema, demostrando la complejidad computacional de un abordaje riguroso. Más recientemente, Mokhi et al. [8] y Bellat et al. [9] presentan, respectivamente, diferentes algoritmos metaheurísticos para establecer la mejor localización de subestaciones y cableado interno para un parque con diseño dado.

El problema de diseño de parques eólicos es un desafío vigente y, aun cuando han surgido diversas propuestas para su resolución, la gran mayoría de los trabajos de optimización existentes no ofrecen un tratamiento detallado del impacto que puede generar la combinación de múltiples efectos de estela, directos e indirectos, sobre el desempeño del sistema. Este trabajo propone un abordaje completo del problema, en donde, partiendo de un conjunto de datos de vientos y localizaciones posibles para aerogeneradores en un área de emplazamiento, se evalúan todas las posibles interferencias para luego alimentar un modelo de optimización mixto entero lineal que define la mejor disposición de turbinas en el parque. Estas herramientas son muy eficientes computacionalmente y permiten evaluar distintos diseños de manera rápida y precisa. En las siguientes secciones se propone una definición específica del problema de diseño de parques eólicos y se abordan las etapas de caracterización de perfiles de vientos, evaluación de

interferencias y formulación matemática del programa mixto entero lineal. Finalmente, se presentan dos casos de estudios de dimensiones reales.

2 Definición del problema

El problema de diseño de parques eólicos que se aborda en este trabajo puede definirse como sigue. Dados: (a) un conjunto de localizaciones $i \in I$ posibles para el emplazamiento de aerogeneradores; (b) las probabilidades $\pi(u)$ de cada escenario $u \in U$ de vientos de la región, donde cada escenario está definido por el conjunto de direcciones $d \in D$ y, para cada una de ellas, una velocidad $v \in V$, de modo que $U=D \times V$; (c) la curva de potencia que relaciona velocidades de vientos con la potencia generada por los tipos de aerogeneradores a emplazar; y (d) las relaciones de interferencia por efectos de estela entre las potenciales turbinas para cada dirección del viento; se busca obtener la mejor disposición de aerogeneradores en el espacio que permita maximizar el beneficio neto del proyecto. Para ello, se integran costos de instalación y operación de las turbinas, así como los beneficios por energía generada a lo largo de un período de tiempo objetivo.

Cabe destacar que el diseño óptimo de un parque eólico será aquél que resuelva la situación de compromiso de interferencias esperadas en cada dirección del viento según el perfil probabilístico de ocurrencias de los escenarios anemométricos. En este sentido, la incertidumbre anemométrica desarrolla un papel esencial en el problema de optimización, dado que un diseño óptimo para una dirección puede competir en forma directa con el mejor diseño asociado a otra.

Por otra parte, la estimación precisa de efectos de interferencia en cada dirección constituye un problema en sí mismo. Subestimar dichos efectos puede llevar a soluciones subóptimas donde algunas turbinas pueden tener deficiencias notables en su producción. En este trabajo se propone un tratamiento preciso de los efectos de estela y se evalúa cómo los errores de estimación pueden impactar en el desempeño del parque.

3 Hipótesis

Las hipótesis más importantes asumidas para el desarrollo del modelo pueden resumirse como sigue:

1. Los perfiles de vientos, cómo combinación de direcciones y velocidades posibles, pueden definirse mediante escenarios discretos con probabilidades asociadas.
2. El comportamiento futuro del viento puede inferirse de manera directa de los perfiles anemométricos pasados.
3. Todas las interferencias por efecto de estela entre aerogeneradores son estimadas mediante el Modelo de Interferencias de Jensen [5]. Aun así, el procedimiento es adaptable a cualquier modelo de cómputo de las mismas.
4. Todas las localizaciones potenciales para la instalación de aerogeneradores se encuentran en un mismo nivel topográfico. Esto es, no se consideran desniveles en el terreno de emplazamiento.

5. Cada turbina puede orientar su rotor de modo que el vector normal al plano de rotación de sus aspas sea colineal con la dirección del viento. De este modo, todo el parque se reorienta en dirección al viento.

4 Metodología

En este trabajo se propone un abordaje completo del proceso de diseño de parques eólicos, comprendiendo desde la construcción de perfiles de vientos a partir de datos anemométricos históricos, hasta la obtención de la configuración óptima de aerogeneradores en el terreno de emplazamiento. Para ello, se emplean distintas metodologías específicas. En primer lugar, se propone un análisis probabilístico de los datos históricos disponibles en una región, empleando histogramas polares para cuantificar las probabilidades de ocurrencia de cada una de las direcciones posibles del viento, y la posterior identificación del perfil de velocidades asociadas a cada una de ellas. En segundo término, se propone un algoritmo secuencial que permite estimar en forma precisa efectos de estela de distinta naturaleza, tales como interferencias directas entre turbinas, interferencias indirectas e interferencias conjuntas. Por último, se emplea un modelo de programación matemática mixta-entera lineal para abordar el problema de optimización de la disposición de parques eólicos, considerando distintos tipos de interferencia en su formulación.

4.1 Programación matemática y optimización

La programación matemática refiere a una técnica de optimización orientada a modelar y tomar decisiones relativas al funcionamiento de sistemas complejos (en nuestro caso, los parques eólicos) con el objetivo de encontrar la mejor configuración y/o estrategia de operación de los mismos. Para ello, se identifican y definen las decisiones que pueden tomarse sobre el sistema y se las representa en la forma de variables matemáticas. Estas variables pueden ser de naturaleza discreta, como la decisión de emplazar una turbina en una dada posición, o continua, como el valor de las interferencias entre aerogeneradores. Luego, se establecen conjuntos más acotados de valores posibles para estas variables, a través de la definición de relaciones algebraicas que vinculan a las variables con los parámetros del sistema. Estas relaciones, denominadas restricciones, conforman la región factible del problema de optimización. Las restricciones representan el núcleo central del modelo, pues permiten inferir y limitar el comportamiento de variables de interés a partir de decisiones críticas. Finalmente, se propone una función objetivo que constituye una medida de desempeño del sistema bajo análisis (en nuestro caso, el beneficio neto del parque) y cuyo valor dependerá de los valores adoptados por las variables de decisión. Durante el proceso de optimización se buscará encontrar los valores de las variables de decisión de modo de maximizar o minimizar el valor de la función objetivo.

Cuando uno o más parámetros de un modelo de programación matemática deben ser representados mediante variables aleatorias, se dice que el problema presenta una naturaleza estocástica. Éste el caso del diseño de la disposición de parques eólicos, en donde los escenarios de vientos, tanto en direcciones como en velocidades, son

incierto. En las siguientes secciones se presenta un modelo mixto-entero lineal estocástico para abordar este problema.

5 Diseño óptimo de parques eólicos

5.1 Caracterización de vientos y curvas de potencia

El primer paso en el diseño de la disposición de parques eólicos es la caracterización de vientos. En esta etapa, se busca establecer el perfil probabilístico de ocurrencia de los vientos de una región de emplazamiento mediante el análisis de dos dimensiones: dirección y velocidad. De esta manera, se define la probabilidad de ocurrencia de cada una de las direcciones del viento a lo largo de un horizonte, así como la probabilidad de distintas velocidades en cada una de esas direcciones. Dado que se busca establecer un perfil angular de probabilidades, se emplean histogramas polares para representar la frecuencia de ocurrencias pasadas y computar estimadores.

Según el grado de detalle requerido por el tomador de decisiones y el tamaño del proyecto, pueden adoptarse distintos niveles de discretización angular para representar el comportamiento del viento, tal como se aprecia en la Figura 1. A su vez, dependiendo de la separación mínima entre turbinas admitida por el planificador y la correspondiente área de influencia de los efectos de estela, podría requerirse un menor o mayor nivel de detalle en la caracterización de perfiles. Típicamente, una discretización de 8 direcciones puede resultar suficiente para parques de tamaño promedio [10]. Por otra parte, cada barra del histograma polar de la Figura 1 representa la frecuencia de ocurrencias de cada dirección en el pasado y puede servir como estimador de la probabilidad de ocurrencia futura.

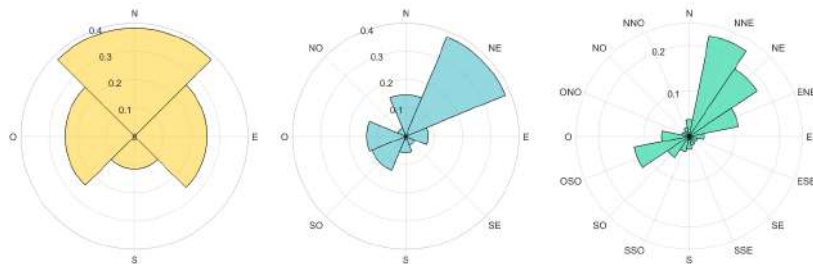


Fig. 1. Histogramas polares para 4, 8 y 16 direcciones del viento sobre el conjunto de datos obtenido de un sistema SCADA en una zona de emplazamiento [11]. Las probabilidades estimadas de ocurrencia se presentan radialmente.

La Figura 2 muestra un diagrama de dispersión de las velocidades registradas durante la historia de una región de emplazamiento, separadas en categorías discretas: Altas, Medias y Bajas. Si se asume una discretización de las velocidades en categorías y se combinan con un histograma de direcciones, puede establecerse una estimación mediante frecuencias de la probabilidad de ocurrencia de cada velocidad en una determinada dirección. De esta manera, puede construirse un perfil anemométrico completo

para una región, en donde se incluyen probabilidades de ocurrencias de vientos que combinen direcciones y velocidades.

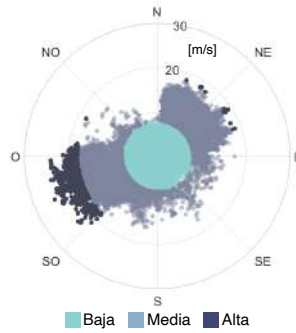


Fig. 2. Diagrama polar de dispersión para la caracterización de velocidades (m/s) en cada dirección del viento. La discretización de velocidades se muestra mediante colores distintos.

Otro de los aspectos importantes del preprocesamiento de la información relativa a parques eólicos refiere a estimar la potencia producida por un aerogenerador bajo determinadas condiciones. Si bien los fabricantes proveen sus turbinas con una curva de potencia teórica asociada, en donde se relaciona la potencia generada con la velocidad del flujo de aire recibido, éstas pueden presentar serias desviaciones respecto al comportamiento real. La Figura 3 presenta un ajuste de regresión logística sobre los datos de potencia registrados por un sistema SCADA para un generador de referencia [11]. El uso de curvas empíricas permite establecer estimaciones realistas respecto de la potencia del sistema.

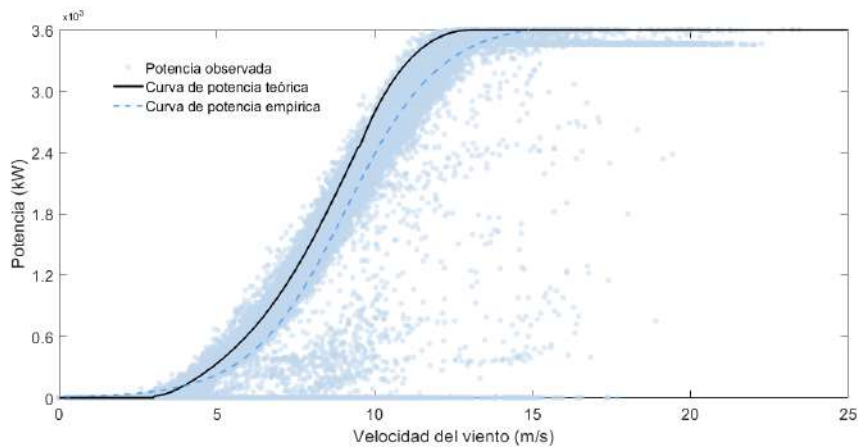


Fig. 3. Caracterización de curva de potencia empírica mediante ajuste de regresión logística.

Los perfiles probabilísticos de vientos y la curva de potencia empírica son empleados como datos de entrada al modelo de optimización que se propone en las siguientes secciones.

5.2 Estimación de interferencias

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de parques eólicos es el tratamiento de las interferencias entre aerogeneradores. Los efectos de estela pueden reducir considerablemente el desempeño energético del sistema y es imprescindible cuantificarlos correctamente durante la etapa de diseño.

En este trabajo, se propone un algoritmo que permite, empleando el modelo de interferencias de Jensen [5], estimar efectos de distinta naturaleza entre turbinas. La mayor parte de las contribuciones relativas al diseño de parques eólicos establecen subestimaciones de interferencia, considerando sólo aquellas que ocurren entre pares de turbinas. Sin embargo, otros efectos de interferencia muy importantes ocurren por fenómenos indirectos o de “cadena”. Esto es, cuando un aerogenerador perjudica la velocidad de la corriente de aire recibida por su inmediato posterior, y éste, a su vez, la reduce aún más para la siguiente turbina aguas abajo. Por otra parte, dos aerogeneradores pueden afectar a un tercero en forma combinada cuando sus áreas de influencia de estela afectan a una misma turbina. El área de influencia de la estela de un generador puede aproximarse mediante una región cónica truncada, en donde el espacio de reducción de velocidad del aire (v_0) presenta una amplitud mayor a medida que se aleja de la turbina que lo origina, aumentando linealmente a razón de un parámetro α , y con una cierta longitud lineal (le) a partir de la cual el efecto de estela ya no tiene influencia sobre otros aerogeneradores [12]. Dicha representación puede verse en la Figura 4. En esta figura, r_0 indica el radio del aerogenerador incluyendo las aspas mientras que $r(x)$ define el radio del cono de influencia del efecto estela como función de la distancia aguas abajo (x) de una turbina i según la dirección del viento.

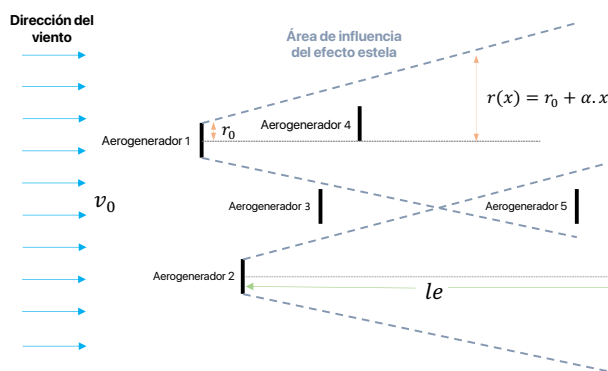


Fig. 4. Ilustración del área de influencia de las interferencias mediante efectos de estela.

Los efectos indirectos no pueden ser capturados mediante los tradicionales cálculos de interferencia entre pares de aerogeneradores. A continuación, se presenta un algoritmo que permite estimar interferencias complejas, a partir de recorrer en cada dirección del viento, los puntos potenciales de localización de turbinas y calcular el impacto aguas abajo. Para ello, se debe disponer de la grilla de sitios potenciales y de las $|K|$

direcciones del viento sobre las que se busca evaluar efectos de interferencia. En lo que sigue, se asume afectación completa del área de rotación de las aspas por la estela.

Algoritmo - Cómputo de interferencias

Sea I el conjunto de localizaciones potenciales de aerogeneradores en la región.

Sea K el conjunto de direcciones del viento consideradas en el diseño del parque eólico.

Sea WS el conjunto discreto de rangos de velocidades posibles en cada dirección.

Sea le la distancia entre aerogeneradores en la dirección del viento a partir de la cual el efecto de estela ya no es relevante (ver Figura 4).

Sea $INT_{i,j,k}$ una matriz binaria que indica si el aerogenerador potencial i interfiere a otro j en la dirección k .

Sea $vr_{i,j,k}$ la proporción de la velocidad del viento que recibe j por la interferencia producida por i en la dirección k .

Sea r el radio del cono de influencia del efecto de estela. Se asume que $r(d_k) = r_0 + \alpha d_k$, donde r_0 es el radio del aerogenerador (incluyendo aspas), α es un factor de escala del radio en función de la distancia d_k aguas debajo de la turbina, en la dirección k .

Sea C_T el coeficiente de empuje característico del aerogenerador.

Inicialización

Establecer dirección del viento como $k=k_1$.

Programa principal

1. **Detección y cuantificación de interferencias.** Establecer las coordenadas (x_0, y_0) de la localización i_0 más alejada en la dirección k . Establecer $i'=i_0$.
 - 1.1. Construir una recta R_k cuyo vector director sea perpendicular a la dirección del viento k y que pase por el punto i_0 .
 - 1.2. Calcular la distancia mínima $d_{i,k}$ de cada punto $i \in I$ a la recta R_k .
 - 1.3. Ordenar los elementos del conjunto I según $d_{i,k}$, de menor a mayor.
 - 1.4. Comenzando desde $i'=1$, recorrer los elementos i de orden superior en el conjunto I ordenado.
 - 1.4.1. Computar la resta $dist_{i,j}$ entre los vectores posición de i' e i .
 - 1.4.2. Calcular la proyección de $dist_{i,j}$ en la dirección de k , $l = \text{proy}_k(dist_{i,j})$.
 - 1.4.3. Si $l > le$, las turbinas no se interfieren. $INT_{i',i,k}=0$; $vr_{i',i,k}=1$. Ir a paso 1.4.5. De otra manera, continuar en 1.4.4.
 - 1.4.4. Calcular la proyección de $dist_{i,j}$ en la dirección perpendicular a k , $t = \text{proy}_{\perp k}(dist_{i,j})$.
 - 1.4.4.1. Si $t > r(l)$, las turbinas no se interfieren. $INT_{i',i,k}=0$; $vr_{i',i,k}=1$. Ir a paso 1.4.5. De otra manera ir a 1.4.4.2.
 - 1.4.4.2. i es interferido por i' . $INT_{i',i,k}=1$; $vr_{i',i,k}=1 + (\sqrt{1 - c_T} - 1) \left(\frac{r_0}{r}\right)^2$ (Jensen [5]). Ir a 1.4.5.
 - 1.4.5. Si i no es el último elemento del conjunto I ordenado, actualizar i con el siguiente elemento. Volver a 1.4.1. En caso contrario, ir al paso 1.5.
 - 1.5. Si i' no es el último elemento del conjunto I ordenado, actualizar i' con el siguiente elemento ordenado en I y volver a 1.4. En caso contrario, ir a 2.
2. **Cálculo de interferencias de pares.** Establecer $i'=i_0$.
 - 2.1. Comenzando en i' , recorrer los elementos i de orden superior en el conjunto I ordenado y calcular la proporción de velocidad del viento que recibe la turbina i' debido a la interferencia de i en la dirección k , $Vfp_{i',i,k}$.
 - 2.1.1. Si $INT_{i',i,k}=0$, $Vfp_{i',i,k}=1$. Ir a paso 2.1.3. De otra manera, continuar en 2.1.2.
 - 2.1.2. Si $INT_{i',i,k}=1$, $Vfp_{i',i,k}=vr_{i',i,k}$. Ir a 2.1.3.
 - 2.1.3. Si i no es el último elemento del conjunto I ordenado, actualizar i con el siguiente elemento. Volver al paso 2.1.1. Caso contrario, ir al paso 2.2.

- 2.2. Si i' no es el último elemento del conjunto I ordenado, actualizar i' con el siguiente elemento del conjunto. Volver a 2.1. En caso contrario, ir a 3.
3. **Cálculo de interferencias directas, indirectas y conjuntas.** Establecer $i'=i_0$.
- 3.1. Comenzando en i' , recorrer los elementos i de orden superior en el conjunto I ordenado, calcular la proporción de velocidad del viento recibida por la turbina i' debido a la interferencia de múltiples aerogeneradores en la dirección k , $V_{f_{i',k}}$.
- 3.1.1. Si $\sum_{i=1}^I INT_{i,i',k} = 0$, $V_{f_{i',k}}=1$, i' no está interferida. Ir a paso 3.1.4. De otra manera, continuar en 3.1.2.
- 3.1.2. Si $\sum_{i=1}^I INT_{i,i',k} = 1$, recorrer los elementos del conjunto I ordenado. Si $INT_{i,i',k}=1$, $V_{f_{i',k}} = (vr_{i,i',k} V_{f_{i,k}})$. Ir a 3.1.4. De otra manera, continuar en 3.1.3.
- 3.1.3. Si $\sum_{i=1}^I INT_{i,i',k} > 1$, recorrer el conjunto I . Conformar el conjunto J con todo i que cumpla con $INT_{i,i',k}=1$. Luego:
- $$V_{f_{i',k}} = 1 - \sqrt{\sum_{j \in J} (1 - V_{f_{j,k}} vr_{j,i',k})^2}$$
- 3.1.4. Si i no es el último elemento del conjunto I ordenado, actualizar i con el siguiente elemento. Volver al paso 3.1. Caso contrario, ir al paso 3.2.
- 3.2. Si k no es el último elemento del conjunto K , actualizar $k=k+1$. Ir al paso 1. Caso contrario, ir a paso 4.
4. Fin del programa.

Este algoritmo permite calcular interferencias entre aerogeneradores potenciales según su localización, dirección del viento y áreas de influencia esperadas. Mientras que el paso 2 propone el cálculo de interferencias entre dos turbinas aisladas, el paso 3 captura todas las posibles fuentes de interferencias del parque. Esto es, interferencias no sólo por efectos de estela directos, sino por encadenamientos y por fenómenos de afectación conjunta (ver aerogenerador 5 en Figura 4). En la siguiente sección, se presenta un modelo de programación matemática que permite resolver el problema de optimización de parques eólicos considerando distintos tipos de interferencia que constituyen la salida de este algoritmo.

5.3 Formulación matemática MILP para la optimización del diseño de parques eólicos

En esta sección, se presenta un modelo de programación matemática mixta-entera lineal que permite obtener la configuración óptima de disposición de aerogeneradores en el plano, de manera de maximizar el beneficio del proyecto.

Considere $i \in I$ como las locaciones potenciales para la instalación de aerogeneradores y d_{ij} la distancia entre dos localizaciones de instalación potencial i y j . Sea D_{min} la distancia mínima entre dos turbinas a ser emplazadas y sea x_i una variable binaria que adquiere valor 1 si un aerogenerador es instalado en la posición i . De esta manera, la Ec. (1) prohíbe la instalación simultánea de dos turbinas que no cumplan con la condición de distancia mínima establecida por seguridad.

$$x_i + x_j \leq 1 \quad \forall (i, j) \mid d(i, j) \leq D_{min} \quad (1)$$

La ecuación (2), por su parte, permite establecer cuándo se instala un par de turbinas i y j , relacionando las variables binarias de instalación individual con la variable binaria de instalación simultánea $y_{i,j}$. Esta variable permite imputar, posteriormente, las interferencias directas entre dos turbinas.

$$x_i + x_j - 1 \leq y_{i,j} \quad \forall (i,j) \mid d(i,j) > D_{min} \quad (2)$$

Sin embargo, como se explicó en las secciones previas, imputar interferencias directas podría no ser suficiente para establecer una configuración espacial eficiente para un parque eólico. En términos generales, los efectos de cadena podrían producir reducciones sustanciales en la velocidad del viento recibida por un tercer o cuarto aerogenerador. La ecuación (3) permite identificar la instalación simultánea de 3 turbinas en las locaciones i , i' y j , respectivamente, mediante la variable binaria $ys_{i,i',j}$. Como se mencionó anteriormente, las interferencias indirectas provienen fundamentalmente de dos fenómenos: el encadenamiento de efectos directos y el efecto conjunto de dos interferencias directas [13]. El primero se da cuando varias turbinas se posicionan a lo largo de una línea de interferencia recibiendo, sucesivamente, reducciones de velocidad acumuladas, mientras que el segundo se da cuando dos turbinas superponen sus áreas de efecto de estela sobre una tercera (ver Figura 4). Dada la distancia mínima entre turbinas sugerida en la industria, este último efecto no puede darse entre más de tres aerogeneradores, debido a que no podría existir una superposición de más de dos áreas de interferencia cuando se fija una dirección. Sin embargo, dependiendo de la configuración de la grilla potencial de instalación, los efectos de cadena pueden involucrar numerosas turbinas. Para tratar estos efectos, se propone el uso de variables binarias que capturen la instalación de 3 turbinas y que permitan imputar sus interferencias indirectas. El procedimiento para añadir efectos indirectos de más turbinas procede en forma similar y se omite en este trabajo por simplicidad.

$$x_i + x_{i'} + x_j - 2 \leq ys_{i,i',j} \quad \forall i, i', j \quad (3)$$

La ecuación (4) permite capturar la interferencia total recibida por una turbina, tanto de efectos directos como indirectos. La variable continua W_i indica la reducción de potencia que recibe la turbina i por la presencia de turbinas individuales (interferencia directa) y por efectos de cadena o combinaciones (interferencia indirecta y conjunta). Nuevamente, pueden añadirse más términos al lado izquierdo de la ecuación 4 para imputar efectos indirectos de 4 o más turbinas. En efecto, mediante una extensión trivial del algoritmo de la sección 5.2, pueden calcularse interferencias indirectas entre 4 o más turbinas e imputarlas en forma separada. El parámetro W_{max} representa la potencia teórica máxima que puede entregar un generador.

$$\sum_{i'} ip_{i',i} y_{i,i'} + \sum_{j,i'} is_{i',j,i} ys_{i,i',j} \leq W_i + W_{max}(1 - x_i) \quad \forall i \in I \quad (4)$$

$$ip_{i',i} = \sum_k \sum_{ws(k)} \pi_k \gamma_{k,ws} w k_{k,ws,i'} \quad (5)$$

Notar que el valor de las interferencias directas esperadas ($ip_{i',i}$) y secundarias ($is_{i',i,j}$) constituyen parámetros obtenidos a partir de computar el valor esperado de interferencias directas e indirectas del algoritmo presentado en la sección 5.2. Para ello, se emplean las probabilidades estimadas en la sección 5.1 para todas las direcciones y velocidades posibles, tal como se indica en la ecuación (5), ilustrando en este caso el cómputo de interferencias directas. En esta ecuación, π_k refiere a la probabilidad de ocurrencia de la dirección k del viento, mientras que $\gamma_{k,ws}$ indica la probabilidad de verificar una velocidad ws en la dirección k . Por otra parte, $wk_{k,ws,i',i}$ es un parámetro que indica la reducción de potencia por interferencia directa de la turbina i' a i en la dirección del viento k , para una velocidad ws . Esta reducción se obtiene de restar la potencia que se generaría a la velocidad original (V_0) del viento con respecto a la que se obtendría al recibir una velocidad reducida ($V_{fp_{i',i,k}}$). El cómputo de interferencias indirectas se realiza de forma análoga.

Finalmente, la ecuación (6) establece un número máximo de turbinas a instalar, en virtud de un presupuesto disponible.

$$\sum_i x_i \leq N_{max} \quad (6)$$

La función objetivo (Ec. (7)) del modelo de programación matemática busca maximizar los beneficios del proyecto, computando costos de instalación (inv), costos de operación ($opex$) e ingresos por producción y venta de energía eléctrica (pv) a lo largo de un período de evaluación (Δ). En esta ecuación, pw_i es la potencia esperada del aerogenerador según perfiles de ocurrencia del viento y curva de potencia teórica.

$$\max z = \sum_i [(pw_i x_i - W_i) pv \Delta - inv x_i - opex x_i \Delta] \quad (7)$$

El modelo presentado es implementado en software GAMS 37 y resuelto mediante GUROBI 9.5.1.

6 Resultados

Para demostrar el potencial de las herramientas se proponen dos casos de estudio ilustrativos de dimensiones reales, con una fuerte componente de incertidumbre. Para el primero de ellos, se dispone de un terreno de 1.68 km² con 25 localizaciones potenciales para la instalación de aerogeneradores de tipo Vestas V80 de 2MW de potencia máxima. No se asumen restricciones de presupuesto. Los datos de vientos se obtuvieron de un sistema SCADA de la región y su procesamiento es el que se presentó en la sección 5, con 8 discretizaciones para las direcciones de viento. Todos los parámetros empleados para los casos de estudio pueden encontrarse en el **Material Suplementario**.

La disposición óptima del parque será aquella que resuelva el compromiso entre el aprovechamiento y las interferencias entre turbinas bajo las distintas direcciones y

velocidades posibles. Si se conoce con certeza la dirección y velocidad del viento, entonces el problema es de carácter determinístico y puede resolverse para una única dirección. La Figura 5 muestra cómo se comporta el procedimiento de optimización en condiciones determinísticas y ante evaluaciones distintas de interferencias. La única dirección plausible de ocurrencia en esa figura es la Noreste (NE), con una velocidad constante. Mientras que el lado izquierdo de la figura muestra los resultados de considerar sólo interferencias directas, el lado derecho demuestra cómo la inclusión de interferencias indirectas puede reducir considerablemente la conveniencia de instalar ciertas turbinas. Éste es el caso de las turbinas 13 y 6, las cuales generarían una interferencia en cadena muy significativa sobre los generadores 5 y 2, respectivamente.

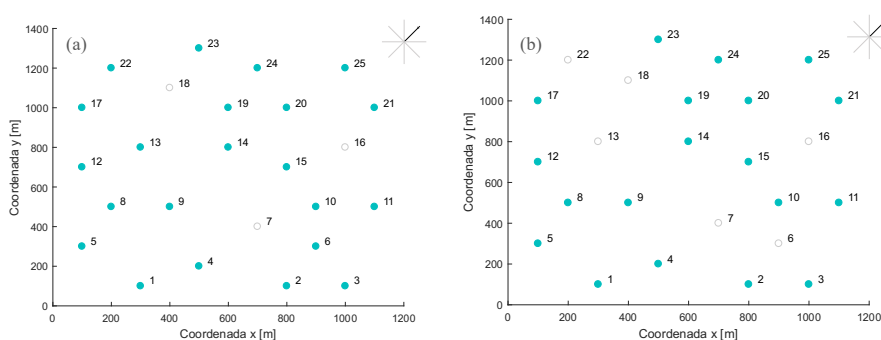


Fig. 5. Configuraciones óptimas para una sola dirección de vientos (NE) y velocidad constante. (a) Disposición computando interferencias directas. (b) Disposición por cómputo completo de interferencias. Los puntos vacíos indican sitios donde no es conveniente emplazar turbinas.

Sin embargo, en condiciones reales, el problema presenta un carácter estocástico, puesto que los parámetros de velocidades y direcciones del viento constituyen variables aleatorias. Las decisiones involucradas son de una única etapa. Esto es, todo lo que se decida a tiempo presente deberá ponderar todos los posibles escenarios de ocurrencia futura. Si se evalúa el sistema bajo el perfil anemométrico presentado en la sección 5, la solución sugiere la instalación de 16 aerogeneradores con un beneficio neto de 3.45 MUSD para un período de 8 años (ver Figura 6). Notar que una subestimación de las interferencias considerando sólo los efectos directos conduce a la instalación de 18 generadores, dos de los cuales no resultarían rentables al cabo del período de evaluación. La Tabla 1 muestra los valores de reducción de potencia directa e indirecta para cada aerogenerador sugerido en el caso propuesto. Como puede apreciarse, los efectos de interferencia indirecta presentan una enorme significancia en la producción de energía del parque. El tiempo de resolución para este caso de estudio es de unos pocos segundos en una PC con procesador Intel Core i3-6006U con 4 GB de memoria RAM.

Finalmente, se propone la resolución de un segundo caso, de 2.85 km² y 55 localizaciones potenciales para el emplazamiento de aerogeneradores. Tanto los modelos de generadores y sus curvas de potencia como el perfil anemométrico se mantienen respecto del caso anterior. Tal cómo se muestra en la Figura 7, el procedimiento sugiere la instalación de 31 turbinas, con un beneficio esperado de 6.89 MUSD para 8 años de operación. El modelo MILP presenta 638,660 ecuaciones, 160,433 variables discretas,

56 continuas, y requiere un tiempo de CPU de 14.2 minutos para alcanzar la optimalidad global. Los resultados indican que los beneficios reales son un 9.45% superiores a los beneficios que se obtendrían bajo un diseño de 37 aerogeneradores basado únicamente en interferencias directas.

Tabla 1. Interferencias recibidas por los aerogeneradores instalados.

Locación	Int. Directas [kWh]	Int. Indirectas [kWh]	Int. Total [kWh]	Locación	Int. Directas [kWh]	Int. Indirectas [kWh]	Int. Total [kWh]
i1	29.90	105.07	134.98	i13	33.57	73.82	107.40
i2	41.28	43.46	84.75	i15	48.52	42.47	90.99
i3	20.29	23.12	43.41	i17	50.59	131.17	181.77
i5	35.38	68.52	103.90	i19	54.85	10.32	65.18
i9	11.97	14.40	26.37	i20	39.83	20.08	59.92
i10	50.05	46.16	96.22	i21	21.27	47.20	68.48
i11	12.38	17.29	29.67	i23	20.91	49.66	70.58
i12	35.58	48.33	83.92	i25	9.70	7.62	17.33

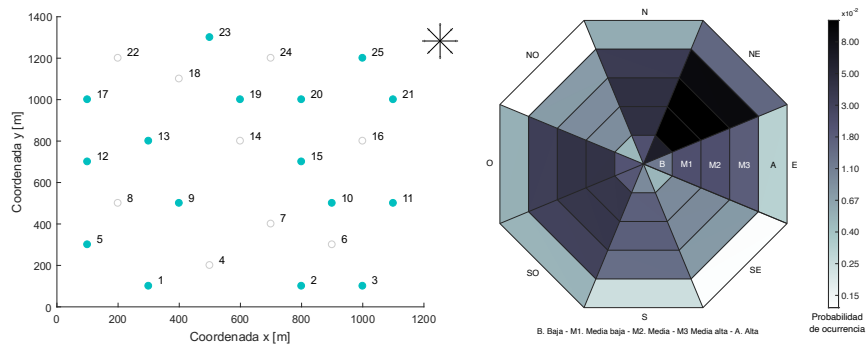


Fig. 6. Configuración óptima para el Caso de Estudio 1, obtenida para un perfil anemométrico incierto y la consideración de interferencias directas e indirectas.

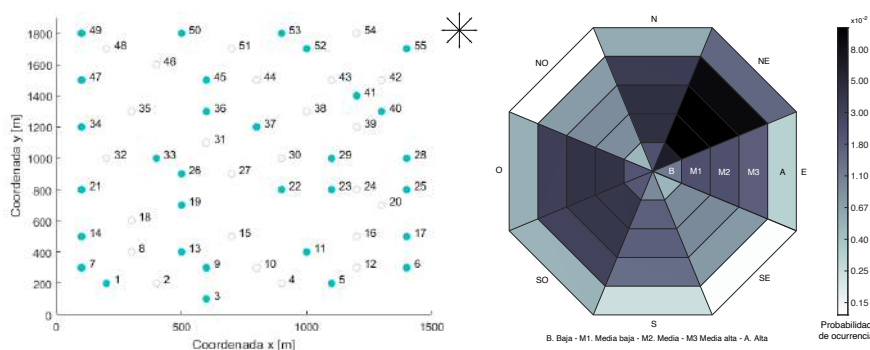


Fig. 7. Configuración óptima para el Caso de Estudio 2, obtenida para un perfil anemométrico incierto y la consideración de interferencias directas e indirectas.

7 Conclusiones

Se ha desarrollado un abordaje completo y detallado del problema de disposición óptima de aerogeneradores en parques eólicos. A diferencia de contribuciones previas, las herramientas propuestas permiten establecer diseños óptimos que contemplan todas las fuentes de interferencia, tanto directas como indirectas. Aún más, se demostró que subestimar los efectos de estela puede afectar sustancialmente los beneficios de un proyecto. Por otra parte, contemplar interferencias indirectas como restricciones en modelos de optimización podría conducir a formulaciones no lineales de resolución desafiante. Es por eso que se desarrolló un algoritmo eficiente para el cómputo de todas las fuentes de interferencias previo a la resolución del problema de optimización, en donde las pérdidas potenciales entran en juego como parámetros.

Adicionalmente, se presentó un modelo MILP eficiente que permite resolver problemas de diseño de gran escala, contemplando todas las fuentes de interferencia posibles. Se trata, además, de un modelo flexible que por sus características puede adaptarse a distintas geometrías del terreno de emplazamiento.

En el futuro, se buscará incursionar en modelos eficientes para la resolución simultánea del diseño de parques eólicos, la localización de subestaciones de colección y transformación y el diseño de redes de cableado interno para estos proyectos. Además, se implementarán otras funciones objetivo de carácter técnico-económico y un tratamiento continuo de los puntos de localización.

Referencias

1. Acuerdo de París. Naciones Unidas (2015). <https://www.un.org>
2. Ulku, I., Alabas-Uslu C.: A new mathematical programming approach to wind farm layout problem under multiple wake effects. *Renewable Energy* 136 (2019) 1190-1201
3. Fischetti, M., Leth J., Bech Borchersen A.: A Mixed-Integer Linear Programming approach to wind farm layout and inter-array cable routing. *American Control Conference* (2015)
4. Mosetti G., Poloni C., Diviacco B.: Opt. of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. *J. of Wind Eng. and Ind. Aerodynamics* 51 (1994) 105-116
5. Jensen N.O.: A Note on Wind Generator Interaction. *Risø National Laboratory* (1983)
6. Grady S.A., Hussaini M.Y., Abdullah M.M.: Placement of wind turbines using genetic algorithms. *Renewable Energy* 30 (2005) 259-270
7. Herbert-Acero J.F., Franco-Acevedo J.R., Valenzuela-Rendón M., Probst-Oleszewski O.: Linear wind farm layout opt. through comp. int. *Adv. in Artificial Int.*, pp.692-703 (2009)
8. Mokhi C.E., Addaim A.: Optimal Substation Location of A Wind Farm Using Different Metaheuristic Algorithms. *IEEE, 6th International Conf. on Opt. and Applications*, (2020)
9. Bellat A., Tyass I., Mansouri K., Raihani A.: New approach to optimize the cost and inter-connections of wind turbines using the PSO algorithm. *E3S Web of Conf.* 336, 00013 (2022)
10. LoCascio, M., Bay, C., Bastankhah, M., Barter, G., Fleming, P., Martínez Tossas L. FLOWERS: An int. appr. to eng. wake models. *Wind Energy Sci. Disc.* 7 (2022) 1137-1151
11. Wind Turbine SCADA Dataset (2018). <https://www.kaggle.com/datasets>
12. Moskalenko, N., Rudion K., Orths, A.: Study of wake effects for offshore wind farm planning. *IEEE Proceedings of the Int. Symposium, Modern Electric Power Systems* (2010)
13. Kusiak A., Song Z.: Design of wind farm layout for maximum wind energy capture. *Renewable Energy* 35 (2010) 685-694