



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES  
INSTITUTO DE INGENIERÍA

Análisis de la evaluación del  
recurso eólico y la producción  
de potencia real para una  
granja eólica en el sureste de  
México

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniera en Energías Renovables**

**PRESENTA**

Anahi Olmos Oviedo

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández



Temixco, Mor., Diciembre 2018



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# Agradecimientos

---

A mi familia: a mi madre, a mi padre y a mi hermano por estar siempre presentes.  
A mi tío Miguel, por su apoyo incondicional y por adentrarme en este inmenso mundo del saber, mi eterna gratitud siempre.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y al Instituto de Energías Renovables por abrirme sus puertas y permitirme crecer en el ámbito académico y profesional.

A mis profesores de la LIER por sus enseñanzas y paciencia.

A mi segunda familia que encontré al llegar aquí, a todos mis amigos con los que compartí tantos momentos y vastas experiencias.

A mis sinodales:

Al Dr. Osvaldo Rodríguez, mi asesor, por compartirme sus conocimientos en el área de la energía eólica y por guiarme en la realización de este trabajo.

Al Dr. Miguel Robles por todos sus consejos a lo largo de la carrera.

A la Dra. Karla Cedano por enseñarme que el placer y la felicidad del trabajo están siempre en encontrar lo que te gusta hacer.

Al Mtro. Ubaldo Miranda y al M.I. Roberto por su valioso tiempo dedicado a revisar mi trabajo.

Todo mi agradecimiento y aprecio para Maribel Fernández quien estuvo presente desde el primer día que comencé este camino hasta el día en que lo culminé.

Al proyecto 22063 *“Fortalecimiento del campo de energía eólica en el programa de Doctorado en Ingeniería Campo de conocimiento en Energía con sede en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México”* en el marco de la convocatoria S0019-2015-06 del Fondo Sectorial CONACyT- SENER- Sustentabilidad Energética por su apoyo en el financiamiento para el desarrollo del presente trabajo.

Agradecimiento al Programa UNAM-DGAPA-PAPIIT IA107416 *“Estudio aeroacústico en turbinas de viento de eje horizontal”*.

---

*A Dios.  
A mi familia:  
Tío Miguel, gracias por tu apoyo incondicional,  
Marybell y Martín, gracias por todo su amor.*

# Resumen

---

Los proyectos de energía eólica requieren la evaluación del recurso del viento disponible y la orografía del sitio en donde se pretenden instalar las turbinas eólicas. El trabajo presentado tiene como objetivo analizar el recurso eólico y la producción de energía anual de una granja eólica del sureste de México.

El análisis se desarrolla considerando dos conjuntos de datos obtenidos en dos diferentes años. El primero corresponde a un conjunto de velocidades de viento obtenido de una torre anemométrica con registros a dos alturas para el año 2006. El segundo es un conjunto de velocidades de viento y producción de potencia del año 2016, esta información fue obtenidas del sensor anemométrico de un aerogenerador de 2 MW de potencia nominal instalado en una granja eólica. La distancia entre ambos sitios de estudio, la torre anemométrica y la granja eólica, es de 10 km.

A partir de estos, se desarrolla un estudio de evaluación del recurso eólico para el conjunto de datos medido en 2006 y se analizan los resultados con los datos reales del 2016 de la producción de potencia real del aerogenerador, para posteriormente estimar la producción de la granja. Los parámetros de estudio son: energía anual producida y factor de planta.

En primer lugar, se analizan las direcciones y velocidades del sitio de los dos conjuntos de datos. Posteriormente, se selecciona la tecnología del aerogenerador, modelo similar al que se encuentra instalado en la granja eólica. Se desarrolla un modelo que considera la caracterización del relieve en el emplazamiento (curvas de nivel, perfil de elevación del viento, rugosidad y edificaciones cercanas) y se obtienen resultados en los dos escenarios temporales.

Los resultados muestran que para ambos años la dirección preferente del viento es similar, así como una velocidad de viento, lo que permitió estimar la energía anual producida para el año 2006 y 2016 con una diferencia del 2%. La comparación de los datos del 2016 con la producción real de energía muestra que el factor de planta es 0.2% mayor para ese año. La sobreestimación calculada en este análisis puede deberse a los paros programados por operación y mantenimiento de la granja. Por lo anterior se concluye que el modelo y metodología aplicada es una herramienta confiable para la descripción de la operación de una granja eólica.

# Contenido

---

<b>1 .Introducción</b>	<b>1</b>
1 .1.Antecedentes . . . . .	1
1 .2.Justificación . . . . .	9
1 .3.Objetivo . . . . .	9
1 .4.Estructura del trabajo . . . . .	9
<b>2 .Marco Teórico</b>	<b>10</b>
2 .1.Recurso eólico . . . . .	12
2 .1.1. Características del viento . . . . .	12
2 .1.2. Estimación del recurso eólico . . . . .	15
2 .2.Evaluación del recurso eólico . . . . .	21
2 .2.1. Medición de datos . . . . .	21
2 .2.2. Análisis directo . . . . .	22
2 .2.3. Análisis estadístico . . . . .	25
2 .3.Producción de energía eléctrica . . . . .	26
<b>3 .Metodología</b>	<b>29</b>
3 .1.Emplazamiento . . . . .	29
3 .2.Datos de viento . . . . .	31
3 .3.Cálculo de la energía anual producida . . . . .	32
<b>4 .Resultados</b>	<b>34</b>
4 .1.Evaluación del recurso eólico . . . . .	34
4 .2.Resultados teóricos . . . . .	39
4 .3.Producción del aerogenerador . . . . .	40
4 .3.1. Resultados simulados . . . . .	40
4 .3.2. Comparación de resultados . . . . .	42
4 .4.Granja eólica . . . . .	43
4 .5.Mapa del recurso eólico en la región . . . . .	46
<b>5 .Conclusiones</b>	<b>48</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>50</b>

# Índice de figuras

---

1 .1.	Emisiones antropógenas anuales totales de GEI 1970- 2010 . . . . .	2
1 .2.	Capacidad de energía eólica instalada acumulada mundial . . . . .	3
1 .3.	Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en México . . . . .	5
1 .4.	Evolución de la capacidad y generación de energía eólica en México . . . . .	6
1 .5.	Capacidad y generación en centrales eólicas 2017 en México . . . . .	7
1 .6.	Prospectiva de la energía eólica 2017-2031 en México . . . . .	7
2 .1.	Elementos de un aerogenerador . . . . .	10
2 .2.	Cadena de valor de un proyecto eólico . . . . .	12
2 .3.	Patrón de circulación de vientos globales . . . . .	13
2 .4.	Circulación de vientos locales: brisa marina y terrenal . . . . .	14
2 .5.	Efectos de estela en aerogeneradores . . . . .	15
2 .6.	Flujo de aire a través del rotor de área ( $A$ ) y velocidad de viento ( $U$ ) . . . . .	16
2 .7.	Ejemplo perfil de viento ideal vs. experimental . . . . .	17
2 .8.	Perfil de viento afectado por la estela de un aerogenerador . . . . .	20
2 .9.	Modelo esquemático de la estela de Jensen . . . . .	21
2 .10.	Curva de potencia de un aerogenerador y distribución de probabilidad de la velocidad del viento . . . . .	23
2 .11.	Ejemplo de histograma de datos de la velocidad del viento. . . . .	24
2 .12.	Ejemplo de rosa de los vientos. . . . .	24
2 .13.	Distribución de Weibull. . . . .	26
2 .14.	Promedio global de los costos totales de instalación, FP y LCOE 2010-2017 . . . . .	28
3 .1.	Ubicación del sitio de estudio . . . . .	30
4 .1.	Año 2006-2016: Velocidad media mensual . . . . .	35
4 .2.	Año 2006-2016: Rosas de los vientos. . . . .	36
4 .3.	Año 2006-2016: Perfiles verticales de viento. . . . .	37
4 .4.	Año 2006-2016: Distribución de la velocidad del viento y Weibull PDF. . . . .	38
4 .5.	Aerogenerador 2006-2016: Energía mensual producida y Factor de planta . . . . .	40
4 .6.	Aerogenerador 2006- 2016: Energía anual producida estimada vs. Sector. . . . .	41
4 .7.	Comparación de resultados 2016: Energía vs. Sector. . . . .	43
4 .8.	Posición de los aerogeneradores en la granja eólica. . . . .	44
4 .9.	Granja eólica 2006-2016: Energía anual producida estimada vs. Sector. . . . .	45
4 .10.	Mapa de las velocidades de viento estimadas en la región. . . . .	46
4 .11.	Mapa de la energía anual producida estimada en la región. . . . .	47

# Índice de tablas

---

2 .1. Coeficientes de fricción para distintos tipos de terreno. . . . .	18
2 .2. Clase de rugosidad del terreno. . . . .	19
3 .1. Especificaciones de la granja eólica. . . . .	31
3 .2. Especificaciones de la torre anemométrica. . . . .	32
4 .1. Año 2006-2016: Velocidad media y desviación estándar anual. . . . .	34
4 .2. Aerogenerador 2006-2016: Energía anual producida y factor de planta estimados.	41
4 .3. Aerogenerador: Comparación de resultados. . . . .	42
4 .4. Granja eólica 2006-2016: Energía anual producida y factor de planta estimados.	44



---

## Capítulo 1

# Introducción

---

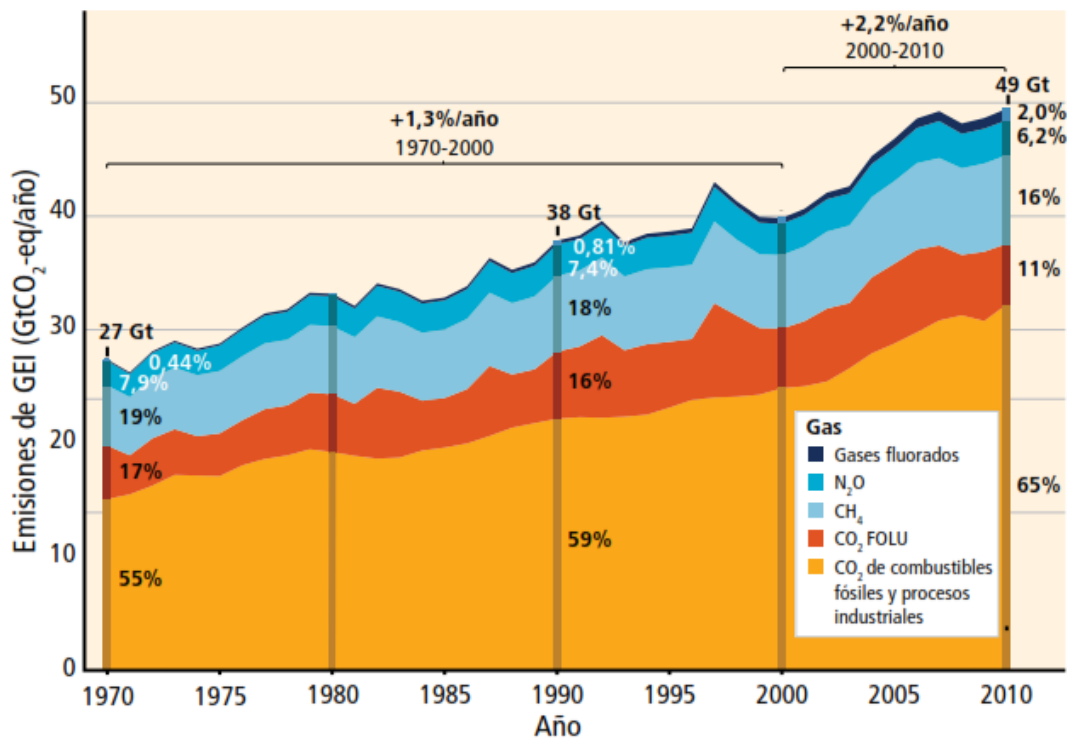
### 1 .1. Antecedentes

Los servicios de energía son indispensables en el desarrollo de la humanidad. Son un elemento fundamental para la ejecución de actividades cotidianas y para cubrir necesidades básicas en las sociedades, tales como: cocina, iluminación, transporte y comunicación. El uso de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) se ha incrementado en los últimos años para satisfacer la creciente demanda energética y se han convertido en el suministro de energía predominante en el mundo, siendo la base del progreso económico y energético a nivel internacional. El suministro total de energía primaria a nivel mundial está conformado por 86 % de hidrocarburos fósiles y el 14 % por la energía nuclear y la energía renovable distribuida en distintas fuentes [1].

Las actividades involucradas en el sistema energético, en especial la quema de combustibles fósiles, contribuyen a la alteración del sistema climático mediante la liberación de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera y dan lugar a lo que se conoce como cambio climático. Este fenómeno ha sido definido en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático como un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables [2].

El calentamiento en el sistema climático es inequívoco y desde la década de los cincuenta, muchos de los cambios observados no han tenido precedentes en los últimos milenios. La atmósfera y el océano se han calentado, los volúmenes de nieve y hielo han disminuido y el nivel del mar se ha elevado [3]. Las emisiones antropógenas de estos gases han ido en aumento como resultado del crecimiento económico y demográfico. En la Figura 1 .1 se muestran las emisiones anuales de GEI de 1970 a 2010, el mayor incremento registrado históricamente se da entre 2000 y 2010 con un aumento del 2.2 % anual.

En 2010, el 35 % de las emisiones de GEI fueron liberadas por el sector energético, el 24 % por el sector de la agricultura y otros usos del suelo, el 21 % por la industria, el 14 % por el transporte y el 6.4 % de la electricidad utilizada en los edificios. Si las emisiones procedentes de la producción eléctrica y térmica se le atribuyen a los sectores que utilizan la energía final, los porcentajes de los sectores de la industria y edificios en las emisiones globales de GEI ascienden al 31 % y al 19 % [3].



**Figura 1 .1:** Emisiones antropogénicas anuales totales de GEI 1970- 2010. Figura tomada de [3].

Los efectos que produce este fenómeno climático han sido objeto de diversos estudios, las consecuencias y daños que puede llegar a ocasionar se consideran irreversibles con gran impacto en los entornos humanos y naturales. Actualmente, existen opciones de disminuir estos GEI provenientes, en especial, del sector energético sin que el abastecimiento de energía se vea afectado. La adaptación y mitigación son dos mecanismos que los gobiernos de distintas jerarquías a nivel mundial han adquirido con la implementación de planes y políticas públicas basados en menores emisiones de GEI provenientes de distintos sectores económicos.

Algunas de estas opciones son relacionadas a la eficiencia energética, el reemplazo de combustibles de origen fósil, las energías renovables, la energía nuclear, la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono [4]. Todas son alternativas que surgen como respuesta a las consecuencias originadas por el cambio climático. Las fuentes renovables han ido adquiriendo relevancia en la generación de energía, en las últimas décadas, debido a que juegan un rol esencial en la mitigación y reducción del cambio climático al permitir cubrir las necesidades energéticas sin la consecuente emisión de GEI.

El concepto de energía renovable abarca categorías heterogéneas de tecnologías. Algunos tipos de energía renovable permiten suministrar electricidad, energía térmica, mecánica y producir combustibles capaces de cubrir las múltiples necesidades de servicios energéticos [4]. La instalación de estas tecnologías renovables es diversa, algunas pueden adoptarse en entornos urbanos y rurales para generar y consumir la energía en el mismo lugar (forma descentralizada). Otras son instaladas en sitios de suministro de mayor tamaño (sistema centralizado).

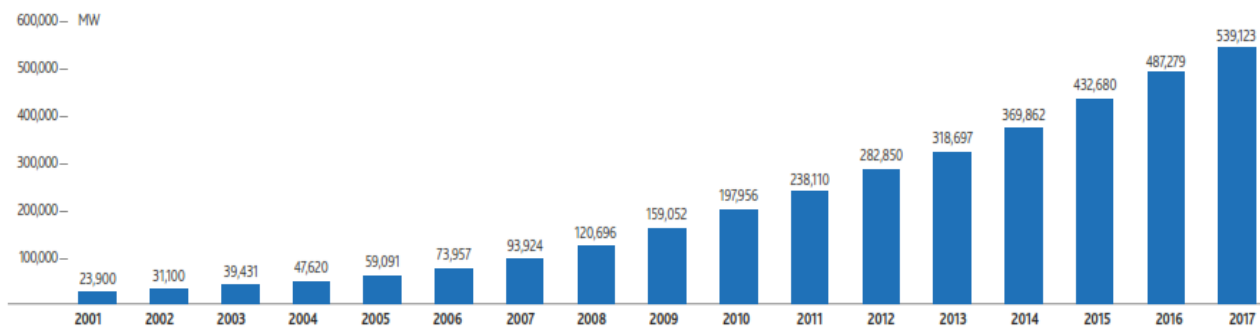
## Energía Eólica

Entre las opciones de energía renovable, se encuentra la energía que proviene y utiliza la fuerza del viento, llamada energía eólica. Esta energía se ha aprovechado durante cientos de años en distintas aplicaciones como el transporte, molienda de grano y bombeo de agua. Actualmente, se explota a través de turbinas eólicas cuya función principal es la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica.

La energía eólica permite generar electricidad mediante la agrupación de varias turbinas en sitios llamados granjas eólicas o a nivel local mediante tecnologías a pequeña escala conocida como generación distribuida. Ambas opciones pueden instalarse para autoabastecimiento de energía o interconectadas a la red eléctrica, siendo la primera opción la más viable en lugares aislados donde la energía eléctrica no es un servicio al que se tenga fácil acceso.

### Contexto internacional

Las energías renovables están ganando terreno a nivel mundial y la eólica no es la excepción. El continuo crecimiento de esta energía ha sido progresivo durante los últimos años, en el año 2001 la capacidad instalada a nivel mundial era de 23,900 MW y para el año 2017 se contaba con 539,123 MW [5], esto significa que se ha multiplicado 23 veces la capacidad instalada desde principios del 2000 hasta la fecha. La Figura 1 .2 muestra la capacidad instalada de energía eólica acumulada en lo que va del siglo XXI.



**Figura 1 .2:** Capacidad de energía eólica instalada acumulada mundial. Figura tomada de [5].

Los países con la mayor capacidad instalada son China con 35 % de participación, Estados Unidos con 17 %, Alemania con 10 % e India y España con 6 % y 4 %, respectivamente [5]. Estos 5 países representan en conjunto 389,619 MW de potencia instalada mundial, es decir, el 72 % de la energía eólica se concentra en estas naciones. China ha representado el mayor mercado global de la energía eólica desde 2009. Las instalaciones en Asia lideran los mercados mundiales, Europa en segundo lugar y América del Norte ocupa el tercer puesto [5].

En 2017, la generación de electricidad con energía eólica alcanzó los 1,120 TWh, lo que representa al 4.4 % de la generación total de electricidad mundial [6]. El crecimiento de esta energía se debe principalmente a los avances tecnológicos, los cuales han impulsado precios competitivos y en algunos países, donde el recurso es abundante, se ha logrado una mayor integración a la red eléctrica [7].

## Contexto nacional

En México, la Reforma Energética instaurada en el año 2013 permitió la modificación del marco institucional, leyes secundarias y políticas públicas en los dos grandes sectores energéticos del país: hidrocarburos y electricidad. Esta Reforma permite la exploración y producción en la industria petrolera, una libre importación y comercialización de combustible y una apertura del mercado en materia de energía eléctrica.

Se pretende encaminar al país hacia una economía baja en carbono, mediante la reducción de GEI e impulsar la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional. Para lograrlo el país ha adoptado una serie de acciones dentro de su agenda de energía nacional y compromisos internacionales; para ello se cuenta con el marco normativo que lo posibilita. Dentro de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, se encuentran una serie de artículos que están relacionados con la implementación de proyectos de energías renovables y emana una serie de Leyes que permiten la apertura del suministro eléctrico a la participación privada con el objetivo de una mayor promoción de energías renovables en la planeación del sector energético [8].

En la Legislación Secundaria, de materia energética, se encuentra la Ley de Transición Energética (LTE). La cual tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos [9].

Es necesario hacer énfasis en la diferencias entre Energías Limpias y Energías Renovables en las leyes mexicanas, las primeras se definen como: “Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.” (art. 3, fracc. XXII, Ley de la Industria Eléctrica). Por su parte, la LTE define a las energías renovables como: “Aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes.” (art. 3, fracc. XVI, LTE) [8].

Por lo que las energías limpias engloban a las renovables y otras tecnologías. En este portafolio se incluye las energías renovables (bioenergía, eólica, geotérmica, oceánica, solar, termosolar) donde se incluye las grandes hidroeléctricas y las energías limpias que no son renovables pero si son consideradas limpias: cogeneración eficiente y nucleenergía. En el caso particular de la energía nuclear no es considerada como renovable pues su combustible es finito pero sí se cataloga como limpia pues libera menos emisiones de GEI en comparación que los combustibles fósiles pero crea desechos que son radiactivos durante miles de años.

La LTE comprende el incremento gradual de la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones: para el año 2024 el 35 % de la generación eléctrica, para el año 2030 el 37.7 % y para 2050 el 50 % de la generación eléctrica total en el país [9].

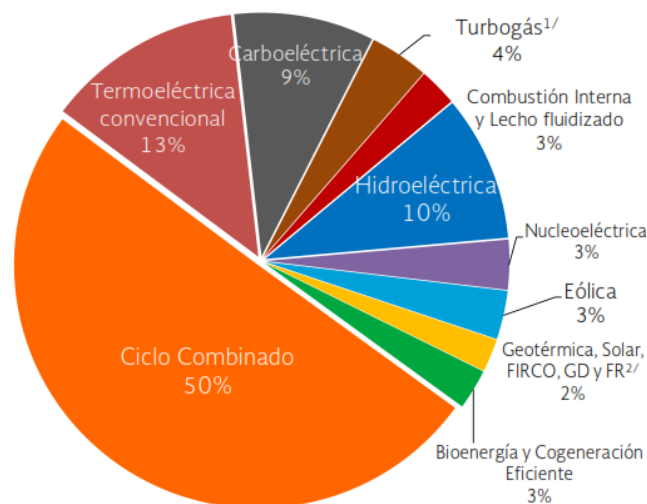
## Generación de energía eléctrica

El desarrollo económico del país está fuertemente ligado a los combustibles fósiles. En 2016, el suministro de energía primaria fue: 44 % petróleo, 43 % gas natural, 5 % carbón, 1 % energía nuclear, 4 % hidroeléctricas y 2 % renovables [10]. Es decir, el 93 % de la energía primaria en el país destinada a algún tipo de transformación energética (refinerías, plantas de electricidad y de calor, entre otros) proviene de hidrocarburos. Aunado a eso, las emisiones de CO<sub>2</sub> en México, producto del uso y quema de combustibles fósiles, representaron en 2012 el 1.37 % de las emisiones globales [11], colocando al país en el lugar número 13 de los países que mayor volumen de CO<sub>2</sub> generan, siendo China, Estados Unidos e India los tres primeros lugares.

La generación de energía eléctrica en México proviene de distintas tecnologías y combustibles. Son las tecnologías convencionales como las plantas de ciclo combinado, combustión interna, lecho fluidizado, termoeléctrica convencional y turbogás las que constituyen la mayor participación en la matriz energética nacional, en segundo se encuentran las energías limpias.

La capacidad instalada del país al cierre del año 2017 fue de 75,685.29 MW, de los cuales el 70.37 % provino de fuentes fósiles (53,357.88 MW) y el 29.5 % (22,327 MW) provino de fuentes limpias. De ese porcentaje, el 25.68 % (19,436.69 MW) se generó con fuentes renovables, cabe mencionar que las plantas hidroeléctricas representan el 16.70 % de ese total de la capacidad instalada y el 3.82 % restante provino de la energía nuclear y otras fuentes consideradas como limpias [12].

La generación de energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles representó el 79 % de la generación (259,765.73 GWh), las fuentes renovables tuvieron una participación del 15.66 % (51,542.18 GWh), donde la energía hidroeléctrica es la que mayor participación tiene con el 9.68 %, casi la mitad de la generación con energías renovables proviene de esta energía. El 5.42 % (17,853.98 GWh) de otras fuentes consideradas limpias [13], equivalente al 21.08 % de la generación de electricidad total del país. La Figura 1 .3 muestra el porcentaje de energía eléctrica por tipo de tecnología durante el 2017.



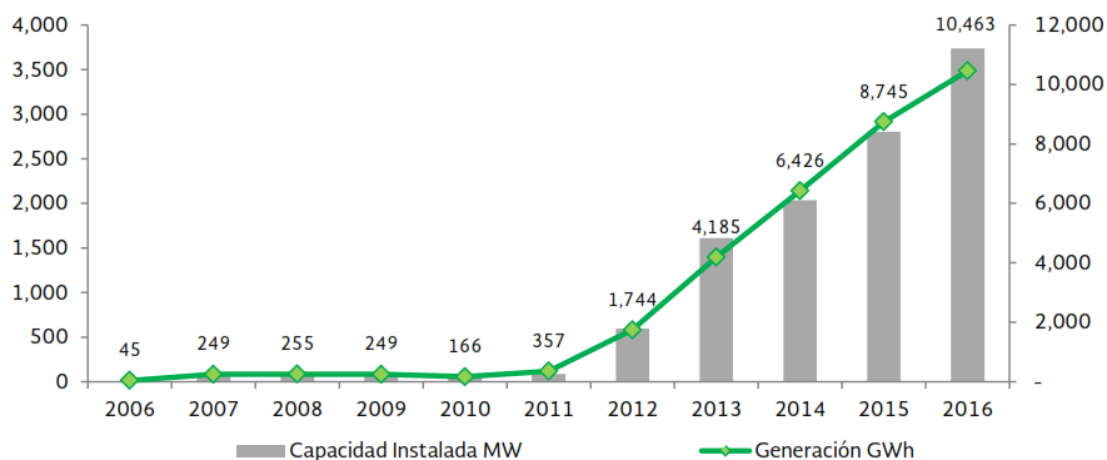
**Figura 1 .3:** Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología. Figura tomada de [12].

## Participación de la energía eólica

Al cierre del año 2017, el país contaba con una capacidad de potencia instalada en energía eólica de 4,199.98 MW. Esto representa el 5.5 % de la potencia total instalada en el país. En su conjunto, los parques eólicos aportaron el 3.23 % de la generación de electricidad total nacional (10,619.66 GWh) [13], como lo muestra la Figura 1 .3. Esto la convierte en la segunda energía renovable con la que se genera mayor cantidad de energía eléctrica en el país por detrás de la hidroeléctrica.

Se estima un potencial eólico de al menos 15,000 MW que puede ser agregado a la capacidad instalada del país. El mayor volumen del recurso aprovechable se ubica en las regiones Oriental (Oaxaca), Peninsular, Baja California, Noroeste (Sonora) y Noreste (Tamaulipas) en las cuales la velocidad del viento alcanza hasta los 12 m/s durante los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre [12].

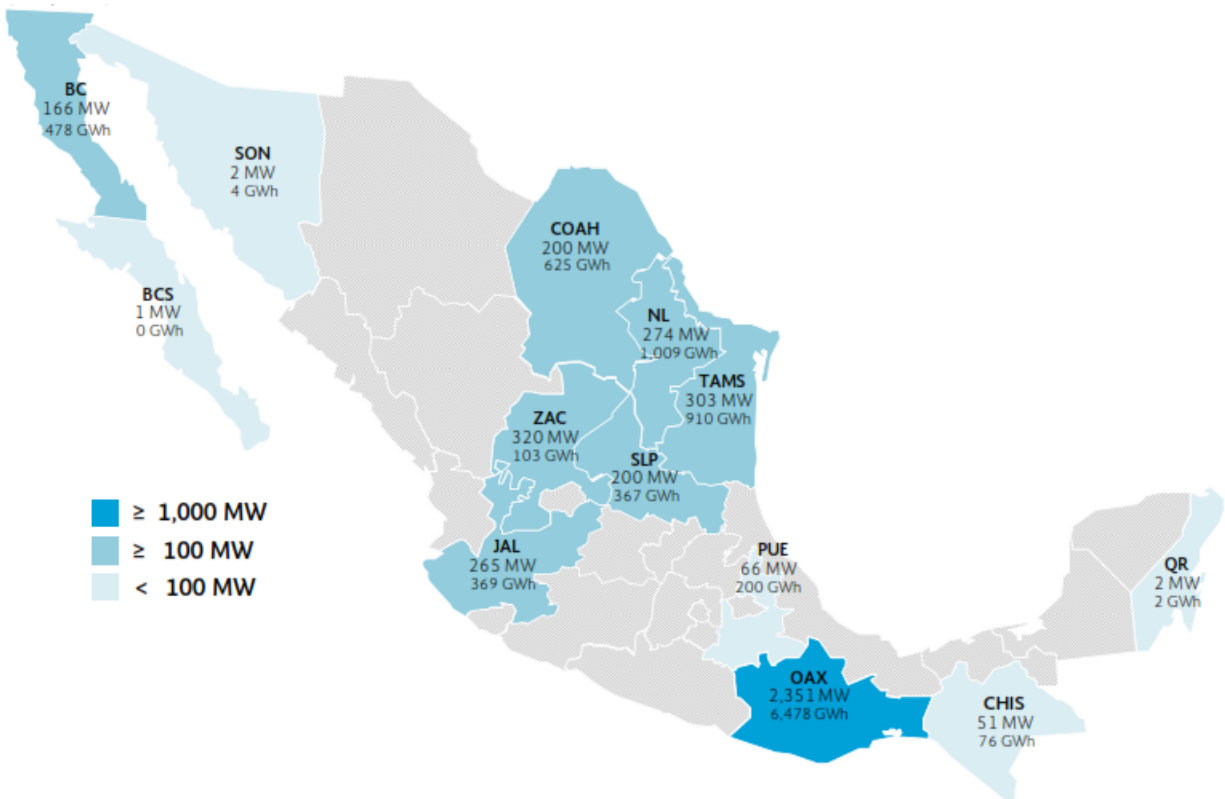
Esta energía ha repuntado en los últimos años gracias al alto potencial con el que cuenta el país y a las inversiones progresivas que se han realizado para aumentar las instalaciones eólicas. Durante el período comprendido entre los años 2012 y 2017, la generación eólica mostró un crecimiento anual promedio del 43.5 % y la capacidad instalada creció 7 veces [13]. La evolución en la capacidad instalada y electricidad se muestra en la Figura 1 .4.



**Figura 1 .4:** Evolución de la capacidad y generación de energía eólica. Figura tomada de [8].

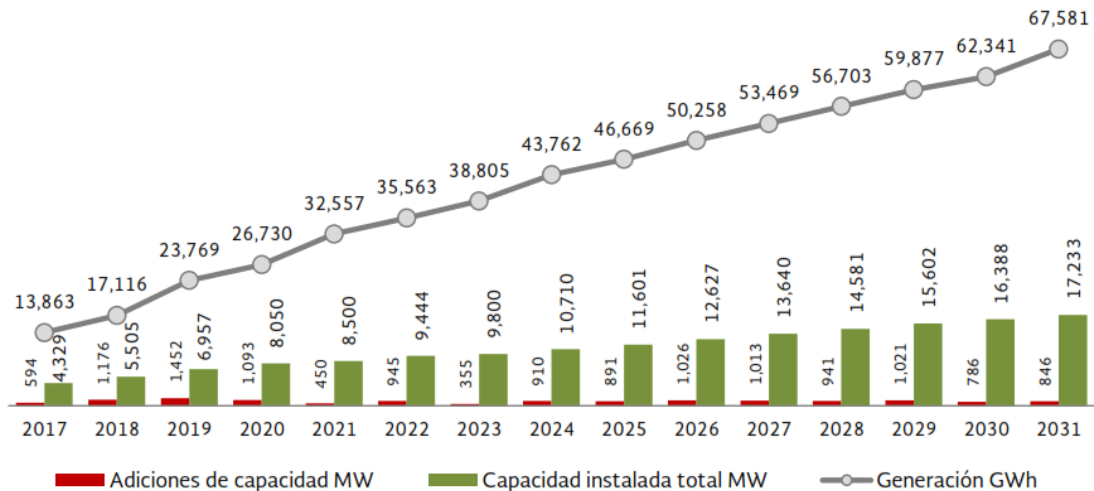
Existen 45 centrales eólicas instaladas en el país distribuidas en 13 estados. La capacidad y generación de centrales eólicas se muestra en la Figura 1 .5. La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en el estado de Oaxaca, con el 56 % de la capacidad instalada y el 61 % de la generación anual mediante esta tecnología [12].

Con varios cientos de megawatts de potencia instalada se encuentran los estados de Zacatecas, Tamaulipas, Nuevo León, Jalisco, San Luis Potosí, Coahuila y Baja California. Los estados con menos de 100 MW de capacidad instalada son Puebla, Chiapas, Sonora, Quintana Roo y Baja California Sur.



**Figura 1 .5:** Capacidad y generación en centrales eólicas en 2017. Figura tomada de [8].

Por su alta competitividad derivada en gran medida por la reducción de sus costos y el alto potencial eólico, se prevé que esta energía incremente su participación en la generación de energía eléctrica en 387.5% entre 2017 y 2031 [8]. La Figura 1 .6 muestra la prospectiva de las adiciones de capacidad los siguientes años, la capacidad instalada resultante y la generación de electricidad proveniente de la energía eólica.



**Figura 1 .6:** Prospectiva de la energía eólica 2017-2031 en México. Figura tomada de [8].

La Reforma Energética permite la apertura del mercado eléctrico y uno de los mecanismos para incentivar la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional son las subastas de energía eléctrica. El crecimiento de la energía eólica ha tomado impulso gracias a las subastas de energía, estas subastas celebradas hasta ahora han llegado a precios históricamente bajos, estableciendo récords mundiales y demostrando la competitividad de la energía eólica en el país [5].

La Prospectiva de Energías Renovables 2017-2031, publicada por la Secretaría de Energía (SENER), para la industria eólica mexicana espera que se instalen más de 8,000 MW para 2020 y en 2024 se espera llegar a los 10,710 MW de potencia instalada de esta energía proveniente del viento. Esto será posible con el incremento de instalaciones de granjas eólicas en los próximos años.

Según el Mapa de Ruta Tecnológica de la Energía Eólica en Tierra, publicado por la SENER, la visión para el aprovechamiento de la energía eólica en México es: “Contar con una capacidad instalada de generación de electricidad de 21 GW a partir de la energía eólica en tierra para el año 2030, con capacidades técnicas nacionales que den soporte a las necesidades de la industria”, donde sus principales impulsores son el aprovechamiento del potencial (diversificación de la matriz energética), el fortalecimiento de la seguridad energética y la reducción de emisiones de GEI [7].



## 1.2. Justificación

Los proyectos de energía eólica están en constante desarrollo, las instalaciones para la generación de electricidad se han incrementado los últimos años a nivel nacional e internacional, y se espera que esta tendencia continúe los próximos años. En México, la Secretaría de Energía prevé que se incremente la generación de energía eléctrica en 387.5 % entre 2017 y 2031 derivado de la potencia instalada de energía eólica, todo esto producto del alto potencial de recurso eólico con el que cuenta el país y la apertura del sector eléctrico nacional a inversión privada.

El proyecto de una granja eólica requiere del estudio de la viabilidad técnica y económica que tendrá la instalación. La evaluación técnica permite caracterizar el recurso eólico disponible en el sitio para poder conocer su comportamiento, como lo son velocidades y direcciones preferentes, la orografía y el relieve del lugar en donde se pretenda instalar los aerogeneradores.

La energía que produce una granja eólica tiene como principal influjo la disponibilidad del recurso en el sitio pero existen una serie de factores que permiten que la producción de energía se aproveche lo mejor posible. Estos son: el diseño de la granja, la distribución y posición de los aerogeneradores, y la potencia de las tecnologías instaladas. Por lo que la energía que producirá la granja eólica puede ser estimada mediante información previamente obtenida del emplazamiento. Por lo tanto, en el presente trabajo se analiza la producción de potencia y energía de una granja eólica con base en el recurso eólico del lugar y se comparan los resultados con información real de la instalación.

## 1.3. Objetivo

El objetivo del presente trabajo es analizar la evaluación del recurso eólico y la producción de energía de una granja eólica que se encuentra instalada al sureste del país. Se desarrolla un modelo y una metodología aplicada en la estimación de resultados de energía producida y factor de planta, mismos que se comparan con información real de la operación de la granja eólica para conocer la validación de la estimación de resultados.

## 1.4. Estructura del trabajo

Este trabajo se desarrolla de la siguiente manera: el primer capítulo presenta la introducción y el contexto internacional y nacional de la energía eólica, la justificación y el objetivo del presente trabajo. El segundo capítulo contiene los fundamentos, conceptos básicos y teóricos de la energía eólica. El tercer capítulo describe la metodología y los aspectos técnicos utilizados para los cálculos realizados. En el cuarto capítulo se presentan los resultados obtenidos en el análisis de los parámetros de estudio: energía producida y factor de planta para el aerogenerador en estudio y la granja eólica total. Finalmente, en el quinto capítulo se presentan las conclusiones obtenidas y el trabajo futuro que puede ser desarrollado a partir del presente análisis.

---

## Capítulo 2

# Marco Teórico

---

En este capítulo se abordan los fundamentos y conceptos teóricos de la energía eólica que son utilizados para el desarrollo del presente trabajo. Para la evaluación del recurso eólico en el sitio, se muestran las expresiones para obtener velocidades y direcciones preferentes, caracterización de la capa límite y del relieve, rugosidad del terreno y las construcciones cercanas al sitio de interés. Así como también, se definen los principios necesarios del modelo para la estimación de energía producida y factor de planta del análisis de uno de los aerogeneradores y la granja eólica.

La energía proveniente del viento se ha aprovechado durante cientos de años en aplicaciones como molienda de grano y bombeo de agua. En la actualidad, el viento se transforma para producir energía eléctrica y el equivalente moderno del molino de viento es la turbina de viento que se clasifican, según la orientación del eje del rotor, en horizontal o vertical.

La tecnología más desarrollada es la turbina de eje horizontal y su función principal es explotar los flujos del viento mediante sus álabes, que captan la energía cinética que es convertida a energía mecánica y con ello se impulsa a un generador que posteriormente genera energía eléctrica. Sus diseños han variado llegando a ser dispositivos sofisticados y capaces de generar gran cantidad de energía. La Figura 2 .1 muestra una vista detallada de los componentes principales de un aerogenerador.

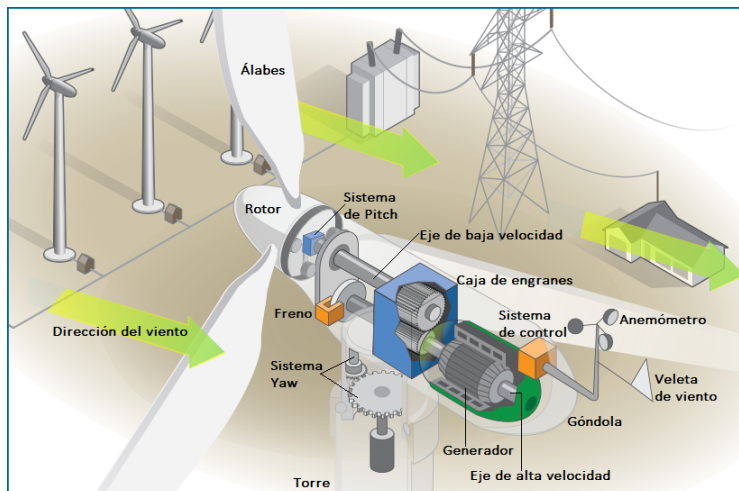


Figura 2 .1: Elementos de un aerogenerador. Figura adaptada de [14].

---

Los elementos del aerogenerador mostrados en la anterior Figura 2 .1 se describen a continuación [14]:

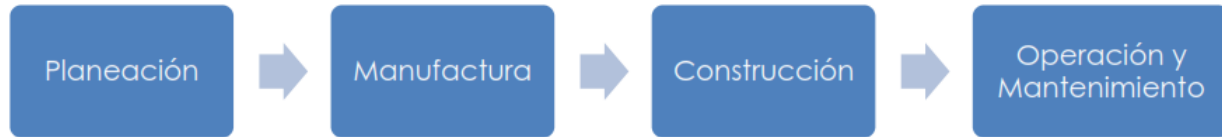
- **Álabes:** giran cuando el viento sopla haciendo que el rotor gire.
- **Rotor:** está compuesto por los álabes y el cubo (el centro donde se unen los álabes).
- **Sistema de giro:** inclina (según sea el caso) los álabes para controlar la velocidad del rotor y evitar que el rotor gire con velocidades demasiado altas o bajas para producir electricidad
- **Freno:** detiene el rotor de forma mecánica o eléctrica en caso de emergencia
- **Eje de baja velocidad:** gira el eje a 30-60 rpm
- **Eje de alta velocidad:** acciona el generador.
- **Caja de engranes:** conecta el eje de baja velocidad al eje de alta velocidad y aumenta las velocidades de rotación de 30-60 rotaciones por minuto (rpm) a 1,000-1,800 rpm, la cual es la rotación requerida por la mayoría de los generadores para la producción de electricidad.
- **Generador eléctrico:** produce electricidad en corriente alterna de 60 Hz.
- **Sistema de control:** es el encargado de iniciar el funcionamiento del aerogenerador a las velocidades de viento propicias y de detenerlo cuando soplan vientos mayores que podrían poner en riesgo a la turbina eólica.
- **Anemómetro:** mide la velocidad del viento y transmite datos de la velocidad del viento al controlador del aerogenerador.
- **Veleta de viento:** mide la dirección del viento y se comunica con el sistema de orientación para situar el aerogenerador adecuadamente con respecto a la dirección del viento.
- **Góndola:** se encuentra encima de la torre y contiene la caja de engranes, los ejes de baja y alta velocidad, el generador, el sistema de control y el freno.
- **Torre:** soporta la estructura de la turbina, hecho de acero tubular, concreto, armadura de acero, entre otros.
- **Sistema de orientación:** posiciona u orienta los alábes del aerogenerador en dirección contraria al viento para mantenerlas frente al viento cuando la dirección cambia.

El conjunto de aerogeneradores para la producción de electricidad es llamada granja eólica, también central o parque eólico y están situados de manera estratégica para aprovechar al máximo la potencia del viento y, a su vez, se encuentra interconectada a las líneas de distribución y transmisión para el suministro de energía eléctrica. Según el sitio en donde se encuentren instalados los aerogeneradores, se clasifican en: los ubicados en tierra firme (*onshore*) o aguas adentro (*offshore*). Estas tecnologías han ido evolucionando con el paso del tiempo, principalmente bajo el impacto de la primera crisis del petróleo en 1973, que fue cuando se iniciaron programas de investigación y subsidios para utilizar la energía eólica en el mundo [15].

El número de aerogeneradores instalados en una granja eólica es diverso y depende, principalmente, de la superficie disponible y de las características del viento. Cada aerogenerador entrega distinta cantidad de energía, a pesar de ser del mismo modelo, ya que su rendimiento depende directamente de las características del recurso eólico y las condiciones físicas del sitio.

## Etapas de una granja eólica

Se identifican cinco etapas en la cadena de valor asociada a un proyecto eólico, estas son: planeación, manufactura, construcción, operación y mantenimiento [7]. Estas etapas se ilustran en la Figura 2 .2.



**Figura 2 .2:** Cadena de valor de un proyecto eólico. Figura tomada de [7].

La primera etapa, la planeación, incluye el análisis detallado de los recursos eólicos, la selección de un emplazamiento, la realización de estudios de impacto ambiental y social, la obtención de permisos y aseguramiento de terrenos, así como la obtención de un punto de interconexión [7].

Antes de instalar una granja eólica es necesario considerar diversos aspectos. El recurso del viento en el sitio es fundamental pues de eso depende la energía eléctrica que será producida en la granja eólica. Así como también de estudios previos del impacto que tendrán la construcción y la operación del parque sobre la flora y la fauna del lugar [7]. El análisis depende de estudios técnicos y económicos que precisen la viabilidad del proyecto eólico.

La siguiente etapa es la fabricación del equipo (aerogenerador, palas, torre, entre otras) y la tercera etapa es la construcción del parque, lo que involucra el desarrollo de ingeniería, de obra civil, ensamblaje, infraestructura eléctrica e interconexión a la red. Esta tercera etapa puede suponer un tiempo de aproximadamente un año dependiendo del número de aerogeneradores a instalar. Finalmente, durante la cuarta etapa, operación y mantenimiento, se llevan a cabo actividades propias de la operación diaria, supervisión, mantenimiento preventivo y correctivo [7].

## 2 .1. Recurso eólico

Al hablar de energía eólica es necesario definir los factores que hacen posible la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica y a su vez en energía eléctrica. Las características del viento y la disponibilidad del recurso dependen de distintas condiciones climáticas causadas por la circulación global de los vientos que a están influenciadas por las características del sitio, principalmente, por los patrones climáticos y la orografía.

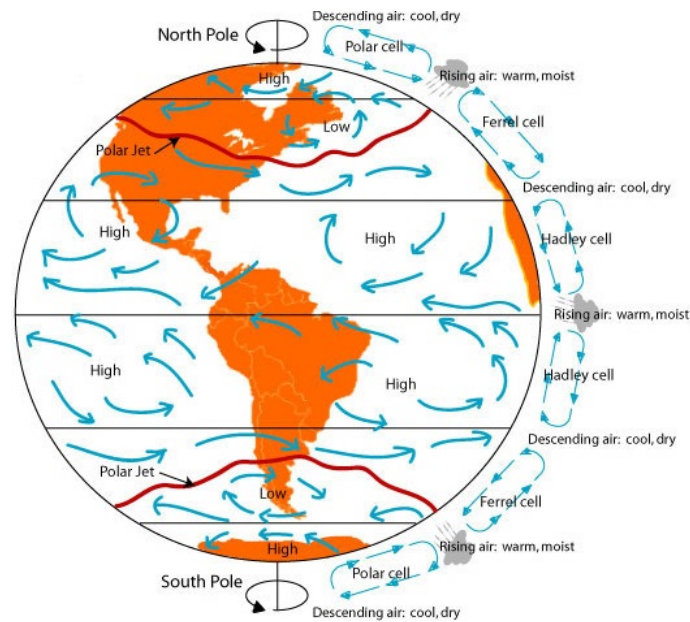
### 2 .1.1. Características del viento

#### Circulaciones globales

Los dos factores principales en la circulación global de los vientos son la radiación solar y la rotación terrestre. El origen de la energía eólica en la tierra proviene del sol y debido a la inclinación del planeta, el calentamiento no homogéneo sobre la superficie terrestre provoca que las regiones cercanas al Ecuador y las regiones tropicales reciban una mayor radiación

solar en comparación con zonas que tienen una latitud cercana a las regiones polares. En el comportamiento global de los vientos, también influyen el gradiente de presión y las fuerzas gravitatorias, la inercia del aire y la fricción con la superficie de la tierra de los vientos atmosféricos [16].

La circulación global de los vientos tiene movimientos a gran escala replicados a lo largo del planeta. Estos movimientos dan origen a circulaciones que transportan el calor desde el Ecuador hasta los polos, la Figura 2 .3 muestra el patrón de circulación global de los vientos. El movimiento de las masas de aire se representa como una circulación global con ciclos estacionales, también se puede representar como un fenómeno regional que se encuentra relacionado directamente por las condiciones orográficas locales [15].

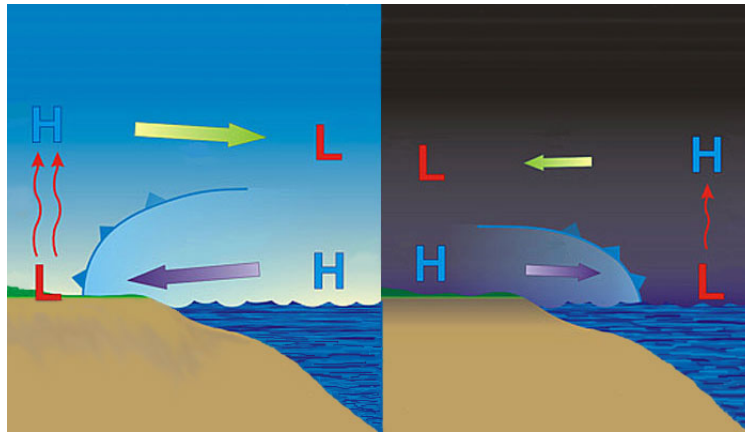


**Figura 2 .3:** Patrón de circulación de vientos globales. Figura tomada de [17].

### Circulaciones locales

Las diferencias de presión no solo causan movimientos globales de aire en la atmósfera sino que también inciden en la radiación solar desigual sobre la tierra lo que provoca movimientos locales de las masas de aire. Sin embargo, estas diferencias se deben principalmente a la influencia de la superficie en la tierra [15]. Las condiciones climáticas locales influyen en los vientos de la región. Estas circulaciones de vientos locales pueden ser: vientos de brisa marina, vientos de valle- montaña, tormentas eléctricas, tornados, entre otros [16].

Durante el día la tierra se calienta más rápido que el mar debido a la radiación solar. Por lo que el aire de la superficie terrestre se calienta y se eleva a las partes más altas donde se enfría, luego fluye de un área de alta presión sobre la tierra hasta un área con menor presión sobre el mar. Esto se debe a la diferencia de presión entre la superficie terrestre y el mar, siendo mayor en el mar el aire fluye desde el mar hacia la tierra. Durante la noche, como resultado de las mismas temperaturas de la tierra y el mar, la dirección de este proceso se invierte. La Figura 2 .4 muestra este fenómeno local del viento.



**Figura 2 .4:** Circulación de vientos locales: brisa marina y terral. Figura tomada de [17].

El recurso eólico local se ve influenciado por la orografía del lugar. Las diferencias de temperatura en el entorno causadas por las brisas marinas, los valles y montañas que existan en los alrededores. La influencia de las características del terreno en la producción de energía de una turbina puede ser tan grande que la economía de todo el proyecto puede depender de la selección adecuada del sitio [16]. Las masas de aire que se encuentran sobre la superficie tienden a reducir su velocidad y entrar en contacto con la capa límite de la atmósfera. Como cualquier fluido en movimiento, la capa límite atmosférica está segmentada y lo está en distintas velocidades, que van desde 0 m/s al estar en contacto directo con la superficie hasta alcanzar mayores velocidades a una altura superior.

### Influencia del terreno

Los efectos del terreno sobre el viento juegan un papel fundamental, pues influyen en la aceleración y déficits de velocidad del viento. Una posible clasificación del terreno considera un terreno como plano y no plano. Se define el terreno no plano como un terreno complejo (un área en donde los efectos del terreno son significativos en el flujo del viento sobre el terreno que se está considerando). Por otro lado, el terreno plano es un terreno con pequeñas irregularidades, como árboles, arbustos, etc. El terreno no plano tiene elevaciones o depresiones a gran escala como colinas, crestas, valles y cañones [16].

Los factores naturales influyen en el flujo y segmentación de las velocidades del viento, como lo son la orografía del terreno, la vegetación natural que exista en los alrededores (árboles y arbustos), la temperatura del lugar, entre otros. Los obstáculos perturban el flujo del viento y al encontrarse con algún obstáculo el flujo del viento experimenta reducciones en su velocidad.

Los obstáculos creados por el hombre se definen como edificios, construcciones, etc. Los obstáculos naturales incluyen hileras de árboles, cinturones de protección, etc. Para el primer tipo obstáculos, un enfoque común es considerar el obstáculo como un bloque rectangular y considerar un flujo bidimensional [16]. Lo ideal es tener la menor cantidad de obstáculos próximos al aerogenerador en la dirección de viento preferente para poder obtener la mayor cantidad de energía del viento posible.

Otro de los factores que influyen en una granja eólica, son los vórtices generados por las puntas de los álabes del aerogenerador llamados efectos de estela. La estela va cargada de turbulencia y ralentiza al viento, por lo que, el espaciamiento que hay entre los aerogeneradores en una granja eólica debe ser la óptima para evitar una turbulencia excesiva y pérdidas de energía por parte de los aerogeneradores. Este efecto se describirá de manera amplia más adelante. La Figura 2 .5 muestra un ejemplo gráfico de los efectos de estela que se genera entre los aerogeneradores en una granja eólica.



**Figura 2 .5:** Efectos de estela en aerogeneradores. Figura tomada de [18].

### 2 .1.2. Estimación del recurso eólico

Una vez descritas las causas de la generación del viento se presenta la metodología para estimar el potencial disponible del recurso eólico en un sitio. Este se expresa a partir de la ecuación de continuidad de mecánica de fluidos, donde se puede determinar el flujo de másico del aire ( $dm/dt$ ) que pasa a través de un rotor de determinada área ( $A$ ), este flujo es una función que depende de la densidad del aire ( $\rho$ ) y la velocidad del aire  $U$  (que se asume uniforme)[16], la Figura 2 .6 ilustra este principio:

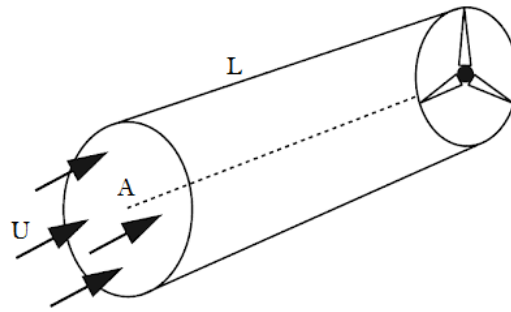
$$\frac{dm}{dt} = \rho AU. \quad (2 .1)$$

La potencia de la energía eólica disponible suponiendo que se extrae toda la energía cinética del viento está dada por:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho AU^3 \quad [W], \quad (2 .2)$$

generalmente, la potencia eólica disponible, Ecuación 2 .3, se expresa como densidad de potencia por unidad de área:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad [W]. \quad (2 .3)$$



**Figura 2 .6:** Flujo de aire a través del rotor de área ( $A$ ) y velocidad de viento ( $U$ ). Figura tomada de [19].

La velocidad del viento es un parámetro importante e influye significativamente en la potencia por unidad de área disponible del viento. Sin embargo, la energía eólica no puede ser extraída completamente por una turbina. El flujo de aire debe detenerse por completo dentro del área de interceptación del rotor y esto congestionaría el área de la sección transversal para el viento que se aproxima. Por lo tanto, si el aire fluye a través de un área sin ninguna reducción de velocidad, no se puede extraer energía del viento. Entre estos dos extremos, debe haber un grado óptimo para aprovechar la potencia del viento al reducir su velocidad [15].

En 1926, Betz y Glauert demostraron que la potencia máxima que puede ser extraída por una turbina eólica, si la velocidad del viento original  $U_1$  se reduce a  $U_3 = 1/3 U_1$  lejos del rotor. La velocidad en el plano es  $U_2 = 2/3 U_1$ . En este caso teórico de extracción de potencia máxima, el resultado es [15]:

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho A U^3 C_{p,Betz}. \quad (2.4)$$

El coeficiente de potencia es  $C_{p,Betz} = 16/27 = 0,59$ . Incluso bajo la suposición de una extracción de energía libre de pérdidas, solo se puede utilizar el 59% de la energía eólica [15].

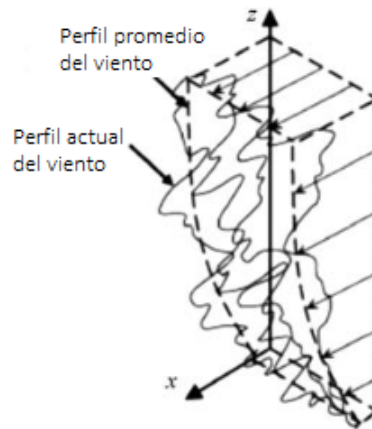
### Capa Límite Atmosférica

La capa límite atmosférica es la parte más baja de la atmósfera y sus características están directamente influenciadas por el contacto con la superficie de la tierra. Las variables físicas como la velocidad, la temperatura y la humedad relativa pueden cambiar rápidamente en espacio y tiempo [16]. Tiene una altura que va desde los 10 m y varios cientos de metros de altura. La evaluación del recurso eólico se realiza a la altura del rotor y por lo tanto es importante tener modelos que describan de forma confiable la capa límite atmosférica y su comportamiento a distintas alturas.

En el plano horizontal la velocidad del viento se ralentiza al entrar en contacto con la superficie terrestre pues se ejerce una fuerza de fricción sobre este, pero conforme aumenta la altura la velocidad aumenta, a esto se le conoce como perfil vertical de viento. Para estimar la velocidad del viento a diferentes alturas se puede hacer uso de la extrapolación e interpolación de los valores obtenidos de las velocidades y las alturas deseadas. El perfil vertical de viento es un parámetro de diseño que determina la productividad de una turbina eólica a cierta altura, y puede llegar a influir fuertemente en la vida útil de los álabes de la turbina [16].



Para determinar el perfil de viento en el estudio de la energía eólica se hace uso, generalmente, de dos modelos matemáticos que modelan el perfil del viento sobre regiones homogéneas. El primero es el modelo logarítmico, el cual basa sus principios en el flujo de la capa límite según la mecánica de fluidos y en la investigación atmosférica. Se basa en una combinación de información teórica y empírica. El segundo, es utilizado por muchos investigadores en el área de la energía eólica, y es el modelo exponencial del perfil de viento. Ambos modelos están sujetos a la incertidumbre causada por la naturaleza variable y compleja de los flujos turbulentos [16]. La Figura 2 .7 muestra como la construcción del perfil de viento no se apega a las condiciones que suceden realmente en la atmósfera.



**Figura 2 .7:** Ejemplo perfil de viento ideal vs. experimental. Figura tomada de [16].

### Modelo exponencial del perfil de viento

El modelo exponencial se representa a través del modelo exponencial de Hellman. Este modelo relaciona las velocidades de viento a dos alturas distintas. Se expresa de la siguiente manera:

$$\frac{U}{U_0} = \left( \frac{H}{H_0} \right)^\alpha, \quad (2 .5)$$

donde:

- $U$  = velocidad del viento a la altura ( $H$ ) [m/s].
- $U_0$  = velocidad del viento a la altura ( $H_0$ ) [m/s].
- $\alpha$  = exponente de rugosidad [-].

El exponente de rugosidad, también llamado exponente de Hellman, ( $\alpha$ ) está en función de la topografía del terreno en donde se realizan las mediciones del viento. Este exponente tiene un valor alrededor de 1/7 (0.14) para una atmósfera estable; sin embargo, variará según el terreno y las condiciones atmosféricas. Su valor puede ser obtenido empíricamente o por valores reportados en la literatura. En la Tabla 2 .1 se muestran los valores típicos de  $\alpha$  reportados en la literatura para distintos tipos de terreno.

Tipo de terreno	Coefficiente de fricción ( $\alpha$ )
Lagos, océano, superficies suaves y duras	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivo, setos o vallas y arbustos	0.20
Campo boscoso con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

**Tabla 2 .1:** Coeficiente de fricción para distintos tipos de terreno. Tabla tomada de [20].

## Modelo logarítmico del perfil de viento

Otra manera de obtener el perfil de viento es con el modelo logarítmico que expresa lo siguiente:

$$\frac{U}{U_0} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)}, \quad (2 .6)$$

donde:

$U$ = velocidad del viento a la altura ( $z$ ) conocida [m/s].

$U_0$ = velocidad del viento de referencia [m/s].

$z$ = altura deseada para  $U$  [m].

$z_r$ = altura correspondiente a  $U_0$  [m].

$z_0$ = longitud de rugosidad [m].

Los componentes de la Ecuación (2 .6) son similares a los de la ecuación (2 .5), a diferencia del término  $z_0$  que representa la longitud de la rugosidad, está dado en metros y representa la clasificación de rugosidad para diversos tipo de terreno.

## Rugosidad

La rugosidad de una superficie en particular está determinada por el tamaño y la distribución de los elementos de rugosidad que existen, para superficies terrestres, estas son típicamente vegetación, áreas construidas y la superficie del suelo [21]. La clasificación de la rugosidad utilizada en este trabajo es obtenida del Atlas Eólico Europeo, donde se establecen las bases de la evaluación meteorológica del recurso eólico y se definen las clases de rugosidad en que puede ser dividido el paisaje.

La Tabla 2 .2 indica la relación entre las diferentes longitudes de rugosidad ( $z_0$ ), las características del terreno y la clase de rugosidad a la que pertenece. Para caracterizar la rugosidad, se divide en 3 clases y a cada tipo de terreno le corresponde un valor según los elementos de su paisaje. Sin embargo, los valores reportados en la literatura no siempre coinciden con los valores reales del emplazamiento de estudio.

$z_0$ [m]	Características de la superficie del terreno	Clase de rugosidad
1.00	ciudad bosque	3
0.50	suburbios	
0.30	rompevientos	
0.20	muchos árboles y/o arbustos	2
0.10	tierras de cultivo con apariencia cerrada	
0.05	tierras de cultivo con apariencia abierta	1
0.03	tierras de cultivo con muy pocos edificios, árboles, etc	
	áreas de aeropuerto con edificios y árboles	
0.01	pista de aeropuerto pasto recién cortado	0
$5 \times 10^{-3}$	suelo liso	
$10^{-3}$	superficie de nieve	
$3 \times 10^{-4}$	superficie lisa de arena	
$10^{-4}$	cuerpos de agua (lago, mar abierto)	

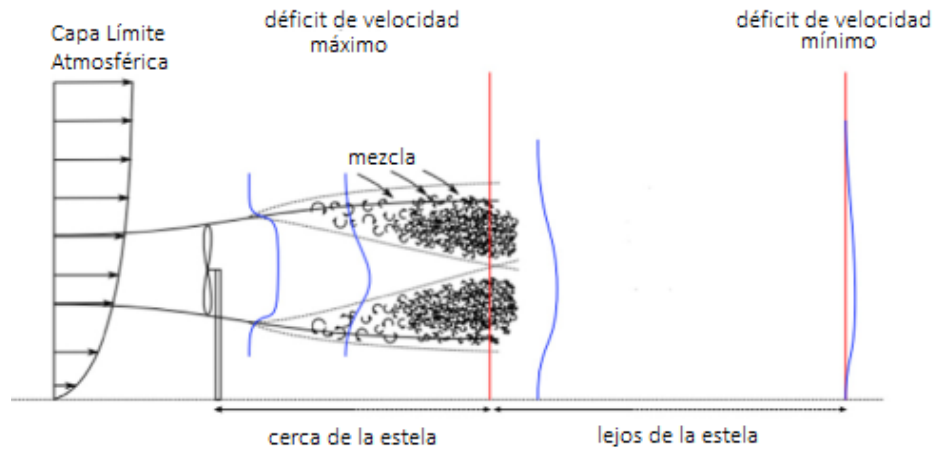
**Tabla 2 .2:** Clase de rugosidad del terreno. Tabla tomada de [21].

## Efectos de estela

El efecto de estela es descrito como la sombra generada entre los aerogeneradores debido a la proximidad entre ellos y es generado por las puntas de los álabes. Los bordes posteriores del álabes que están próximos a la punta y a la torre aumentan la turbulencia de la estela. Las puntas de los perfiles aerodinámicos y las áreas posteriores están diseñadas para reducir los vórtices y el ruido que pueden provocar al entrar en contacto con el viento [19]. Estos efectos han tenido un campo amplio de estudio y los tres métodos principales de investigación de la estela y la pérdida de energía son la simulación numérica, simulación en túneles de viento y la medición de campo [15].

La estela de un aerogenerador se clasifica en dos tipos, de acuerdo a las pérdidas de potencia que se generan: la estela cercana y la estela lejana. La primera es la región comprendida desde el aerogenerador hasta casi dos o tres diámetros de rotor aguas abajo, donde

el viento es directamente perturbado por la geometría del aerogenerador. La estela lejana es la región más allá de la estela cercana, esta región representa la zona de impacto que tienen las turbinas instaladas en una granja eólica [22]. La Figura 2 .8 muestra el fenómeno descrito anteriormente.



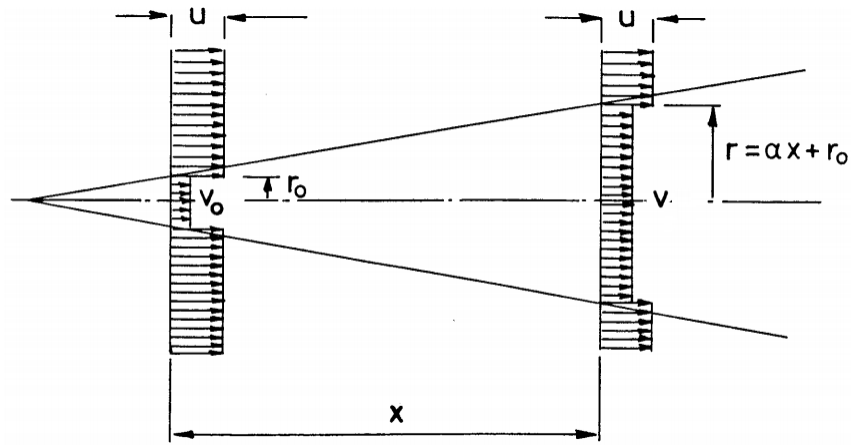
**Figura 2 .8:** Perfil de viento afectado por la estela de un aerogenerador. Figura tomada de [22].

La estela se expande y la velocidad del viento se reduce, por lo que se crean turbulencias y junto con los déficits de velocidad del viento resultan pérdidas en serie en los aerogeneradores reflejadas en la reducción de la energía anual producida. Por lo tanto, la ubicación de los aerogeneradores, en una granja eólica es un balance entre la producción de energía y el costo de la instalación [19]. Un modelo para representar físicamente los efectos de la estela para el viento es el modelo desarrollado por N.O. Jensen en 1983, quien presentó un modelo simple de estela detrás de un aerogenerador.

El modelo de estela de Jensen se obtiene al conservar el impulso a través de un volumen de control en la estela del aerogenerador. La ley de conservación del momento implica que el radio de la estela ( $r$ ) detrás de la turbina se expande linealmente con respecto a la distancia a favor del viento ( $D$ ) [22]:

$$\pi r_o^2 v + \pi(r^2 - r_o^2)v_o = \pi r^2 v_1. \quad (2 .7)$$

La Ecuación (2 .7) expresa la ley de conservación de momento para las turbinas eólicas y el efecto de estela detrás de estas frente a la velocidad del viento de una corriente  $v_o$ , donde  $v$  es la velocidad del viento de la estela justo detrás de la turbina eólica,  $r_o$  es el radio del rotor de la turbina eólica,  $r$  y  $v_1$  representan el radio y la velocidad de la estela, respectivamente, a la distancia del viento descendente  $x$  [22]. En la Figura 2 .9 se ilustra las variables mencionadas.



**Figura 2.9:** Modelo esquemático de la estela de Jensen. Figura tomada de [23].

Como lo establece Jensen, al resolver para  $v$ , asumiendo una estela lineal ( $r \propto x$ ) y que la velocidad depende del rotor  $\frac{1}{3}u$  de acuerdo con la teoría clásica del límite de Betz [23], la ecuación del modelo de estela se asume de la siguiente manera:

$$v = u \left[ 1 - \frac{2}{3} \left( \frac{R}{R + \alpha x} \right)^2 \right]. \quad (2.8)$$

Los factores físicos que controlan la interferencia de la estela son el espaciado a favor del viento, el que se extrae primero de las turbinas eólicas, la intensidad de la turbulencia y la estabilidad atmosférica. Las estelas de los aerogeneradores se desarrollan en regiones bastante bien definidas a diferentes distancias a sotavento [19].

## 2.2. Evaluación del recurso eólico

### 2.2.1. Medición de datos

Un proyecto de generación de energía con recurso eólico requiere de la caracterización del viento en el emplazamiento. En primer lugar, conocer las variables del viento, tales como las velocidades y direcciones preferentes, las variaciones de la velocidad del viento con la altura y los momentos del día, meses y estaciones del año en que el recurso eólico está disponible. Las mediciones se realizan a ciertas alturas representativas para captar el mayor recurso posible y durante un período de registro que resulte significativo para identificar patrones de comportamiento.

Existen tres tipos de sistemas de instrumentos utilizados para el registro del viento: instrumentos usados por los servicios meteorológicos nacionales, instrumentos diseñados específicamente para medir y caracterizar el recurso eólico, instrumentos diseñados para altas tasas de muestreo para determinar ráfagas, turbulencia y los flujos de viento para analizar la respuesta de la turbina eólica [16]. El registro de las mediciones del viento debe hacerse en el sitio específico para determinar el recurso eólico en esa ubicación en particular.

Las aplicaciones de energía eólica utilizan los siguientes tipos de sensores meteorológicos: anemómetros para medir la velocidad del viento, veletas para medir la dirección del viento, termómetros para medir la temperatura del ambiente, barómetros para medir la presión del aire [16]. Los sensores utilizados para estas mediciones son distintos y de diversa índole, sin embargo, lo ideal es tener un registro de velocidades a la mayor cantidad de alturas posibles para poder asemejar la altura a la cual el aerogenerador puede captar el recurso eólico, para ello se emplean torres anemométricas instaladas desde 20 m hasta los 150 m de altura.

Entre las características de la obtención de mediciones se encuentran: medir las velocidades del viento a la altura del rotor del aerogenerador, tener al menos 2 anemómetros de medición, contar con un período representativo de tiempo (mínimo 2 años), la incertidumbre de los instrumentos de medición debe ser baja (1-2 %) y una frecuencia de 1 Hz y con intervalos de tiempo de un promedio de datos diezminutales.

Los datos producidos por un sistema de monitoreo eólico se pueden analizar de varias maneras. Estos pueden incluir [16]:

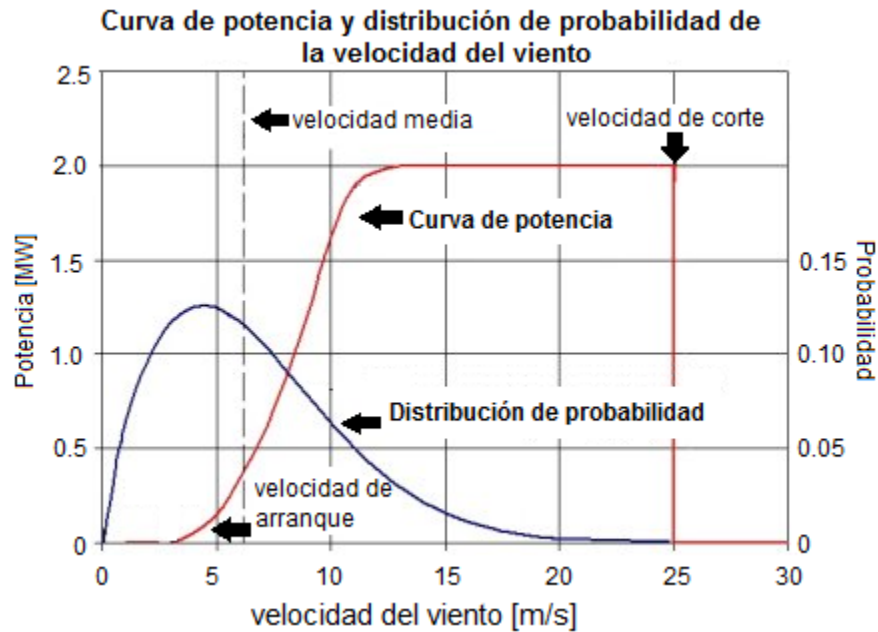
- velocidad media del viento sobre determinados intervalos de tiempo
- variaciones en las velocidades del viento (desviación estándar, intensidad de turbulencia, máximos)
- dirección promedio del viento
- distribuciones de viento y direcciones
- determinación de los parámetros de ráfagas
- análisis estadístico
- análisis de los componentes de la velocidad
- variaciones diurnas, estacionales, anuales, interanuales y direccionales de cualquiera de los parámetros anteriores

### 2 .2.2. Análisis directo

Para realizar una estimación del recurso eólico es imprescindible utilizar la mayor cantidad de datos disponibles, esto puede hacerse con la recolección de datos y las características técnicas de la turbina eólica que se pretende instalar en el sitio.

La potencia disponible del viento está dada por la Ecuación (2 .2) y supone que se extrae la energía del viento en su totalidad por el aerogenerador. Sin embargo, en la práctica la producción de potencia del aerogenerador se da a partir de la curva de potencia proporcionada por el fabricante. Normalmente, estas curvas se basan en datos de prueba, como se describe en IEC (2005) o AWEA (1988) [16].

La curva de potencia de un aerogenerador comercial la proporciona el fabricante y describe la potencia de salida que tendrá el aerogenerador en función de la velocidad del viento. En la Figura 2 .10 se muestra el ejemplo de una curva de potencia de un aerogenerador con potencia nominal de 2 MW.



**Figura 2 .10:** Curva de potencia de un aerogenerador y distribución de probabilidad de la velocidad del viento. Figura tomada parcialmente de [24].

La velocidad de arranque se refiere a la velocidad del viento para que el aerogenerador comience a funcionar, la velocidad nominal es la región a la cual el aerogenerador trabaja a su potencia máxima y la velocidad de corte (mayor a 25 m/s) representa el momento en que el aerogenerador frena por protección y la producción de potencia se detiene.

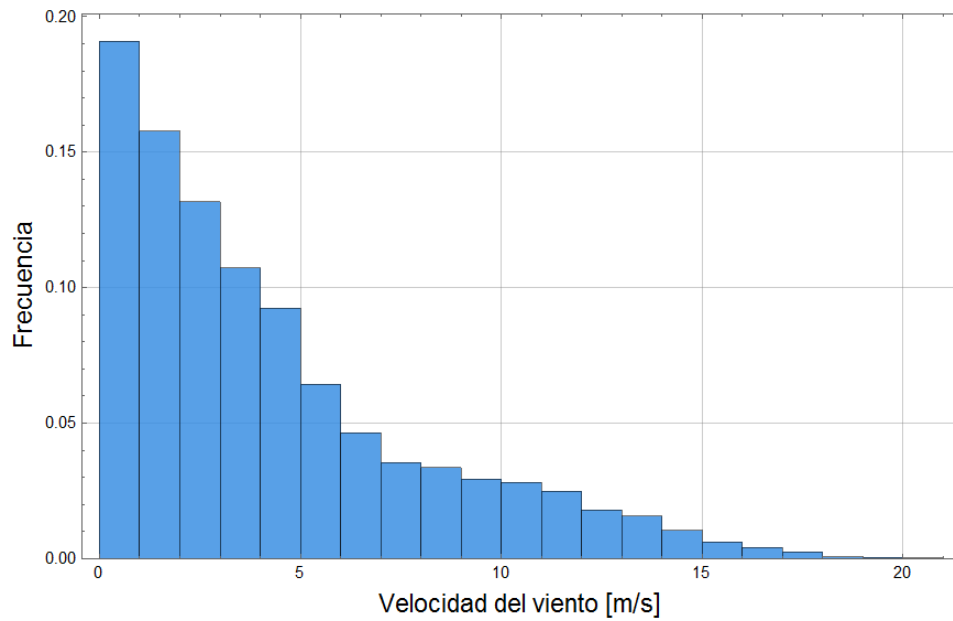
El uso directo para el análisis de datos del viento se puede realizar con el uso de la media aritmética o velocidad media del viento ( $\bar{U}$ ) de un conjunto de registros ( $N$ ) de velocidades de viento ( $U_i$ ):

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i. \quad (2.9)$$

El parámetro de dispersión como lo es la desviación estándar para el conjunto de las velocidades medias individuales se obtiene de la siguiente manera:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (U_i - \bar{U})^2}. \quad (2.10)$$

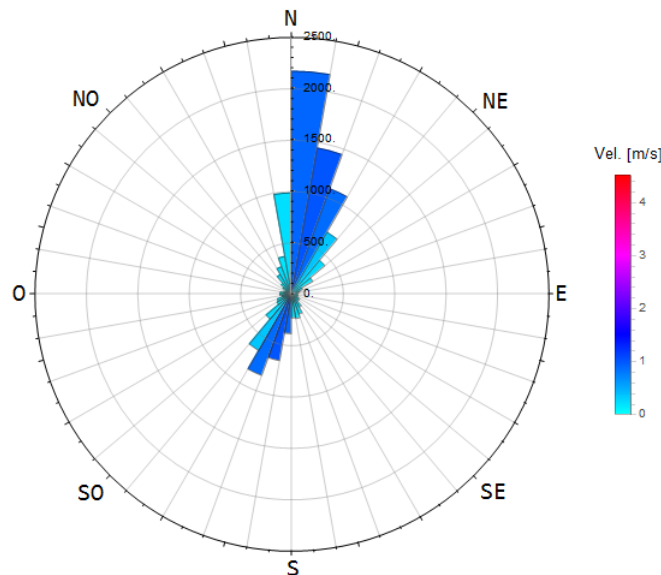
Para representar el viento en diferentes intervalos de tiempo (diario, mensual, anual, estacional, etc.) se hace uso del histograma como el de la Figura 2 .11. Los datos son divididos en intervalos de clase y cada velocidad de viento de la serie de tiempo recae en cada uno de estos intervalos, cada bin o rectángulo debe ser del mismo tamaño y, por lo general, le corresponde 1 m/s a cada uno.



**Figura 2 .11:** Ejemplo de histograma de datos de la velocidad del viento.

### Dirección del viento

La dirección del viento se representa de manera gráfica, comúnmente, en una rosa de los vientos. Esta consiste en un diagrama polar que muestra la distribución temporal de la dirección del viento y la distribución acimutal (ángulo que se forma entre la dirección y el norte geográfico) de la velocidad del viento en un lugar determinado [16]. La rosa de los vientos se construye a partir del registro de velocidades y direcciones del viento obtenidas de un sitio durante un período determinado de tiempo y consiste en la distribución de sectores de los puntos cardinales, los cuales pueden ser 8, 12 o 16 sectores. Se muestra la frecuencia a distintas velocidades del viento del sitio distribuidas, generalmente, en 12 sectores de  $30^\circ$  para cada punto cardinal. Un ejemplo se muestra en la Figura 2 .12.



**Figura 2 .12:** Ejemplo de rosa de los vientos.



### 2.2.3. Análisis estadístico

El análisis estadístico se puede utilizar para determinar las características y el potencial de la energía eólica en un sitio determinado, así como para estimar la producción de energía de un aerogenerador instalado en el sitio [16].

#### Función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento

La probabilidad de que la velocidad del viento tenga un valor particular se puede describir en términos de la función de densidad de probabilidad (pdf, por sus siglas en inglés),  $p(U)$ . Para el análisis estadístico, una distribución de probabilidad es un término que describe la probabilidad de que ocurran ciertos valores de una variable aleatoria (como la velocidad del viento) [16]. Esta función de densidad de probabilidad se puede utilizar para expresar la probabilidad de que ocurra una velocidad del viento ( $U$ ) entre  $U_a$  y  $U_b$ :

$$P(U_a \leq U \leq U_b) = \int_{U_a}^{U_b} p(U) dU, \quad (2.11)$$

además, el área total bajo la curva de densidad de probabilidad está dada por:

$$\int_{U_0}^{U_\infty} p(U) dU = 1. \quad (2.12)$$

Si  $p(U)$  es conocida, entonces se pueden calcular los siguiente parámetros:

Velocidad media del viento:

$$\bar{U} = \int_0^\infty U p(U) dU. \quad (2.13)$$

Desviación estándar de la velocidad del viento:

$$\sigma_u = \sqrt{\int_0^\infty (U - \bar{U})^2 p(U) dU}. \quad (2.14)$$

Densidad de potencia media disponible:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \int_0^\infty U^3 p(U) dU = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \bar{U}^3, \quad (2.15)$$

donde  $\bar{U}^3$  es el valor esperado de la velocidad del viento al cubo.

#### Distribución de Weibull

La función de densidad de probabilidad del recurso eólico se ajusta a un conjunto de datos a partir de la probabilidad de que exista cierto valor de la velocidad del viento. Como herramienta estadística, la distribución más utilizada (para fines eólicos) es la distribución de Weibull. Esta distribución cuenta con dos parámetros y tiene una mayor flexibilidad para representar los regímenes de viento [16].

Esta distribución permite conocer las características de la velocidad del viento, es decir, la frecuencia de que existan velocidades elevadas y velocidades frecuentes de viento en el sitio. La distribución de Weibull se define a partir de la siguiente ecuación:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right], \quad (U > 0, k > 0, c > 1), \quad (2.16)$$

donde:

- $U$  es la velocidad del viento [m/s].
- $c$  es el factor de la escala de la distribución de Weibull [m/s] y es un valor próximo a la velocidad media del viento.
- $k$  es el factor de forma de Weibull [-] que caracteriza la asimetría (o sesgo) de la función, un valor pequeño para  $k$  significa vientos cambiantes y un valor alto corresponde a vientos constantes en la zona.

La Figura 2.13 muestra un ejemplo de la distribución de Weibull, donde el factor de forma  $k$  es el que ejerce dominio sobre la forma de la curva y el factor  $c$  es el parámetro de escala sobre la distribución.

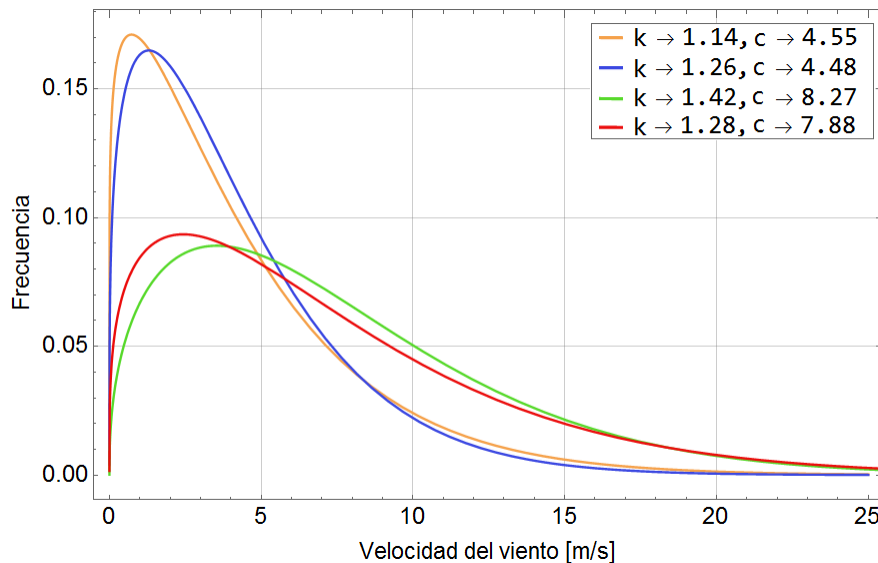


Figura 2.13: Distribución de Weibull.

## 2.3. Producción de energía eléctrica

La productividad del aerogenerador depende directamente de la energía eólica que puede ser generada en el sitio. Una vez obtenidas las velocidades de viento preferente, es posible ajustar un modelo estadístico, de la función de densidad de probabilidad  $p(U)$ , que representa el viento que existe en el lugar. La potencia media  $P_w(U)$  de un aerogenerador está dada por:

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U) p(U) du. \quad (2.17)$$

Otra manera de determinar la curva de potencia de un aerogenerador, según la potencia disponible del viento y el coeficiente de potencia del rotor ( $C_p$ ), es con la siguiente expresión:

$$P_w(U) = \frac{1}{2} \rho A C_p \eta U^3, \quad (2.18)$$

donde  $\eta$  se refiere a la eficiencia de la parte eléctrica del aerogenerador (rotor y generador).

El coeficiente de potencia es la razón entre la cantidad de potencia extraída por el rotor del aerogenerador y la potencia cinética del viento, tiene un valor adimensional y se obtiene de la siguiente manera:

$$C_p = \frac{\text{Potencia del rotor}}{\text{Potencia del viento}} = \frac{P_{\text{rotor}}}{\frac{1}{2} \rho A U^3}. \quad (2.19)$$

### Cálculo de la energía anual producida y factor de planta

La energía anual producida (EAP) por un aerogenerador se obtiene por:

$$EAP = \text{Potencia [kW]} \cdot 8760 \left[ \frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \cdot FP [-]. \quad (2.20)$$

El factor de planta de un aerogenerador o una granja eólica se define como la relación de la energía realmente producida por la turbina entre la energía que podría haberse producido si la máquina funcionara a su potencia nominal durante un período de tiempo dado (generalmente es anual, es decir 8760 horas) [16]. El factor de planta se obtiene de la siguiente manera:

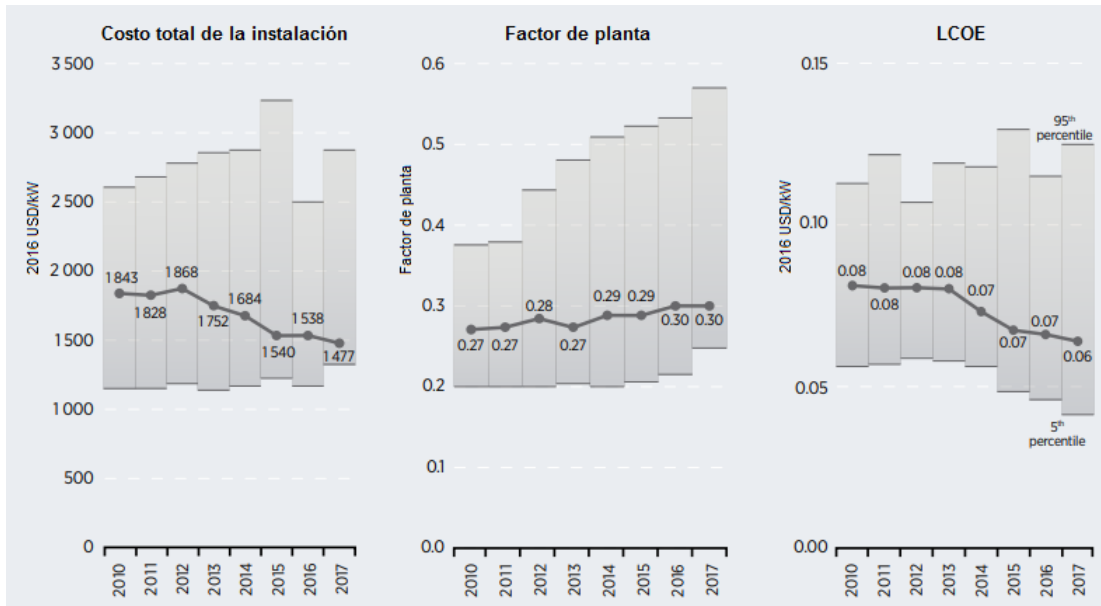
$$FP = \frac{\text{Energía real generada}}{\text{Energía generada a potencia nominal}} \cdot 100 \quad [\%]. \quad (2.21)$$

En un proyecto eólico, el factor de planta está determinado por la disponibilidad del recurso eólico y el tipo de tecnología instalada. Para explotar el recurso del viento, un factor de planta con valor de 0.3 (30 %) es bueno, 0.4 (40 %) es excelente, en contraste con un 0.10 (10 %) que es un factor demasiado bajo. Para los sitios eólicos y parques eólicos con vientos de clase 4 y superiores, los factores de planta anual deben ser de 0.35 o más y durante los meses de viento, en ocasiones el factor de planta puede exceder 0.50 [19].

Las mejoras tecnológicas han permitido aumentar los factores de planta y reducir los costos de instalación. Entre 2008 y 2015, un ciclo virtuoso de tecnologías de turbina mejoradas, así como alturas de cubo más altas y álabes más largos con áreas barridas más grandes, ha aumentado los factores de planta para un recurso eólico dado [25].

Los factores de planta han aumentado a medida que el rendimiento ha mejorado. Los costos de instalación han disminuido y los costos de operación y mantenimiento han reducido todos los servicios, lo que logra disminuir el costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés). El LCOE promedio ponderado global para la energía eólica *onshore* disminuyó un 22 % entre 2010-2017 y ahora está alrededor de 0.06 dólares/kWh [25].

La Figura 2.14 muestra el promedio global de los costos totales de instalación, los factores de planta y los LCOE para el período 2010-2017. Todos los datos están en dólares reales de 2016, es decir, se corrige por la inflación [25].



**Figura 2.14:** Promedio global de los costos totales de instalación, factores de planta y LCOE 2010-2017. Figura tomada de [25].

Ahora que se han explicado las herramientas necesarias para evaluar el recurso eólico y los conceptos para estimar la producción de energía de un aerogenerador, en el siguiente capítulo se aborda la metodología y las consideraciones que fueron utilizadas para el desarrollo del presente trabajo.

---

## Capítulo 3

# Metodología

---

En este capítulo se presenta la metodología utilizada para el análisis del trabajo. Así como la descripción del emplazamiento en donde se realiza el estudio y los cálculos utilizados para la obtención de los resultados.

Para la realización del presente trabajo se llevaron a cabo dos casos de estudio con información del recurso eólico en Arriaga, Chiapas. El primer caso de estudio corresponde a la serie de tiempo del año 2006 y el segundo caso de 2016. El análisis de la energía anual producida por un aerogenerador y de la granja eólica sigue la siguiente metodología:

- Determinar el emplazamiento y caracterizar geográficamente el relieve del terreno (curvas de nivel, perfil de elevación, rugosidad y edificaciones locales).
- Analizar los datos de viento correspondientes (velocidad, dirección, distribución de frecuencia y Weibull).
- Estimar la energía anual producida y factor de planta para el aerogenerador y la granja eólica.
- Comparar los resultados obtenidos para el mismo año de estudio: 2016.

Se hizo uso de dos software: Wolfram Mathematica 11.3.0.0 edición para estudiantes y WindPRO 3.0.651 con licencia académica perteneciente a la Universidad Nacional Autónoma de México-Instituto de Energías Renovables. El primero fue utilizado para procesar los datos del recurso eólico y el segundo para estimar la energía producida y factor de planta del aerogenerador y la granja eólica.

### 3.1. Emplazamiento

El municipio de Arriaga se localiza en el estado de Chiapas, en la región del Suroeste de México limitando con Oaxaca, véase la Figura 3.1. Su extensión territorial es de 781.15 km<sup>2</sup> que equivale al 14.1 % de la superficie de la región Istmo-Costa y 0.86 % de la superficie estatal. El norte del municipio es zona accidentada y comprende la Sierra Madre de Chiapas; el sur del municipio forma parte de la Llanura del Pacífico [26]. Su relieve es plano en la mitad de su superficie y el resto es montañoso, su altitud promedio son 60 metros sobre nivel del mar.



**Figura 3 .1:** Ubicación del sitio de estudio. Figura tomada de [27].

Dada la cercanía del emplazamiento de estudio con La Ventosa en Oaxaca (aproximadamente 130 km) existen condiciones del recurso eólico que permiten la producción de electricidad con energía eólica en donde se encuentran instalados numerosos aerogeneradores en diversos parques eólicos. La mayor concentración de centrales eólicas en el país se localizan en el estado de Oaxaca, con el 56 % de la capacidad instalada y el 61 % de la generación anual mediante esta tecnología [12].

## Caracterización del relieve

El viento prevalente en cualquier ubicación es específico del sitio y depende en gran medida del terreno y las características topográficas [28]. Por lo tanto, al determinar el emplazamiento es necesario caracterizar geográficamente el relieve del terreno.

Los datos de elevación para representar los cambios de topografía que existen en el terreno fueron obtenidos del Modelo *Shuttle Radar Topography Mission (SRTM: Shuttle DTM 1 arc-second)* desarrollado por la NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) mediante técnicas satelitales. Tienen una resolución de 1 arco (30 m). Los datos cumplen con las exactitudes absoluta horizontal y vertical de 20 metros (error circular al 90 % de confianza) y 16 metros (error lineal al 90 % de confianza), respectivamente [29]. Los datos de elevación del terreno necesitan cubrir una distancia de aproximadamente 5 km del emplazamiento [30].

La velocidad del viento y, en consecuencia, el potencial de energía eólica están fuertemente influenciados por la rugosidad de la superficie del área circundante de obstáculos cercanos, como árboles u otros edificios, y por los contornos del terreno local [31]. Por ello es necesario conocer la rugosidad del terreno e identificar los cuerpos de agua, vegetación y edificaciones en el emplazamiento y alrededores.

La vegetación en el sitio de estudio es selva mediana y las principales especies son: palo colorado, guachipilín, caoba, cedro, chicozapote, mango, plátano entre otras [26], se considera a la selva mediana como bosques densos que miden entre 15 a 40 m de altura, y más o menos cerrados por la manera en que las copas de sus árboles se unen en el dosel [32]. Esta información es utilizada para caracterizar la superficie que existe en la zona.

En el emplazamiento de estudio y alrededores se encuentran dispersos algunos árboles, terrenos utilizados para la agricultura y la zona donde se encuentra asentada la ciudad, todos los lugares fueron caracterizados según su tipo de rugosidad de acuerdo con la Tabla 2 .2. Las edificaciones cercanas al sitio se consideraron como obstáculos y se identificaron de acuerdo con su dimensión y altura en el radio específico de la zona de estudio.

## Granja eólica

La granja eólica se localiza a 50 msnm, aproximadamente, instalada sobre una sitio plano con vegetación de la zona. Se encuentran instalados 16 aerogeneradores con una potencia nominal de 2 MW cada uno distribuidos en un arreglo de 4 hileras sobre el terreno. La granja eólica está bajo el esquema de autoabastecimiento y se ubica en la región de control 02-Oriental de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [12].

El aerogenerador de estudio es una turbina eólica con modelo similar al que se encuentra instalado en la granja eólica. La turbina es de eje horizontal con 3 álabes y una potencia nominal de 2 MW. Su diseño se basa de 80 m de altura, con un diámetro del rotor de 90 m y opera a una frecuencia de 50/60 Hz. La velocidad de arranque son 4 m/s, la velocidad nominal son 12 m/s y la velocidad de corte son 25 m/s. Las características de la granja eólica y del aerogenerador se describen en la Tabla 3 .1.

	Categoría	Descripción
<b>Sitio Granja eólica</b>	Localización	Arriaga, Chiapas
		Altitud 50 msnm
<b>Aerogenerador</b>	Capacidad instalada	32 MW (2 MW·16)
	Diámetro del rotor	90 m
	Altura	80 m
	Velocidad arranque/ nominal/ corte	4/ 12/ 25 m/s

**Tabla 3 .1:** Especificaciones de la granja eólica.

## 3 .2. Datos de viento

Se realiza el análisis del comportamiento del recurso eólico en el sitio de estudio para cada año. Se calculan los valores de la media y desviación estándar ( $\bar{v}$  y  $\sigma$ ) anual, para el caso del promedio de la velocidad del viento los datos son mes con mes, con la finalidad de realizar una comparación del comportamiento del viento entre ambos años. También se presenta la dirección del viento, el perfil vertical de viento, la distribución de frecuencia de las velocidades y la distribución de Weibull.

A continuación, se describen las series de tiempo utilizadas para los años 2006 y 2016. Cabe destacar que la distancia entre la granja eólica y la torre anemométrica es de aproximadamente 10 km en línea recta. La periferia del sitio de estudio constituido por parcelas de tierra, el asentamiento de la localidad y parte montañosa en los alrededores.

## Año 2006

La torre anemométrica se instaló en el rancho El Progreso en el municipio de Arriaga, Chiapas y pertenece al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL, antes Instituto de Investigaciones Eléctricas). Los datos de dirección y velocidad de viento medidos se encuentran a dos diferentes alturas (20 y 40 m) y su orientación es  $0^\circ$  con respecto al norte. Los intervalos de monitoreo es de 2 segundos y los promedios de los datos se generan cada diez minutos, estas mediciones corresponden a un año completo. Las características de la torre anemométrica se muestran en la Tabla 3 .2.

	<b>Categoría</b>	<b>Descripción</b>
<b>Sitio</b>	Localización	Rancho el Progreso Arriaga, Chiapas Altitud 50 msnm
<b>Torre anemométrica</b>	Altura de medición	20 y 40 metros
	Equipo de medición	NRG System y Campbell
	Dirección de viento	Veleta NRG 200 P
	Velocidad de viento	Anemómetro de copas Maximum #40
	Adquisidor de datos	Campbell modelo CR10X
	Período de medición	1 Enero-31 Diciembre 2006

**Tabla 3 .2:** Especificaciones de la torre anemométrica.

## Año 2016

Las mediciones del año 2016 se obtuvieron a partir del sensor anemométrico, a 80 m del suelo, de uno de los aerogeneradores instalados proporcionados por la granja eólica. La serie de tiempo corresponde a un año completo (1 de enero al 31 de diciembre de 2016) y los intervalos de promediación son cada 10 minutos para las variables de velocidad, dirección del viento y densidad de potencia acumulada del aerogenerador en estudio, Tabla 3 .1.

### 3 .3. Cálculo de la energía anual producida

Se realizan los cálculos teóricos de la energía anual producida y el factor de planta para un aerogenerador instalado en donde se encuentra la granja eólica partir del recurso del viento (velocidades) para los años 2006 y 2016. Con la metodología, descrita anteriormente, se caracteriza el relieve del paisaje como lo son curvas de nivel, perfil vertical del viento (Ecuaciones 2 .5 y 2 .6), rugosidad (Tabla 2 .2) y edificaciones cercanas. Esto hace posible calcular la producción energética para cada punto cardinal y constatar el recurso eólico con las direcciones preferentes.



La estimación de la producción energética del aerogenerador se realiza haciendo uso de los datos del recurso eólico en ambos años. El cálculo de la energía anual producida para el aerogenerador en estudio se realiza a partir de los resultados obtenidos de la curva de potencia real usando la Ecuación 2.20, posteriormente se calcula el factor de planta, Ecuación 2.21, esto refleja el desempeño del aerogenerador durante ese año.

Los resultados se comparan con los datos estimados de la energía anual producida por el aerogenerador para ambos años de estudio (2006 y 2016) frente a resultados reales obtenidos. La estimación de la producción de la granja eólica se realiza haciendo uso de la misma metodología para obtener los resultados del aerogenerador. Se calcula la energía anual producida, el factor de planta y la producción de energética para cada sector cardinal.

Hasta ahora se ha descrito la metodología que se empleará para el desarrollo del presente trabajo. En el siguiente capítulo se presentan los resultados obtenidos para la evaluación del recurso eólico y los parámetros de estudio en el abastecimiento de energía eléctrica de una granja eólica: energía anual producida y factor de planta.

---

## Capítulo 4

# Resultados

---

Se describe en este capítulo el análisis del recurso eólico y los resultados de la producción energética tanto del aerogenerador como de la granja eólica que se encuentra instalada al sureste del país. En primer lugar, se presenta la evaluación del recurso eólico en los años 2006 y 2016. Posteriormente, se muestran los cálculos teóricos que se realizaron para obtener la energía anual producida (EAP) y el factor de planta (FP) para un aerogenerador instalado en la zona de estudio.

Se realiza la estimación de la producción del aerogenerador para ambos escenarios y se compara con el desempeño real del mismo en 2016. De igual forma, se presentan los resultados de la estimación de los parámetros de estudio para la granja eólica. Finalmente, se muestra la evaluación del recurso y la producción energética en la región con el objetivo de identificar las áreas que cuenten con mayor recurso eólico aprovechable.

### 4 .1. Evaluación del recurso eólico

#### Años 2006 y 2016

El análisis del recurso eólico obtenido de la torre anemométrica en 2006 y del sensor anemométrico del aerogenerador en 2016 se presenta en la Tabla 4 .1. Cabe señalar que para este apartado se hizo uso del software Wolfram Mathematica, como ya se menciono anteriormente. Para el primer período, la velocidad media anual ( $\bar{v}$ ) es de 4.9 m/s y 5.84 m/s para las alturas de 20 m y 40 m, respectivamente. La desviación estándar ( $\sigma$ ) tiene un valor de 3.84 m/s a la altura de 20 m y de 4.64 m/s para la segunda altura de medición.

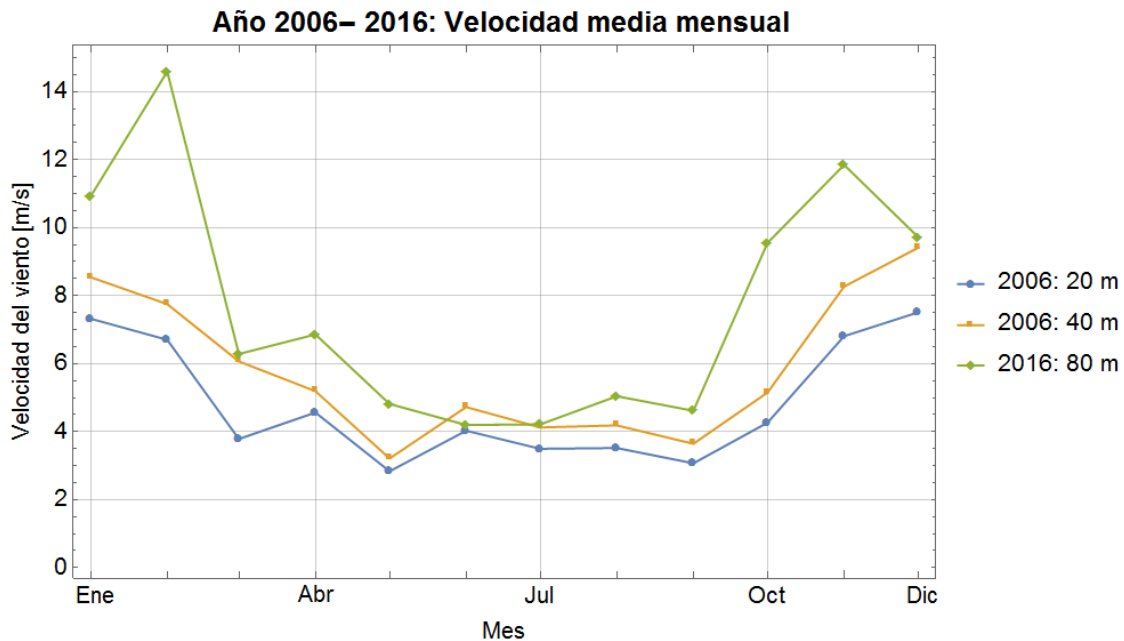
Para el segundo período, la velocidad media anual es de 7.69 m/s y una desviación estándar de 6.05 m/s, este último valor, para ambos años, refleja la dispersión de las fluctuaciones en la velocidad del viento en torno a la velocidad media en el sitio.

		2006		2016
		20 m	40 m	80 m
Velocidad media anual ( $\bar{v}$ )	[m/s]	4.94	5.84	7.69
Desviación estándar ( $\sigma$ )		3.84	4.64	6.05

**Tabla 4 .1:** Año 2006-2016: Velocidad media y desviación estándar anual.

Las velocidades medias mensuales de ambos períodos se muestran en la Figura 4.1. En 2006, el mes que registró la mayor velocidad fue diciembre, para ambas alturas, 7.51 m/s para 20 m y 9.41 m/s para 40 m. Los meses de noviembre a febrero, corresponde en su mayoría a la estación de invierno, donde los registros de las velocidades son las mayores registrados durante el año.

En 2016, es febrero el mes que tiene el registro de mayor velocidad, con 14.59 m/s, y junio, con 4.20 m/s, el mes que tiene el menor valor de las velocidades promedio. Para ese año, los meses de octubre a febrero es el período con valores por encima de la velocidad media anual ( $\bar{v}=7.69$  m/s) y parte de ese tiempo corresponde a la estación de otoño (octubre, noviembre y 20 días de diciembre) y a la estación de invierno (resto de diciembre, enero y febrero).



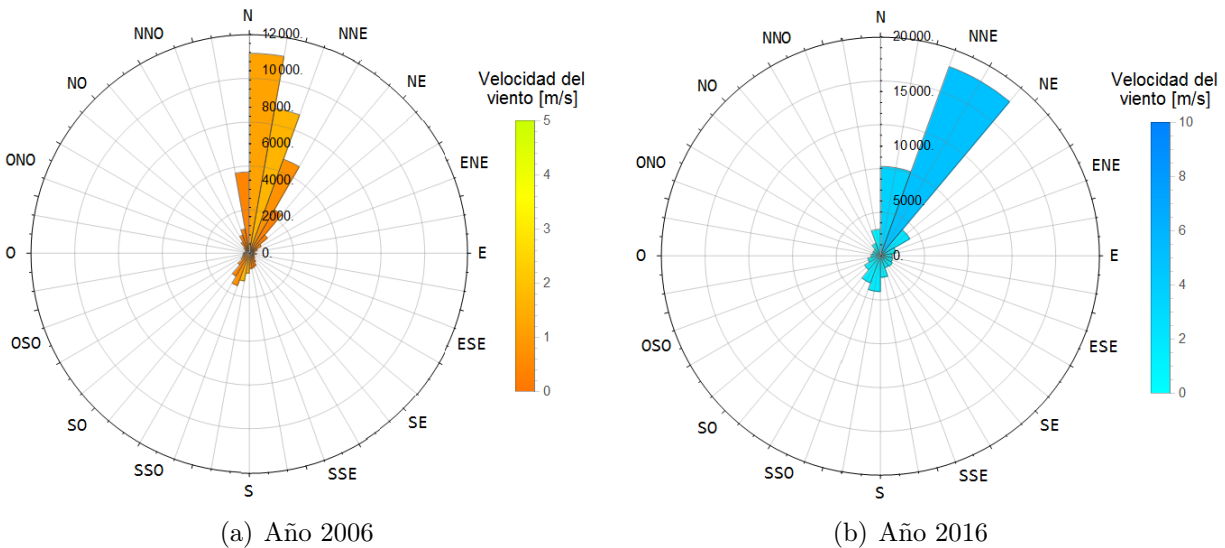
**Figura 4.1:** Año 2006-2016: Velocidad media mensual

Para ambos años, el período de tiempo con registro de velocidades mayores del recurso eólico durante el año tiene explicación con la estrecha cercanía que existe de la zona y el istmo de Tehuantepec (Oaxaca), lo cual permite describir el comportamiento del viento en la región.

El comportamiento en invierno de los vientos fuertes se debe al “Tehuantepecer”, fenómeno violento y escuálido al norte o al noreste en el istmo de Tehuantepec. Se desarrolla en el Golfo de México como un viento del norte, cruzando el istmo y sopla a través de la brecha entre las montañas de México y Guatemala. Es similar a los Papagayos, también llamados Nortes, que soplan en la costa del Pacífico de México. Es producido por una intensificación de los vientos alisios del noreste en el Caribe [33].

Las direcciones preferente del recurso eólico, para ambos años de estudio, se muestran en la Figura 4.2. En el primer año, la dirección fue, principalmente, al norte (N) seguido por el sector nornordeste (NNE), los dos sectores representan el 54 %. Con menor frecuencia están el noreste (NE), nornoroeste (NNO) y Sursuroeste (SSO) con el 22 % del total.

Para 2016, el sector que predomina es el punto cardinal NNE seguido por el N, en su conjunto ambos sectores representan el 53 % en la dirección del viento. En menor medida hacia otras direcciones igualmente apuntadas al N y una minoría hacia los sectores del sur, estos demás sectores representan el 43 % restante. Para los dos años se observa un comportamiento similar, en donde sobresalen ambas direcciones N y NNE y con una menor proporción los otros sectores.



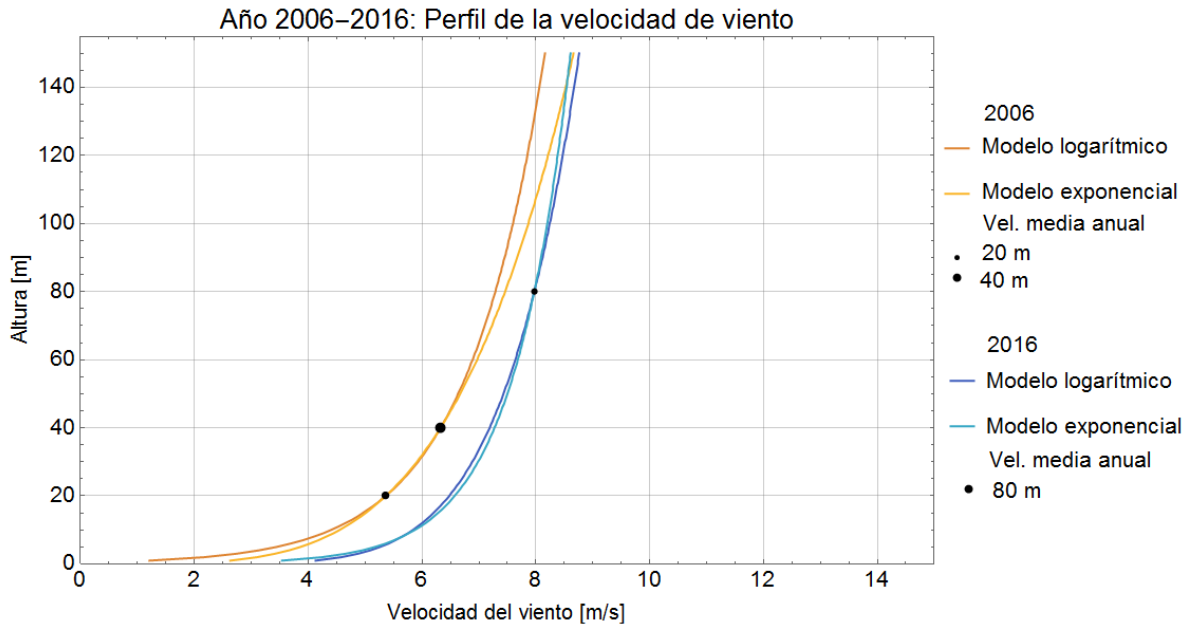
**Figura 4.2:** Año 2006-2016: Rosas de los vientos.

En el Istmo de Tehuantepec la dirección del viento preferente es hacia el NNO a diferencia de la región de Arriaga donde predominan los vientos hacia el N y NNE. La dirección predominante del viento (NNO) está asociada con el fenómeno del viento de la sierra (la parte derecha de esta distribución), mientras que otras direcciones del viento están relacionadas con los efectos locales como la brisa del mar (la parte izquierda de esta distribución). Por lo tanto, esta distribución de frecuencia se establece tanto por el fenómeno del viento en la sierra como por los vientos de la brisa marina [33]. La diferencia de dirección como se menciona en [33] está altamente influenciada por la Sierra Madre del Sur, que es donde está situada la zona de estudio, principalmente, hacia el norte.

La interpretación de la disparidad entre ambos escenarios en dirección del viento se debe a que la torre anemométrica está instalada hacia el norte con  $0^\circ$  y los aerogeneradores de la granja eólica tienen una orientación inclinada entre el N y NNE para una mayor captación del recurso eólico en la zona. La dirección del recurso eólico tiene una alta influencia por la orografía asociado al fenómeno del viento en la sierra y a otros efectos locales, como se menciona en [33].

Los perfiles verticales de viento estimado a partir del modelo logarítmico y exponencial se muestran en la Figura 4.3 para los dos años de estudio. Para 2006, el modelo logarítmico comienza después de 1 m/s y el modelo exponencial después de los 2 m/s, es hasta la altura de 60 m que ambos perfiles mantienen un comportamiento semejante y después se bifurcan. Este segundo modelo es el que presenta mayores velocidades con respecto a la altura en comparación con el perfil vertical de viento calculado con el modelo logarítmico.

Para 2016, se aprecia que ambos perfiles de viento mantienen un comportamiento semejante desde los 0 m de altura hasta los 150 m (altura máxima de evaluación), los dos perfiles pasan por la velocidad media anual sobre la altura de medición (80 m) de 7.69 m/s. La diferencia de los perfiles de viento para los dos años se debe a la altura de medición a la que fueron medidos y la evaluación de las velocidades del viento, siendo para 2016 mayores como lo muestra la Figura 4 .1.

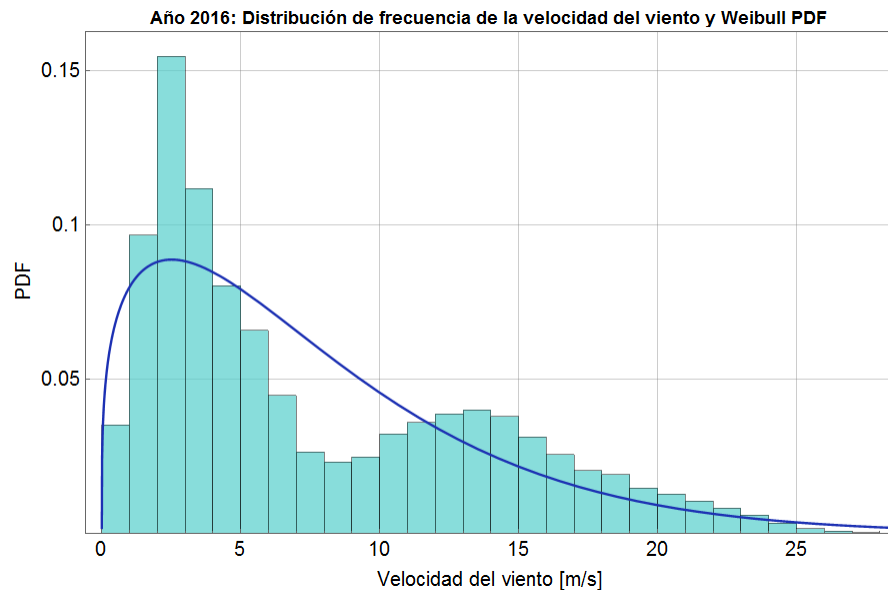
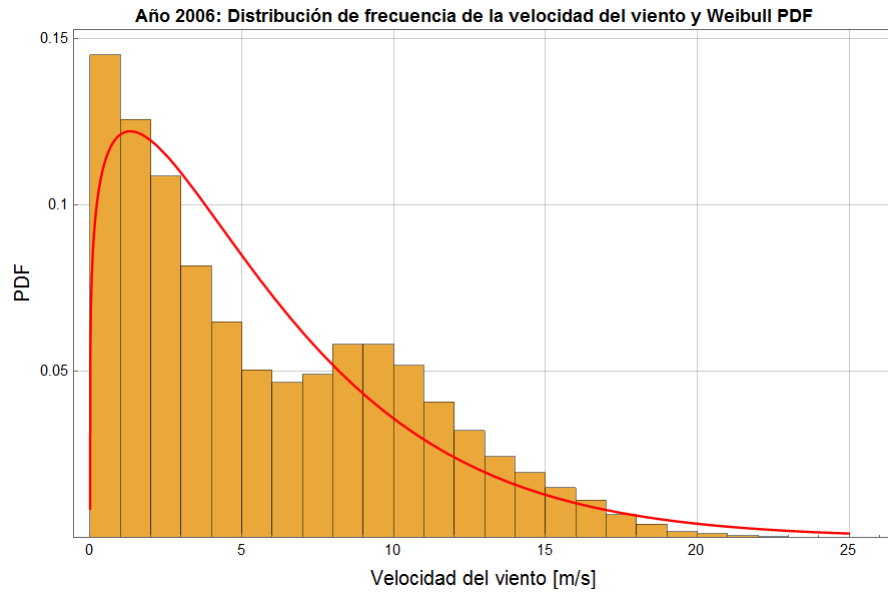


**Figura 4 .3:** Año 2006-2016: Perfiles verticales de viento.

La probabilidad de la distribución de frecuencia de la velocidad del viento de los años 2006 y 2016 se muestra en la Figura 4 .4. Se puede observar que el comportamiento del viento durante ambos años son dos cúmulos de datos, mismos que no se ajustan a la distribución de Weibull.

Esta distribución subestima las velocidades de 0 a 5 m/s y sobrestima la frecuencia en las velocidades de 5 a 10 m/s. La distribución de Weibull tiene un parámetro de escala de  $c= 6.19$  m/s y el de forma  $k= 1.19$  [-]. El parámetro  $c$  está por encima de las velocidades medias para ambas alturas (4.9 m/s para 20 m y 5.84 m/s para 40 m) y el valor de  $k$  muestra que se alcanzan vientos elevados en la región pero no de forma regular.

Para 2016, los parámetros Weibull tienen valores para  $c= 8.32$  m/s y para  $k= 1.28$  [-]. Se puede observar que esta distribución también presenta una bimodalidad en su distribución de frecuencias al igual que la distribución anterior, así como también subestima y sobrestima la frecuencia de las velocidades. En [33] se muestra que un enfoque analítico que tenga doble Weibulls mejora los resultados para estimar la distribución de frecuencia de la velocidad del viento para La Ventosa en Oaxaca.



**Figura 4.4:** Año 2006-2016: Distribución de la velocidad del viento y Weibull PDF.

Dada la cercanía de la zona con La Ventosa, una sola distribución de Weibull no se ajusta a la distribución de frecuencia en la zona de estudio, por lo que es necesario adecuar un modelo estadístico que permita describir con mayor exactitud la frecuencia de velocidades en el sitio. Lo que nos ofrece esta distribución es un panorama de como relacionar ambos sitios y el origen de las posibles discrepancias.

Sin embargo, la distribución de Weibull no es utilizada como herramienta para la estimación de la energía anual producida del aerogenerador ni para estimar el factor de planta de la granja eólica. Se utilizan los datos directos como se mencionó en la Sección 3.3, por lo que un mejor ajuste de la distribución de frecuencia de los datos no es calculado en este trabajo.

## 4.2. Resultados teóricos

Los cálculos teóricos para obtener los valores de la energía producida y el factor de planta de ambos escenarios temporales (2006 y 2016) del aerogenerador se muestran a continuación. Los parámetros de estudio se realizaron en intervalos mensuales y anuales para conocer el desempeño que tendría el aerogenerador a partir del recurso eólico que existe en la zona al suponer que se instala en el sitio donde se encuentra la granja eólica. Cabe señalar que estos cálculos no toman en cuenta la caracterización del relieve en el sitio de estudio, únicamente se utilizan las velocidades de viento para la obtención de resultados. El aerogenerador es similar al que se encuentra instalado en la granja eólica, turbina eólica de 2 MW de potencia.

La evaluación del recurso eólico reporta valores cercanos para ambos parámetros de estudio. Por lo tanto, se deduce que las velocidades del viento en la región son similares en los dos años para el rendimiento del aerogenerador. Estos resultados fueron presentados en el reporte académico *“Estimación y análisis de la producción de potencia del Parque Eólico Arriaga”* y la información se reproduce en el presente trabajo.

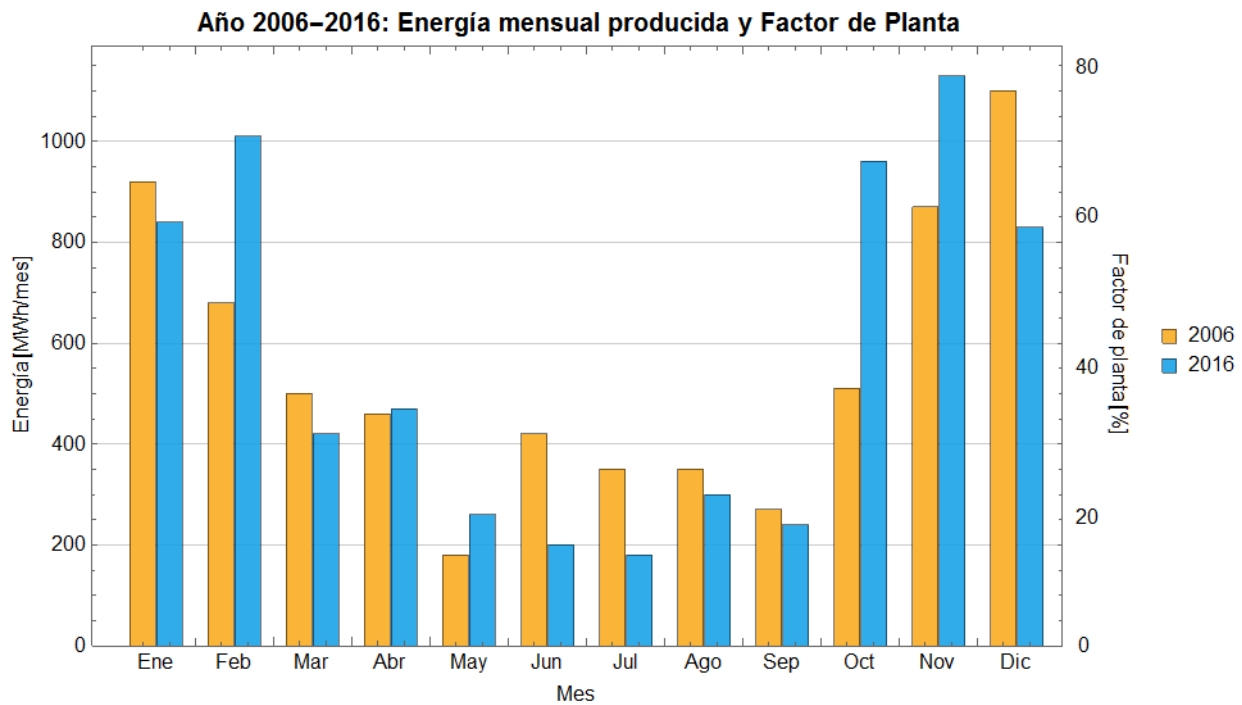
### Años 2006 y 2016

El análisis teórico se obtuvo a partir de la instalación del aerogenerador en el lugar de emplazamiento, mismo donde se encuentra la granja eólica, y a partir del recurso eólico de los años 2006 y 2016. Se presentan como “análisis teórico” pues los resultados presentados a continuación son la máxima producción de energía que el aerogenerador generaría hipotéticamente sin ningún tipo de pérdidas durante ambos años.

La energía anual producida por el aerogenerador utilizando el conjunto de datos del año 2006 es de 6,610.0 MWh/año. En la Figura 4.5 se muestran los resultados mensuales para ambos años. Para el primer año, el mes con una menor cantidad de energía producida es mayo con 180 MWh/mes y diciembre el mes con una mayor energía producida con 1,100 MWh/mes. Para 2016, la energía anual producida es de 6,640 MWh/año, en este caso el mes donde mayor energía se produce es noviembre con 1,130 MWh/mes y el que menos lo hace es el mes de julio con 180 MWh/mes.

En la misma Figura 4.5 se muestran los factores de planta mensuales. En 2006, el FP anual es de 37.7% y para 2016 de 37.8%. El comportamiento de los factores de planta está directamente relacionado con la energía producida para cada mes, por lo tanto en el 2006 es el mes de mayo el que tiene un menor factor de planta con 12% y diciembre con 74% el mes con el mayor valor (casi 6 veces la energía producida en mayo) con una producción equivalente a 23 de los 31 días de ese último mes del año.

En 2016, el mes de julio tiene un FP de 12%, por lo que es el mes que reporta el menor de los valores durante ese año, y el mes de noviembre tiene un factor de planta cercano al 80%. La disparidad de los factores de planta mensuales coincide con las temporadas del año donde mayor recurso eólico hay en la zona.



**Figura 4 .5:** Aerogenerador 2006-2016: Energía mensual producida y Factor de planta. Figura reproducida con información de [34].

## 4 .3. Producción del aerogenerador

En este apartado se presentan los resultados obtenidos del desempeño energético del aerogenerador. Se parte del mismo supuesto al igual que en los resultados teóricos, la instalación del aerogenerador en el sitio de estudio, y esta metodología sí considera la caracterización del relieve en el emplazamiento (curvas de nivel, rugosidad, edificaciones cercanas). Como se menciono anteriormente, se hizo uso del software WindPRO 3.0.651 para la obtención de los resultados estimados para ambos años de estudio y posteriormente son comparados con los resultados reales obtenidos de la producción de potencia del aerogenerador para el año 2016.

### 4 .3.1. Resultados simulados

Las estimaciones de la energía anual producida y factor de planta para el aerogenerador se describen a continuación. La Tabla 4 .2 muestra los resultados obtenidos para los dos escenarios de estudio. En el año 2006, la EAP fue de 6,080.3 MWh/año con un factor de planta del 34.7%, esto equivale a que el aerogenerador trabajó en la producción de energía 3,040 horas a su máxima potencia durante el año.

Para el año 2016, la EAP es de 6,009.0 MWh/año con un factor de planta de 34.3%. La diferencia en la energía generada entre ambos años es de 71.19 MWh/año y los factores de planta tienen una variación porcentual de 0.4%.



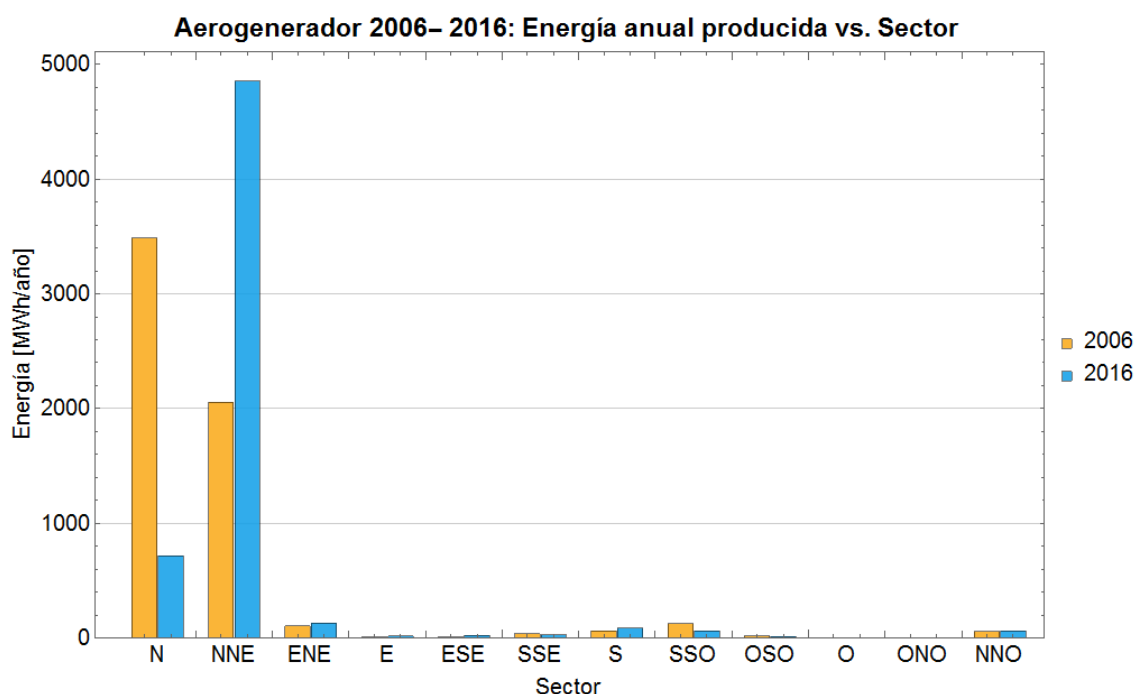
Estimación de la producción energética del aerogenerador		
	2006	2016
Energía anual producida [MWh/año]	6,080.30	6,009.00
Factor de planta [%]	34.7	34.3

**Tabla 4 .2:** Aerogenerador 2006-2016: Energía anual producida y factor de planta estimados.

El factor de planta es el indicador que refleja la productividad real del aerogenerador, pues representa la fracción de la energía total generada durante un determinado período dividida entre la energía máxima que podría ser obtenida durante ese mismo período si el aerogenerador se encontrara operando a su máxima capacidad. Una equivalencia para 2006 del factor de planta (34.7%) demuestra que el aerogenerador se mantuvo en una generación constante de energía (si se suponen las 24 horas del día) el equivalente a 127 de los 365 días del año.

Para ambos casos se realizó el cálculo de la EAP por sector cardinal, la Figura 4 .6 muestra los resultados obtenidos. En el año 2006, la producción de energía tuvo su origen de los vientos con dirección preferente N y NNE con 3,500 MWh/año y 2,050 MWh/año, respectivamente, equivalente al 91 % de energía generada proveniente de esos dos sectores. Estos resultados son comparados con las direcciones de viento preferentes en la Figura 4 .2 donde el N y NNE predominan.

En 2016, el sector con mayor producción de energía durante el año fue el NNE con 4,855 MWh/año y el N con 718 MWh/año, ambos sectores representan el 93 % de la energía total generada por el aerogenerador. Si se compara con la Figura 4 .2 la energía generada entre los dos sectores es igual a la dirección de los vientos preferentes durante ese año.



**Figura 4 .6:** Aerogenerador 2006- 2016: Energía anual producida estimada vs. Sector.

### 4 .3.2. Comparación de resultados

La comparación de la producción energética teórica, estimada y real del aerogenerador se describe a continuación. En primer lugar se presenta el análisis de la producción real de la energía por el aerogenerador durante el año 2016. Cabe señalar que los resultados de la producción energética real del aerogenerador se hizo a partir de la serie de tiempo del 2016, utilizando los datos de la densidad de potencia acumulada del aerogenerador como se menciona en 3 .2. Los resultados descritos son aproximaciones debido a que es información estrictamente confidencial de la gerencia de la granja eólica.

En el 2016, la energía anual producida por el aerogenerador descontando las pérdidas energéticas fue alrededor de los 6,000 MWh/año. Con un factor de planta por encima del 34.3 %, correspondiente a cerca de 3,000 horas anuales en la producción de energía, un aproximado de 125 de los 366 días durante el año 2016. Las pérdidas energéticas son menor a un punto porcentual de la EAP total y son cuando el aerogenerador no produce la energía necesaria para abastecer su propia operación de electrónica y utiliza energía de la red eléctrica para su propio funcionamiento, lo cual representa esta disminución energética.

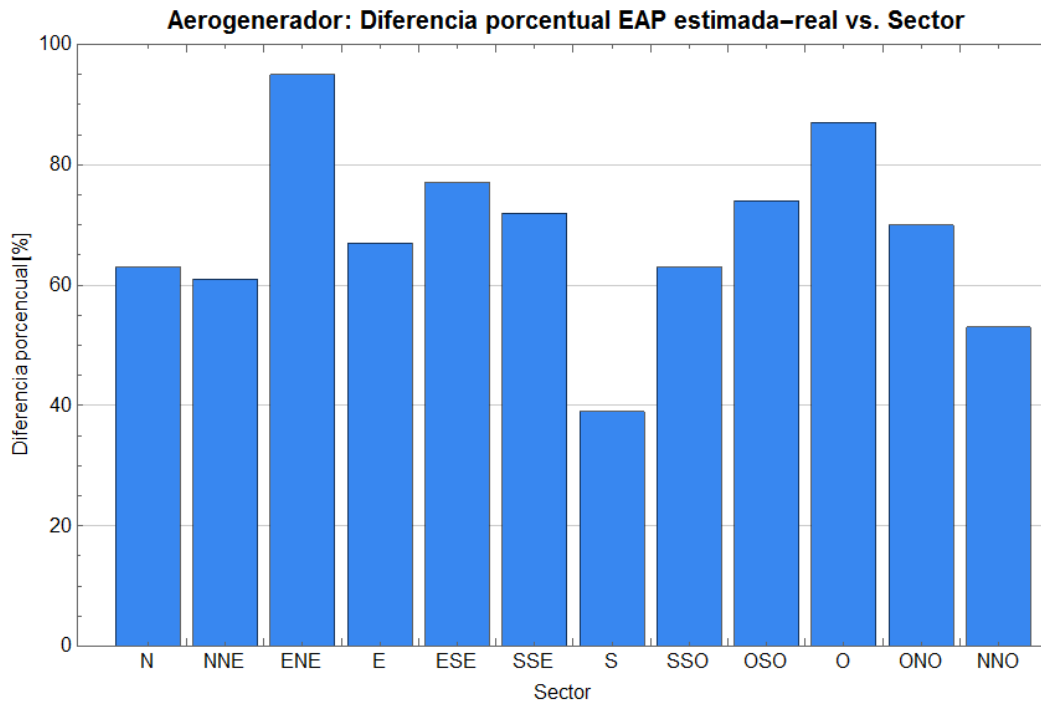
La energía mensual producida por el aerogenerador muestra que es noviembre el mes que mayor cantidad de energía se produjo (alrededor de 953 MWh/mes) durante todo el año y el mes con la menor producción energética fue julio (poco más de 160 MWh/mes). Es decir, se produjo seis veces más energía en noviembre en comparación con julio. La Tabla 4 .3 muestra la comparación de la energía anual producida y el factor de planta del año 2016 de los tres resultados obtenidos: teórico, estimado y real. La energía anual producida en 2016 obtenida de los cálculos teóricos es de 6,640 MWh/año, para los resultados estimados es de 6,009.0 MWh/año y de 6,080.3 MWh/año en 2006 y el resultado real de la energía producida por el aerogenerador es cerca de los 6,000 MWh/año.

El dato aproximado producción real del aerogenerador es la base de comparación, por lo que la diferencia porcentual entre el resultado teórico para el año 2016 es de 10.60 %, equivalente a 640 MWh/año y con el resultado estimado en 2006 es 1.33 % y en 2016 es de 0.15 %, equivalente a 80.3 MWh/año y 9 MWh/año, respectivamente. Las diferencias entre los factores de planta, al tomar nuevamente el resultado real, como base es de 3.6 % contra el teórico y con los resultados estimados para 2006 es de 0.5 % y de 0.1 % para 2016.

<b>Año 2016: Resultados aerogenerador</b>				
	Teórico	Estimado		Real
		2006	2016	
Energía anual producida [MWh/año]	6,640.0	6,080.3	6,009.0	≈6,000.0
Factor de planta [%]	37.8	34.7	34.3	≈34.2

**Tabla 4 .3:** Aerogenerador: Comparación de resultados.

La diferencia porcentual de la producción de la EAP simulada y real por sector durante el año 2016 se muestra en la Figura 4 .7. El comportamiento de los resultados estimados en contraste con los resultados reales es similar, para ambos casos los sectores preferentes de producción energética fueron en mayor cantidad el NNE seguido por el N.



**Figura 4 .7:** Comparación de resultados 2016: Energía vs. Sector.

Los resultados obtenidos demuestran que la metodología utilizada para la estimación de energía anual producida y factor de planta en el estudio del aerogenerador en contraste con los resultados reales del mismo durante el año de estudio, 2016, tienen una diferencia de 1.1 % para la EAP y de 0.9 % para el factor de planta. Esto significa que la presente metodología es de utilidad para el análisis de estos parámetros técnicos de una granja eólica, por lo tanto puede ser replicado en cualquier otro emplazamiento en donde se desee instalar una central renovable de este tipo.

## 4 .4. Granja eólica

La estimación de la producción energética y factor de planta de la granja eólica se realizó con el mismo método utilizado para el aerogenerador, es utilizado el software antes mencionado para la obtención de los resultados y se hace uso de los dos conjuntos de datos correspondientes a los años 2006 y 2016. Para lograr la estimación de la granja eólica se utilizó el segundo conjunto de datos, correspondientes al año 2016, se ubicaron los 16 aerogeneradores en el área tal y como están instalados en la granja eólica y a cada uno se le asignó un número de posición como lo muestra la Figura 4 .8 para obtener los resultados de las estimaciones de producción individual.

Cabe señalar que las estimaciones de producción se realizaron a partir del recurso eólico captado por la torre anemométrica y el sensor anemométrico de uno de los aerogeneradores instalados en la zona, por lo tanto la energía anual producida por cada aerogenerador tiene como referencia la velocidad y dirección preferente del punto en donde se captó el recurso eólico.



**Figura 4 .8:** Posición de los aerogeneradores en la granja eólica. Figura tomada de [27].

La estimación de la energía anual producida por la granja eólica y factor de planta para ambos años se muestra en la Tabla 4 .4. Para el primer escenario la EAP es de 97,204.95 MWh/año con un factor de planta del 34.7% y para el segundo escenario es de 105,151.41 MWh/año con un factor de planta del 37.2%. Es el año 2016 donde se obtuvo una mayor energía anual producida y por ende un mejor factor de planta. Para el 2006 el factor de planta de 34.7% equivale a 126.66 días y para 2016 equivale a 135.78 días del año de producción energética por la granja eólica.

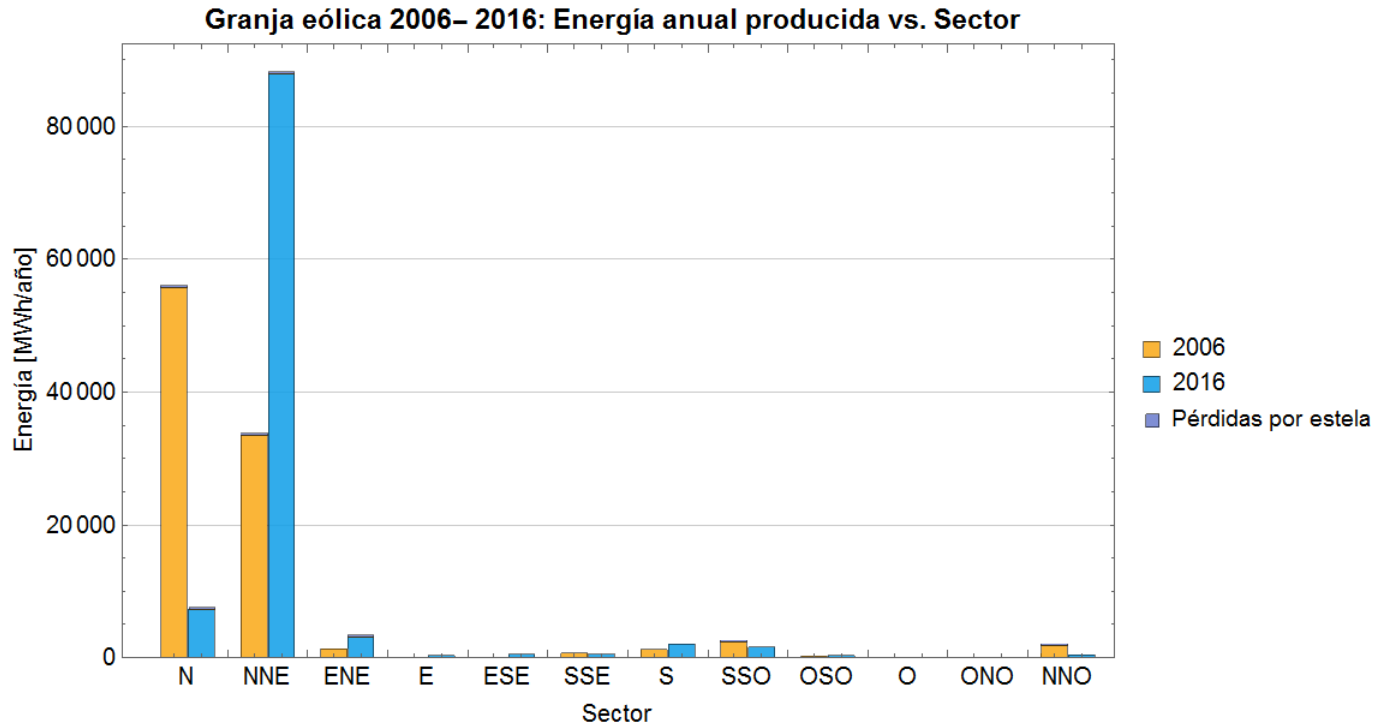
Producción energética de la granja eólica			
		2006	2016
Energía anual producida	[MWh/año]	97,204.95	105,151.41
Factor de planta	[%]	34.7	37.2

**Tabla 4 .4:** Granja eólica 2006-2016: Energía anual producida y factor de planta estimados.

Según el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2017-2031, con datos de la generación bruta de esta granja eólica durante el 2016 existe una diferencia porcentual del 16.8% mayor en comparación con los resultados estimados. Cabe mencionar que la estimación energética que se realizó no toma en cuenta las interrupciones de los aerogeneradores causadas por operación y mantenimiento a lo largo del año o eventualidades que hayan ocasionado alguna interrupción en el suministro de energía por parte de la granja eólica, lo cual influye en la diferencia porcentual que presenta esta comparación.

La producción de energía por sector de la granja eólica se muestra en la Figura 4 .9 para ambos años de estudio. Para el 2006, el 92% de la producción provino de la suma de los sectores Norte (N) y Norte Noreste (NNE) y para el año 2016 fue del 91% de esos mismos sectores cardinales. Esta producción de energía anual por punto cardinal es similar

a la obtenida para el aerogenerador; en el 2006 el sector con mayor captación de energía fue el N y en el 2016 fue el NNE. En ambos casos el sector que le siguen al preferente es el que encabeza el otro escenario, es decir, NNE para 2006 y N para 2016.



**Figura 4 .9:** Granja eólica 2006-2016: Energía anual producida estimada vs. Sector.

Las pérdidas energéticas por efectos de estela en la granja eólica son de 1,208 MWh para 2006, equivalente al 1.2 % del total de la EAP y de 1,575.5 MWh para 2016, equivalente al 1.5 % de la energía total producida durante ese año. Para 2006, los sectores más afectados por las pérdidas por estela es el N seguido por el NNE y el ENE, en su conjunto suman el equivalente al 73 % de las pérdidas, a su vez los sectores menos afectados son ESE y ONO, representando el 2 %. Los aerogeneradores que se ven afectados por estas pérdidas, de acuerdo con la Figura 4 .8, son los números 13, 14, 15 y 16, y los menos afectados son los aerogeneradores número 4, 9, 10 y 11.

Para 2016, los sectores más afectados son el NNO, el NNE y el ENE. Los tres sectores suman el 66 % de las pérdidas por estela. Los sectores menos afectados son el SSE (Sur Sudeste) y el ONO, ambos representan el 3 %. Los aerogeneradores que se ven afectados por las pérdidas de estela son el número 16, 14 y 13. Los menos afectados son las turbinas eólicas número 10, 11 y 12.

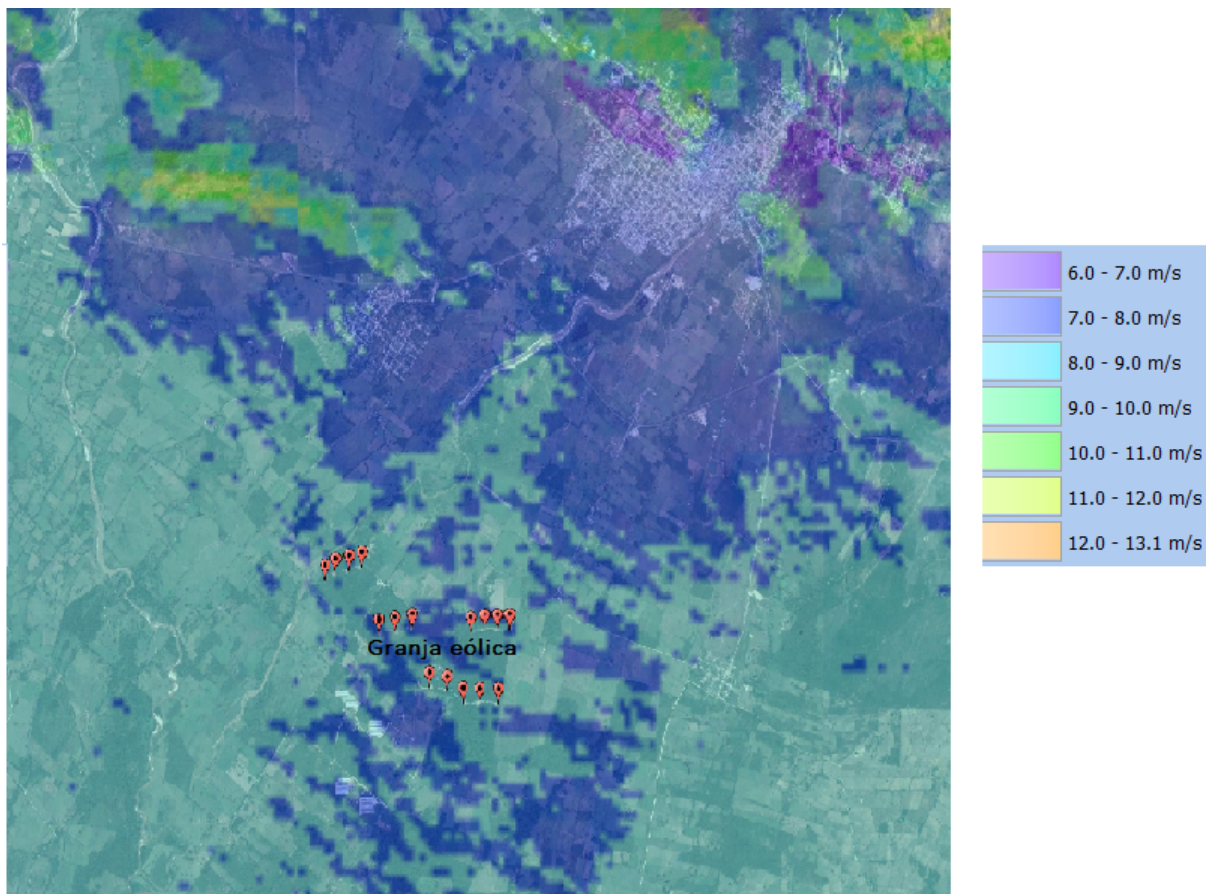
En ambos años, se repite el patrón de pérdidas por estela para los números similares de aerogeneradores. Los que se ven más afectados se encuentran detrás de la hilera de aerogeneradores que menos lo hacen, lo que significa que los aerogeneradores del 8 al 11 no se ven afectados por este tipo de pérdidas pues captan el recurso eólico de forma directa. Sin embargo, los aerogeneradores del 12-16 tienen pérdidas por efectos de estela producto de los aerogeneradores que menores pérdidas reportan.

## 4 .5. Mapa del recurso eólico en la región

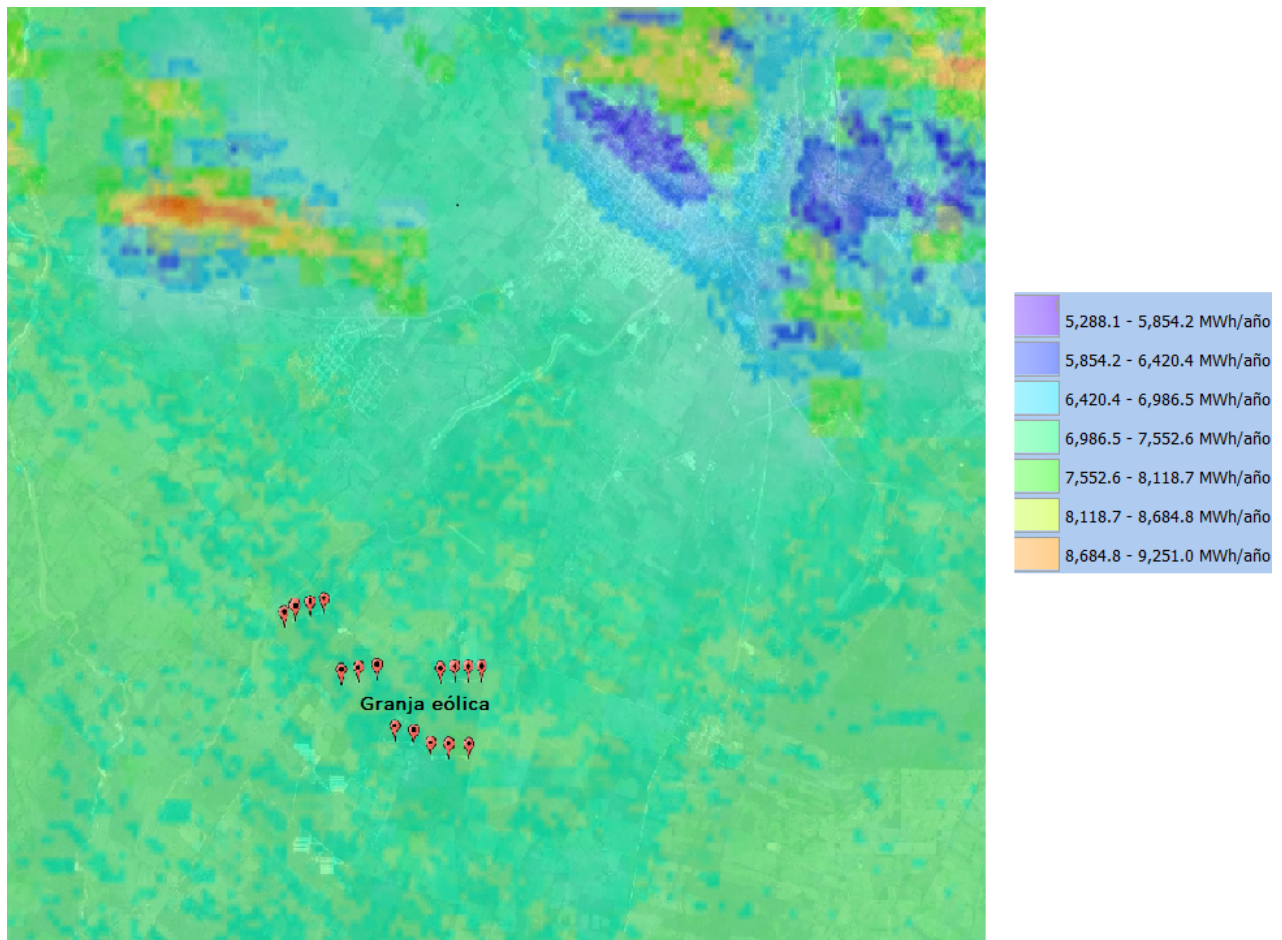
Se realizó una estimación de la velocidad media del recurso eólico en la región y la producción de energía para un aerogenerador instalado durante un año para identificar sitios con mayor potencial. La Figura 4 .10 muestra el mapeo de velocidades de viento en el sitio y la Figura 4 .11 la producción energética. Se marca el sitio donde se encuentran instalados los 16 aerogeneradores de la granja eólica para tener un mejor panorama del lugar.

Para las velocidades de viento, se puede observar que los puntos con mayor alcance en color amarillo y naranja a una altura de 243.7 metros sobre el nivel del mar (zona montañosa) son los sitios donde las velocidades rondan los 12 m/s y una producción energética anual alrededor de los 9,000 MWh/año si se supone que se instala un aerogenerador modelo similar al utilizado (turbina eólica de 2 MW de potencia) en el sitio propuesto.

La instalación de un aerogenerador en este nuevo sitio supondría el aprovechamiento de un 50 % más del recurso eólico a diferencia del emplazamiento actual. Así como un aumento porcentual en la energía anual producida de, aproximadamente, 52 % para la misma tecnología eólica pero instalado en sitios con mayor altitud en la zona como lo son los sitios montañosos. Sin embargo, esto implica evaluar la viabilidad técnica y económica que tendría la instalación de tecnologías eólicas en ese sitio.



**Figura 4 .10:** Mapa de las velocidades de viento estimadas en la región.



**Figura 4 .11:** Mapa de la energía anual producida estimada en la región.

El modelo planteado en el presente trabajo demuestra que el modelo utilizado para la caracterización del relieve y la evaluación del recurso eólico para obtener la energía anual producida y factor de planta tanto de un aerogenerador como de una granja eólica es útil y replicable en cualquier sitio. Sin embargo, es necesario conocer la información meteorológica y caracterización del emplazamiento, el área que se tiene disponible para instalar los aerogeneradores, tipo y número de las tecnologías.

---

## Capítulo 5

# Conclusiones

---

Este trabajo fue un estudio del recurso eólico y la producción de potencia real de una granja eólica ubicada en el sureste de México. Se consideran dos escenarios de tiempo diferente producto de dos conjuntos de datos adquiridos en sitios distintos de la región con una distancia de 10 km entre ambos. El primero pertenece al año 2006 obtenido de una torre anemométrica y el segundo al año 2016 obtenido de uno de los aerogeneradores ubicados en la granja eólica.

A partir de la evaluación del recurso eólico en el sitio y con base en un modelo de la caracterización del relieve en el emplazamiento y sus alrededores fue posible estimar para cada escenario los parámetros de potencia, energía anual producida y factor de planta en el estudio de un aerogenerador instalado en la granja eólica y para la misma granja eólica en su totalidad. Para esto se consideró el modelo de tecnología similar que se encuentra instalado en el lugar de estudio.

El recurso eólico de la torre anemométrica fue obtenido a 20 y 40 m de altura y sus velocidades promedio anuales fueron 4.9 y 5.84 m/s, respectivamente, con dirección norte como la preferente del viento. Los datos pertenecientes al aerogenerador, adquiridos del sensor anemométrico, localizado a 80 m sobre el suelo, reportaron una velocidad promedio anual de 7.69 m/s y una dirección preferente nornoroeste. Para ambos, el viento sopla con mayor intensidad durante los meses de octubre a febrero y tienen las mismas direcciones de vientos preferentes (Norte y Nornoroeste). Esto se debe al mismo factor del recurso eólico en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, donde el comportamiento de fuertes vientos en invierno está altamente influenciado por los fenómenos de vientos globales y locales como la cercanía con la sierra y el mar.

La estimación energética anual para el aerogenerador al utilizar los datos del 2006 fue 6,080.3 MWh/año con un factor de planta de 34.7%. Para el año 2016 fue 6,009.0 MWh/año y un factor de planta de 34.3%. En ambos años el sector con mayor producción de energía fue el norte y la mayor cantidad de energía producida fue durante los meses de octubre a febrero.

Los resultados de la energía anual real producida fue cerca de los 6,000 MWh/año, este dato considera las pérdidas energéticas (menos del 1% de la EAP) que tuvo el aerogenerador durante el año. Al comparar este cálculo con los resultados estimados para 2006 la diferencia porcentual es de 1.3% y para el 2016 de 0.15%. Esto significa que la metodología empleada



---

para la estimación de los parámetros de estudio puede ser de utilidad en el análisis técnico del recurso eólico y producción de una granja eólica.

Para la granja eólica, la producción de energía anual con los datos del recurso eólico del año 2006 fue de 97,204.95 MWh/año con un factor de planta de 34.6 % y para el año 2016 el resultado fue 105,151.41 MWh/año con un factor de planta de 37.5 %. La generación bruta por la granja eólica durante el 2016, según el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031, en comparación con los cálculos estimados se presenta una diferencia porcentual del 16.8 % mayor para los resultados estimados.

De igual forma, se realizó la estimación de velocidades de viento en la región de estudio y se detectaron áreas con mayor recurso donde existe una mayor altitud. Los lugares con las mismas altitudes tienen condiciones de viento similares y por lo tanto una producción energética semejante. En los sitios con mayor altitud, como son las montañas, se estimaron velocidades de viento mayores al 50 % que en el emplazamiento donde se encuentra instalada la granja eólica. Asimismo, este aumento en las velocidades implica una mayor producción energética que se traduce en un crecimiento porcentual de 52 % más para un solo aerogenerador instalado en un sitio con mayor altitud.

Cabe señalar que los cálculos de la estimación de la energía anual producida por el aerogenerador y la granja eólica no toman en cuenta los paros ocasionados por operación y mantenimiento o eventualidades que hayan ocasionado alguna interrupción en el suministro energético. Así también, se asume que el modelo del aerogenerador utilizado es la tecnología adecuada para la región en cuestión. Esto abre líneas de investigación futuras como propuesta para la estimación de la producción energética de la granja incluidas las pérdidas ocasionadas por diversos factores y la evaluación de la productividad que se tendrá con distintos modelos de aerogeneradores en el sitio.

# Bibliografía

---

- [1] *2017 Energy Outlook*. Londres, Reino Unido: BP p.l.c, 2017, [En línea]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf> [Accedido: 16-Feb-2018].
- [2] *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Nueva York, Estados Unidos: Organización de las Naciones Unidas, 1992, [En línea]. Disponible en: <http://www.acnur.org/fileadmin/Documentos/BDL/2009/6907.pdf> [Accedido: 20-Feb-2018].
- [3] *Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. Ginebra, Suiza: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, 2014, [En línea]. Disponible en: [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full\\_es.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_es.pdf) [Accedido: 01-Feb-2018].
- [4] *Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del IPCC*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, y Nueva York, Estados Unidos de América: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, 2011, [En línea]. Disponible en: [http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren\\_report\\_es.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf) [Accedido: 01-Feb-2018].
- [5] *Annual Market Update 2017- Global Wind Report*. Bruselas, Bélgica: Global Wind Energy Council, 2018, [En línea]. Disponible en: <http://files.gwec.net/files/GWR2017.pdf?ref=PR> [Accedido: 08-Ago-2018].
- [6] BP p.l.c. (2018) Wind energy. [En línea]. Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy/wind-energy.html> [Accedido: 08-Ago-2018].
- [7] *Mapa de Ruta Tecnológica Energía Eólica en Tierra*. México: Secretaría de Energía, 2017, [En línea]. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/280278/MRT\\_E\\_LICO\\_13DIC17\\_-2-OPT.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/280278/MRT_E_LICO_13DIC17_-2-OPT.pdf) [Accedido: 08-Abr-2018].
- [8] *Prospectiva de Energías Renovables 2017- 2031*. México: Secretaría de Energía, 2017, [En línea]. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325642/Prospectiva\\_de\\_Energ\\_as\\_Renovables\\_2017-2031.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325642/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2017-2031.pdf) [Accedido: 20-Feb-2018].
- [9] Diario Oficial de la Federación. (2015) Decreto por el que se expide la ley de transición energética. [En línea]. Disponible en: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015) [Accedido: 11-Feb-2018].

- 
- [10] *2017 Energy Outlook*. Londres, Reino Unido: BP p.l.c, 2017, [En línea]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf> [Accedido: 16-Feb-2018].
- [11] *Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el período 2020-2030*. México: Gobierno de la República, 2014, [En línea]. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/162974/2015\\_indc\\_esp.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/162974/2015_indc_esp.pdf) [Accedido: 10-Feb-2018].
- [12] *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*. México: Secretaría de Energía, 2018, [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf> [Accedido: 01-Ago-2018].
- [13] *Reporte de Avance de Energías Limpias 2017*. México: Secretaría de Energía, 2018, [En línea]. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/354379/Reporte\\_de\\_Avance\\_de\\_Energ\\_as\\_Limpias\\_Cierre\\_2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/354379/Reporte_de_Avance_de_Energ_as_Limpias_Cierre_2017.pdf) [Accedido: 25-Jul-2018].
- [14] U.S. Department of Energy. The inside of a wind turbine. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine-0> [Accedido: 30-Jun-2018].
- [15] R. Gasch and J. Twele, *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. James & James, 2002.
- [16] J. Manwell, *Wind energy explained: theory, design, and application/ James Manwell, Jon McGowan, Anthony Rogers.*, 2nd ed. John Wiley & Sons Ltd., 2009.
- [17] Annenberg Learner. (2017) Atmospheric circulation patterns. [En línea]. Disponible en: <https://www.learner.org/courses/envsci/unit/text.php?unit=2&secNum=6> [Accedido: 01-Mayo-2018].
- [18] Conservation, University of Washington. (2016) America's first offshore wind farm might have to brace for turbulence. [En línea]. Disponible en: <https://www.conservationmagazine.org/2016/08/offshore-northeast-us-winds-turbulent-mean-wind-power/> [Accedido: 13-Sep-2018].
- [19] N. Vaughn, *Wind Energy Renewable Energy and the Enviroment*, 2nd ed. CRC Press Taylor & Francis Group, 2014.
- [20] F. Bañuelos-Ruedas, C. Angeles-Camacho, and S. Ríos-Marcuello, "Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region," *Wind Farm: Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment, Suvire, G.O. (Ed.)*, pp. 97– 114, 2011. [Online]. Available: <http://cdn.intechweb.org/pdfs/17121.pdf>
- [21] *European Wind Atlas. Roskilde: Risø National Laboratory*. Dinamarca: Troen, I., and Lundtang Petersen, E., 1989, [En línea]. Disponible en: [http://orbit.dtu.dk/files/112135732/European\\_Wind\\_Atlas.pdf](http://orbit.dtu.dk/files/112135732/European_Wind_Atlas.pdf) [Accedido: 20-Ago-2018].
-

- 
- [22] A. R. y. Y.-K. W. Rabia Shakoor, Mohammad Yusri Hassan, “Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen’s model ,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1048–1059, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016123>
- [23] *A note on wind generator interaction*. Dinamarca: Jensen, N. O., 1983, [En línea]. Disponible en: [orbit.dtu.dk/files/55857682/ris\\_m\\_2411.pdf](http://orbit.dtu.dk/files/55857682/ris_m_2411.pdf) [Accedido: 26-Jun-2018].
- [24] WindPower Programa. (s.f.) Calculating the mean power. [En línea]. Disponible en: [http://www.wind-power-program.com/mean\\_power\\_calculation.htm](http://www.wind-power-program.com/mean_power_calculation.htm) [Accedido: 19-Sep-2018].
- [25] International Renewable Energy Agency. (2018) Renewable power generation costs in 2017. [En línea]. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf) [Accedido: 29-Oct-2018].
- [26] Instituto Nacional para el Federalismo y el Desarrollo Municipal. (s.f.) Arriaga, chiapas. [En línea]. Disponible en: <http://www.inafed.gob.mx/work/enciclopedia/EMM07chiapas/municipios/07009a.html> [Accedido: 01-Feb-2018].
- [27] Google. Mapa de arriaga, chiapas. [En línea]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/place/Arriaga,+Chis./@22.9074449,-103.047772,5.19z/data=!4m5!3m4!1s0x8594a4914638515d:0xc4133a0c8b9e569d!8m2!3d16.2371385!4d-93.8986279> [Accedido: 15-Mayo-2018].
- [28] Y.-H. Kim and H.-C. Lim, “Effect of island topography and surface roughness on the estimation of annual energy production of offshore wind farms,” *Renewable Energy*, vol. 103, pp. 106 – 114, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116309831>
- [29] EMD International A/S. (2016) Windpro online data: Shuttle radar topography mission. [En línea]. Disponible en: [http://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=Shuttle\\_Radar\\_Topography\\_Mission](http://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=Shuttle_Radar_Topography_Mission) [Accedido: 04-Feb-2018].
- [30] E. I. A. Per Nielsen, *Guía de Usuario WindPRO 2.7*, 2nd ed. EMD International A/S, 2011.
- [31] J. T. R. Gasch, *Wind power plants Fundamentals, design, construction and operation*, 2nd ed. Solarpraxis, 2014.
- [32] La Jornada Ecológica. (2011) Tipos de ecosistemas que existen en México. [En línea]. Disponible en: <http://www.jornada.com.mx/2011/08/01/eco-j.html> [Accedido: 01-Feb-2018].
- [33] O. A. Jaramillo and M. Borja, “Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: A bimodal probability distribution case,” *Renewable Energy*, vol. 29, no. 10, pp. 1613–1630, 2004. [Online]. Available: [doi:10.1016/j.renene.2004.02.001](https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.02.001), publisher={}
- [34] *Estimación y análisis de la producción de potencia del Parque Eólico Arriaga*. México: Olmos Anahi, De Paz Cesia, Zamora Lourdes, Rodríguez Osvaldo, Abril 2018, [Reporte elaborado del parque eólico].
-