



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

ESTUDIO DE LOS FENÓMENOS CLIMÁTICOS Y SU INFLUENCIA
SOBRE LA PRODUCCIÓN DE POTENCIA DE UNA GRANJA EÓLICA
PARA LA REGIÓN DE ARRIAGA, CHIAPAS

T E S I S
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. LINDA GUADALUPE CANCHÉ CAB

TUTOR PRINCIPAL
DR. OSVALDO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

TEMIXCO, MORELOS, 2020

agosto



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Eduardo Ramos Mora
Secretario: Dr. Sergio Cuevas García
Vocal: Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández
1er. Suplente: Dr. Adolfo Vicente Magaldi Hermosillo
2o. Suplente: Dr. Óscar Martínez Alvarado

La tesis se realizó en el Instituto de Energías Renovables, UNAM.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández
Instituto de Energías Renovables

*Para mi familia.
Y en especial para ti, Rodrigo, por
alentarme en todo momento a seguir
adelante y por toda tu paciencia
brindada durante estos años.*

Agradecimientos

Le agradezco al Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández por todo el conocimiento que me transmitió en estos dos años, por la confianza, el apoyo y los consejos dados.

Al Dr. Óscar Martínez Alvarado por permitir que realizara una estancia de investigación con él, por orientarme y apoyarme en el desarrollo de esta investigación. Y sobretodo por su amistad que hizo más amena mi estancia.

A los Doctores Eduardo Ramos, Sergio Cuevas y Adolfo Magaldi por el tiempo dedicado en la revisión de este trabajo.

Agradezco al proyecto 272063 “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” por la infraestructura computacional brindada para el desarrollo de esta investigación.

Al Newton Fund por los cursos y talleres facilitados que enriquecieron a este trabajo y que en definitiva beneficiarán a investigaciones futuras.

Al Ing. Juan Ramón López Samayoa y al parque eólico por los datos proporcionados.

Agradezco al Instituto de Energías Renovables por haberme permitido alcanzar un logro profesional. Al CONACYT por el apoyo económico otorgado para solventar mis estudios. Y a mis amigos Diego y Ángel, por los buenos momentos que me regalaron durante la maestría.

Índice general

Índice de figuras	VII
Índice de tablas	XI
1. Introducción	1
1.1. Área de estudio	4
1.2. Objetivo	5
1.2.1. Objetivo general	5
1.2.2. Objetivos específicos	5
1.3. Estructura de la tesis	5
2. Principios de meteorología y energía eólica	7
2.1. Meteorología	7
2.1.1. Estructura vertical de la atmósfera	7
2.1.2. Circulación atmosférica del aire	9
2.1.3. Variables físicas y fenómenos atmosféricos	10
2.1.4. Rampa	13
2.1.5. NWP	13
2.1.6. MERRA-2	14
2.2. Energía eólica	14
2.2.1. Componentes de un aerogenerador	14
2.2.2. Mediciones del viento	15
2.2.3. Energía disponible del viento	16
2.2.4. Energía Anual Producida	16
2.2.5. Curva de potencia	16
2.2.6. Factor de planta	17
3. Datos y metodología	19
4. Análisis de resultados	23
4.1. Análisis de velocidades de viento y factores de planta	24
4.1.1. Selección de eventos	29
4.2. Rampas	31

ÍNDICE GENERAL

4.3. Identificación de fenómenos meteorológicos a escala sinóptica	36
4.3.1. Caso 1	36
4.3.2. Caso 2	43
4.4. Oleadas frías o <i>nortes</i> en México durante el 2016	49
5. Conclusiones	53
Bibliografía	55
A. Mapas	61
A.1. Caso 1	61
A.2. Caso 2	67

Índice de figuras

1.1. Capacidad instalada a nivel mundial de Energías Renovables.	2
1.2. Localización del municipio de Arriaga en el estado de Chiapas.	4
2.1. Capas de la atmósfera	8
2.2. Circulación general de la atmósfera	9
2.3. Simbología para la intensidad de viento	11
2.4. Componentes principales de un aerogenerador HAWT.	15
2.5. Representación de una curva de potencia.	17
3.1. Identificación de eventos rampa	20
3.2. Metodología implementada para el desarrollo del proyecto.	21
4.1. Serie de tiempo para las velocidades de viento y factores de planta de un aerogenerador a 90 metros de altura.	23
4.2. Rosa de vientos de los datos correspondientes a promedios diarios. . . .	24
4.3. Días con las velocidades de viento máximas y mínimas durante el 2016. . .	25
4.4. Días con los factores de planta máximas y mínimas durante el 2016. . .	26
4.5. Ejemplo que muestra la variación entre los días con las velocidades de viento y factores de planta máximos.	27
4.6. Curvas de potencia real y ajustada.	28
4.7. Días con altos factores de planta y altas velocidades de viento obtenidos a partir de la curva de potencia ajustada	29
4.8. Velocidades mínimas constantes registradas del 20 de mayo al 14 de junio. .	30
4.9. Fechas finales obtenidas del primer análisis.	30
4.10. Eventos rampa positivas y negativas obtenidas para cuatro diferentes ventanas de tiempo.	32
4.11. Cantidad total de rampas por horas durante el año 2016	33
4.12. Mapas de la evolución del caso 1, en estos se incluyen los contornos de nivel para alturas en metros anómalas a 500 hPa (contornos de color) y las líneas indican las presiones a nivel del mar anómalas en hPa. Iniciando a las 00:00:00 UTC del 3 de febrero al 6 de febrero a las 16:00:00 UTC .	37

ÍNDICE DE FIGURAS

4.13. Mapas de la evolución del caso 1, en estos se incluyen los contornos de nivel para las temperaturas en grados Celsius anómalas a 500 hPa (contornos de color) y las líneas indican las presiones a nivel del mar anómalas en hPa. Iniciando a las 00:00:00 UTC del 3 de febrero al 6 de febrero a las 16:00:00 UTC.	39
4.14. Mapas de la evolución del caso 1, en estos se incluyen los contornos de nivel de las magnitudes de las velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie (contornos de color), las direcciones del viento se representa mediante barbas. Iniciando a las 00:00:00 UTC del 3 de febrero al 6 de febrero a las 16:00:00 UTC.	41
4.15. Serie temporal de la intensidad y la variación de la velocidad del viento, del día 15 al 21 de marzo.	43
4.16. Mapas de la evolución del caso 2, en estos se incluyen los contornos de nivel para alturas en metros anómalas a 500 hPa (contornos de color) y las líneas indican las presiones a nivel del mar anómalas en hPa. Iniciando a las 00:00:00 UTC del 20 de marzo al 21 de marzo a las 18:00:00 UTC.	44
4.17. Mapas de la evolución del caso 2, en estos se incluyen los contornos de nivel para las temperaturas en grados Celsius anómalas a 500 hPa (contornos de color) y las líneas indican las presiones a nivel del mar anómalas en hPa. Iniciando a las 00:00:00 UTC del 20 de marzo al 21 de marzo a las 18:00:00 UTC.	46
4.18. Mapas de la evolución del caso 2, en estos se incluyen los contornos de nivel de las magnitudes de las velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie (contornos de color), las direcciones del viento se representa mediante barbas. Iniciando a las 00:00:00 UTC del 20 de marzo al 21 de marzo a las 18:00:00 UTC.	47
4.19. Serie temporal de los <i>norte</i> encontrados para el mes de enero	50
A.1. Mapas de alturas anómalas a 500 hPa, aquí se presenta la evolución y desplazamiento del evento durante los días 2 al 13 de febrero en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan la altura de la anomalía y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.	61
A.2. Mapas de velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie, aquí se presenta la evolución y desplazamiento del evento durante los días 2 al 13 de febrero en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan las velocidades de viento anómalas y las direcciones de viento reales están representadas por barbas.	63
A.3. Mapas de temperaturas anómalas a 500 hPa, aquí se presenta la evolución y desplazamiento del evento durante los días 2 al 13 de febrero en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan la temperatura anómala en grados Celsius y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.	65

A.4. Mapas de alturas anómalas a 500 hPa, aquí se presenta la evolución y desplazamiento del evento, del 19 de marzo a las 12:00:00 UTC al 23 de marzo a las 00:00:00 UTC. Las regiones sombreadas representan la altura de la anomalía y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa. 67

A.5. Mapas de velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie, aquí se presenta la evolución y desplazamiento del evento, del 19 de marzo a las 12:00:00 UTC al 23 de marzo a las 00:00:00 UTC. Las regiones sombreadas representan las velocidades de viento anómalas y las direcciones de viento reales están representadas por barbas. 68

A.6. Mapas de temperaturas anómalas a 500 hPa, aquí se presenta la evolución y desplazamiento del evento, del 19 de marzo a las 12:00:00 UTC al 23 de marzo a las 00:00:00 UTC en intervalos de 12 horas. Las regiones sombreadas representan la temperatura anómala en grados Celsius y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa. 69

Índice de tablas

4.1. Días con velocidad de viento y factor de planta máximas correspondientes al decil 10.	27
4.2. Total de rampas positivas y negativas para un VT=1 hora. La franja roja señala la estación del año con mayor frecuencia de estas, siendo otoño para el umbral de 50 %.	34
4.3. Rampas para un VT=3 horas	34
4.4. Total de rampas positivas y negativas para un VT=6 horas. La franja roja señala la estación del año con mayor frecuencia de estas, siendo otoño para ambos umbrales.	35
4.5. Total de rampas positivas y negativas para un VT=12 horas. La franja roja señala la estación del año con mayor frecuencia de estas, siendo otoño para el umbral de 50 % e invierno para el umbral de 75 %.	35
4.6. Días del mes de eventos de <i>norte</i> durante el 2016.	51

Capítulo 1

Introducción

Hoy en día la capacidad de generación eléctrica a partir de las energías renovables ha crecido a nivel global y en los últimos años ha adquirido una mayor participación en la matriz energética. Este tipo de energías contribuyen a los compromisos adquiridos por cada nación en los acuerdos internacionales celebrados, como el Acuerdo de París y la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible, entre otras; cuyos objetivos son crear herramientas para coadyuvar en la regulación del consumo energético y alcanzar las metas de mitigación contra el cambio climático.

La demanda actual global de electricidad, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA) se estima en casi 4,000 TWh por año y se espera que este aumente a 7,000 TWh para el año 2040 [1] a medida que aumente la cantidad de hogares, servicios, así como la electrificación de vehículos y calefacción.

En la actualidad, la disminución en los costos de las energías renovables, el desarrollo de nuevas tecnologías junto con los costos volátiles del petróleo, están abriendo camino para poder lograr una transición energética hacia un sistema eléctrico renovable [2]. A nivel global, la capacidad de energía renovable fue de 2,378 GW en 2018, siendo aún la energía hidroeléctrica la más predominante con 1,132 GW de capacidad en operación, representando el 48 % del total global, seguida por la eólica y la solar con aproximadamente el 25 % y 20 % respectivamente, según cifras reportadas por la REN21 [3]. En la figura 1.1, se ilustra el aumento de la capacidad instalada a nivel global en los últimos 5 años, se puede apreciar que entre las principales energías renovables, la energía eólica ha ido en aumento solo después de la hidroeléctrica. En el 2018 la capacidad global instalada fue de 591 GW (aproximadamente 568 GW en tierra, o también llamado Onshore y el resto en mar o Offshore) y se estima que para el 2030 la energía eólica onshore crezca más de tres veces (1,787 GW) y diez veces para el 2050 (5,044 GW) [3, 4].

México se localiza geográficamente en una posición óptima en cuanto a recursos renovables, la variada distribución territorial de estos hace idóneo el desarrollo regionalizado del sector eléctrico a partir de las energías renovables [5]. Nuestro país participa sólo con el 1 % de la capacidad eólica mundial instalada con 4,875 MW [6], siendo tres

1. INTRODUCCIÓN

estados de la república: Oaxaca, Yucatán y Tamaulipas, donde se presenta un mayor potencial eólico, llegándose a registrar velocidades de vientos mayores a los 8 m s^{-1} , encontrándose dentro del rango de operación óptimo de un aerogenerador, así como factores de planta cercanos al 45 % [7], una cifra considerada técnicamente viable. Sin embargo, Cancino-Solórzano et al. [8] estiman que México tiene un potencial eólico arriba de los 40 GW a lo largo de la península de Baja California, la costa del Golfo de México, la península de Yucatán y la región del Istmo de Tehuantepec.

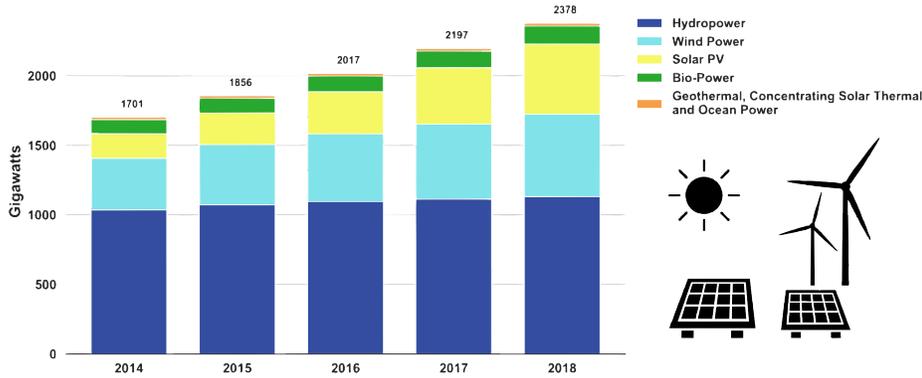


Figura 1.1: Capacidad instalada a nivel mundial de Energías Renovables.

Ante este panorama, se necesita seguir desarrollando nuevas herramientas que permitan capturar un mayor potencial eólico para satisfacer la demanda global de energía. IRENA [4] plantea que el futuro de la energía eólica está en el aumento del tamaño de los rotores para poder ser instalados a alturas mayores y lograr alcanzar potencias más altas aún en áreas con velocidades de viento bajas, en la innovación del diseño y los materiales para las palas con el fin maximizar la producción y reducir los costos de operación y mantenimiento, y por último, en el monitoreo y control de los mecanismos.

Desde otra perspectiva, Veers et al. [9] manifiestan tres grandes retos multidisciplinarios para la investigación de la energía eólica. El primero es tener una mejor comprensión de la física de la atmósfera en la zona crítica de operación de la planta. El segundo está relacionado con los materiales y la dinámica de las turbinas eólicas. El tercero es la optimización y control de flotas de parques eólicas que trabajan sinérgicamente dentro del sistema de red eléctrica. Y señalan, que para extraer el valor máximo al costo mínimo manteniendo la confiabilidad de la red eléctrica es importante primero caracterizar las condiciones atmosféricas de la zona de operación y sólo de esa manera se podrá avanzar en el diseño de nuevas turbinas eólicas de bajo costo y mayor tamaño.

Se han desarrollado programas computacionales capaces de resolver las ecuaciones que rigen la dinámica de la atmósfera (ley de conservación del momento, ley de conservación de la energía, conservación de la masa y las ecuaciones de estado) que sólo requieren de

condiciones iniciales (observaciones) para resolver las ecuaciones de manera iterada para cada instante de tiempo y para cada variable. A estos, se les conoce como Modelos de Predicción Numérica (NWP por sus siglas en inglés, Numerical Weather Prediction).

Los NWP se han vuelto una herramienta importante para la investigación de la energía eólica, su uso sobre las mediciones tomadas de estaciones meteorológicas tradicionales recae en que estas resultan ser: (i) menos costosas que instalar una red de estaciones de monitoreo (sensores, obra civil, infraestructura) ya que muchos NWP están disponibles gratuitamente, (ii) alcanzan a simular dominios pequeños a gran resolución, además de que los datos no se limitan a la ubicación de la estación meteorológica, es decir, si se desea obtener las componentes del viento en ubicaciones fuera del alcance, se podrían obtener a partir de la resolución de las ecuaciones primitivas para cada punto de la cuadrícula, lo que minimiza los errores de aproximación, (iii) ocurre algo similar si lo que se desea es conocer valores del viento a una altura determinada, las ecuaciones son resueltas para cada capa vertical de la malla, y (iv) los datos no sufren de pérdidas de información durante la medición como ocurriría en una estación tradicional [10]. A pesar de estas limitaciones, las fuentes de datos alternativas no sustituyen a los datos experimentales, sino que proveen de un camino alternativo en la evaluación del recurso eólico.

Los NWP pueden clasificarse de acuerdo a sus dimensiones espaciales de la siguiente manera [11, 12]:

- Globales, se encargan fundamentalmente de la predicción numérica del tiempo a escala planetaria. Se elaboran pronósticos de hasta 15 días a una resolución de 15-100 km.
- Meso-escala, predicen el estado del tiempo de una región específica a menor resolución (100m-1km). Simulan el clima regional del viento, como el flujo sobre y alrededor de cadenas montañosas y en grandes valles.
- Micro-escala, fueron diseñados para simular fenómenos superficiales como la dispersión de contaminantes, los vientos a través de obstáculos y rugosidades locales. Tiene una resolución menor a los 100m.

De acuerdo a las distintas escalas se han desarrollado distintos tipos de modelos, por ejemplo, los Modelos de Circulación General (GCM) los cuales como su nombre lo indica, se centran en modelar la circulación general de la atmósfera a través de una malla que cubre todo el planeta, resuelve el sistema a una resolución espacio-temporal grande por lo que requiere un proceso de cómputo robusto. Los Modelos de Área Limitada (LAM) trabajan en áreas específicas acotadas, pueden simular procesos atmosféricos regionales o a pequeña escala de manera más realista a diferencia de los GCM [13].

Investigaciones sobre los eventos atmosféricos que definen a una región usando modelos NWP se han llevado a cabo en los últimos años. Por ejemplo, Sáenz y Durán-Quesada

1. INTRODUCCIÓN

[14] identificaron los principales patrones de circulación a gran escala relacionados con el clima en América Central utilizando ERA-Interim, aplicaron un algoritmo de clusterización (K-means) e identificaron 11 regímenes de viento que coincidían con los vientos característicos de la región. Osorio Tai y Romero Centeno [15] estudiaron la estructura y la dinámica de un Norte en el Puerto de Veracruz, realizaron una simulación numérica con el modelo WRF, compararon las salidas con datos satelitales y datos de boyas ubicadas en el Golfo de México, encontrando que el modelo reproduce adecuadamente la intensidad del viento asociados al fenómeno analizado y que los vientos cercanos a la costa de Veracruz son considerablemente más intensos que los observados mar adentro.

El fin último de este proyecto, es encontrar el o los fenómenos meteorológicos que gobiernan las altas velocidades de viento en la superficie y que intervienen en la producción de energía en una granja eólica. Al conocer estos, tendremos un impacto positivo en el desarrollo económico de los grandes parques eólicos, debido a que se llevaría una mejor planeación administrativa y operativa en el parque eólico al conocer las temporadas idóneas para programar la entrada o salida de estos al sistema eléctrico.

1.1. Área de estudio

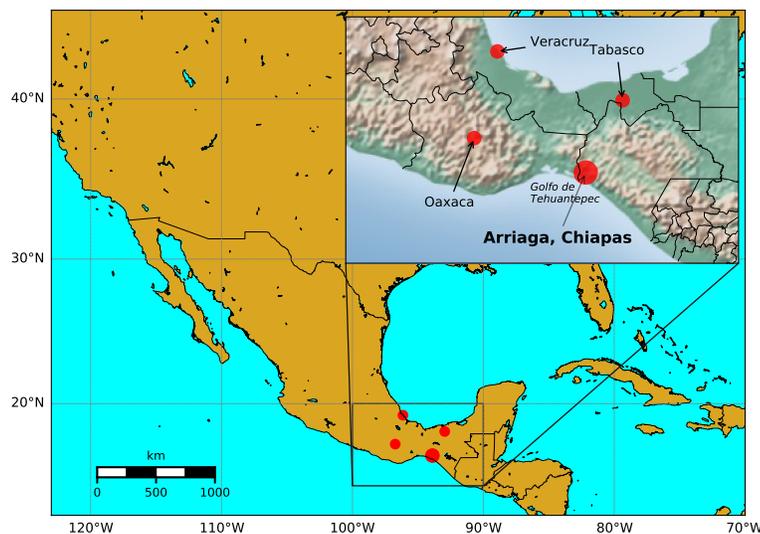


Figura 1.2: Localización del municipio de Arriaga en el estado de Chiapas.

El área de interés de este proyecto se sitúa en el municipio de Arriaga, al suroeste del estado de Chiapas en México. Este se localiza en los límites de la Sierra Madre de Chiapas y de la Llanura Costera del Golfo Sur, siendo plana la mitad de su superficie y el resto montañoso [16]; esta orografía forma parte del Istmo de Tehuantepec junto con

los estados de Veracruz, Oaxaca y Tabasco (ver figura 1.2), y es propensa al acontecer de fenómenos naturales como lluvias y viento; en invierno las masas de aire polar son más violentas debido a los “Tehuantepecer”, los cuales son vientos provenientes del norte/noroeste desarrollados en el Golfo de México que cruzan hacia el Pacífico por el Istmo de Tehuantepec y soplan a través de la brecha entre la Sierra Madre del Sur y la cordillera centroamericana [17].

1.2. Objetivo

Al ser el viento un factor determinante para la generación eléctrica en el ámbito eólico, el desarrollar conocimiento respecto a las condiciones meteorológicas es de suma importancia para todos los sectores económicos en México y el mundo, ya que estos se ven afectados por la variabilidad que puede presentar el sistema climatológico, por lo tanto, se propone el siguiente objetivo general del proyecto.

1.2.1. Objetivo general

El objetivo de esta investigación es identificar, modelar y comprender los eventos meteorológicos que actúan a nivel regional, y que tienen un efecto sobre la producción de potencial eólico.

1.2.2. Objetivos específicos

- Encontrar los periodos de tiempo de máximas y mínimas velocidades de viento, así como de factor de capacidad durante el año de estudio a partir de mediciones hechas en el sitio.
- Construir series temporales para encontrar eventos rampa y hallar una relación entre estos últimos y las velocidades máximas o mínimas del inciso anterior.
- A partir de un modelo de predicción del clima, investigar los eventos meteorológicos que rigen en los incisos anteriores.

1.3. Estructura de la tesis

Este trabajo está dividido en cinco capítulos. Los objetivos mencionados anteriormente corresponden al primer capítulo, donde además se presenta una introducción del proyecto. El segundo capítulo se trata de una revisión bibliográfica donde se abordarán conceptos básicos de meteorología y energía eólica. El tercer capítulo presenta la metodología diseñada para la búsqueda de eventos meteorológicos favorables para la energía eólica durante el año de estudio. En el cuarto capítulo se analizarán los resultados obtenidos de la implementación de la metodología y finalmente, en el último capítulo se discutirán las conclusiones de este trabajo.

2.1. Meteorología

La meteorología es la ciencia relacionada a la atmósfera y sus fenómenos [18]. La producción de energía eólica es resultado del movimiento atmosférico y de la interacción entre estos y la superficie de la Tierra. En este apartado se presenta una visión general de las propiedades atmosféricas.

2.1.1. Estructura vertical de la atmósfera

La atmósfera es la capa gaseosa que envuelve a la Tierra, no hay una frontera fija en la cual la atmósfera termine, esta se vuelve menos densa y más delgada entre los 100 y 120 km de altura sobre la superficie de la Tierra, por lo que algunos consideran este el límite entre la atmósfera y el espacio, sin embargo, para otros el límite se encuentra hasta donde se extienden la capa atmosférica más externa. La atmósfera se puede dividir en cuatro capas principales: la troposfera, estratosfera, mesosfera y termosfera. La figura 2.1 muestra la ubicación de las diferentes capas de la atmósfera y cómo la temperatura cambia con la altura.

Todos los fenómenos atmosféricos cotidianos se forman en la troposfera, la capa más baja de la atmósfera y es la capa de mayor interés en la energía eólica. Se extiende de 7 a 16 km de altura, dependiendo de la estación y la ubicación. Las corrientes de chorro se encuentran en este nivel y es la zona más alta en que pueden ocurrir los fenómenos climáticos. Desde la parte superior de la troposfera hasta aproximadamente 50 km se encuentra la estratosfera. En esta capa, la temperatura aumenta con la altura debido a que aquí se tiene contenida a la capa de ozono; y que es el principal absorbente de los rayos UV. La siguiente región es la mesosfera y se extiende hacia arriba a una altura de aproximadamente 85 km desde la superficie de la Tierra, la temperatura disminuye con la altura al igual que en la troposfera. La mayoría de los meteoros se queman en la mesosfera. La termosfera es la capa más alta de la atmósfera y la temperatura aumenta porque la radiación UV del Sol se absorbe directamente pudiendo alcanzar aproximadamente de 500 °C a 2,000 °C. La parte superior de la termosfera se puede encontrar en cualquier lugar entre 500 y 1,000 km sobre el suelo. [19, 20].

2. PRINCIPIOS DE METEOROLOGÍA Y ENERGÍA EÓLICA

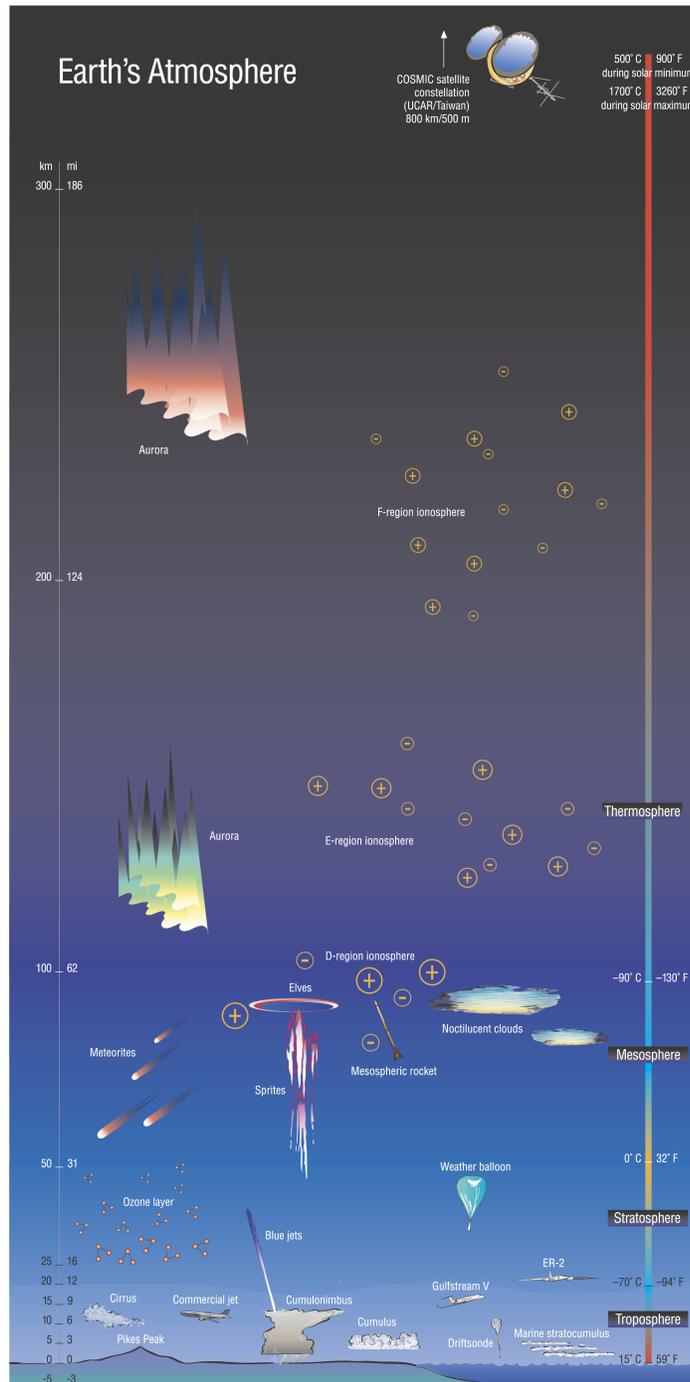


Figura 2.1: En esta figura se presentan las capas de la atmósfera, a la izquierda se ilustra la altura aproximada de cada capa en kilómetros y millas desde la superficie de la Tierra, y a la derecha el cambio de la temperatura conforme se asciende por cada capa. Créditos: UCAR, Johnston, y Price [21].

2.1.2. Circulación atmosférica del aire

La circulación atmosférica es el movimiento del aire impulsado por la rotación de la Tierra y el calentamiento desigual de esta a gran escala entre el ecuador y los polos. Existen tres tipos de celdas atmosféricas que intervienen en la circulación atmosférica general: Hadley, Ferrel y polar (ver figura 2.2).

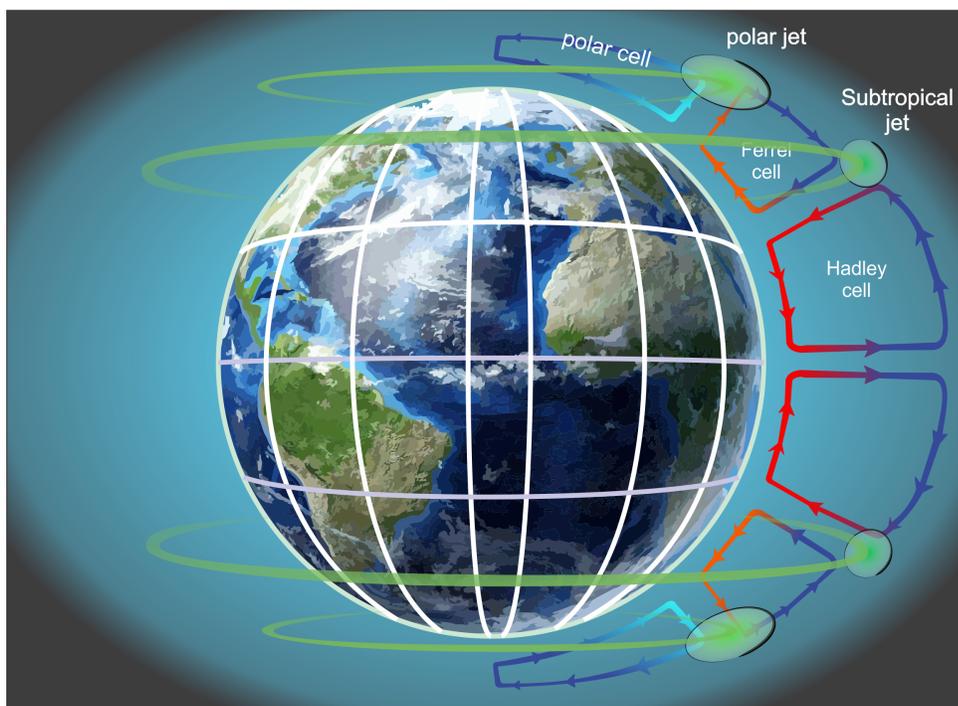


Figura 2.2: El movimiento del aire crea los patrones a gran escala de la circulación atmosférica, lográndose así transportar el calor de las latitudes tropicales a latitudes polares a través de tres circulaciones principales entre el ecuador y los polos (celda polar, Ferrel y Hadley). Cada una con vientos predominantes y también corrientes en chorro regidas por el efecto Coriolis.

- Celda Hadley: aquí el aire caliente se eleva sobre el ecuador y se mueve hacia la parte superior de la troposfera hacia los polos y desciende nuevamente a la superficie en latitudes cercanas a los 30° en ambos hemisferios [22]. El ascenso de aire caliente permite la formación de nubes convectivas, que pueden generar grandes cantidades de lluvia. Una banda de baja presión y convergencia de bajo nivel, conocida como la Zona de Convergencia Intertropical (ITCZ por sus siglas en inglés), aparece como un cinturón de nubes y precipitaciones que rodea los trópicos cerca del ecuador y varía de posición hacia arriba o abajo de este, a medida que cambian las estaciones [23]. En este movimiento del aire, a la latitud de 30° se forman los vientos alisios, causados principalmente por el efecto Coriolis con dirección noreste en el hemisferio norte y sureste en el hemisferio sur.

2. PRINCIPIOS DE METEOROLOGÍA Y ENERGÍA EÓLICA

- Celda Polar: se encuentran entre las latitudes 60° y 90° para ambos hemisferios. Sobre las regiones polares, el aire circula de manera similar a la celda Hadley. El aire frío desciende sobre los polos, las zonas de alta presión desplazan el aire frío de la superficie a zonas de baja presión donde asciende al calentarse y se desplaza nuevamente hacia los polos [22].
- Celda Ferrel: Entre la celda de Hadley y la celda Polar se encuentra la celda de Ferrel y gira en la dirección opuesta a estas, con aire ascendente en las latitudes medias y descenso sobre los subtrópicos.

2.1.3. Variables físicas y fenómenos atmosféricos

Temperatura

La temperatura es una variable termodinámica que define el estado final del sistema cuando este está en equilibrio térmico. La temperatura del aire está relacionada con otras propiedades atmosféricas, como la presión, el volumen y la densidad [24].

Presión

En física se define como la razón entre la fuerza normal ejercida sobre un área. Entonces, la presión del aire es el fuerza ejercida por el aire sobre una superficie y disminuye con la altitud. La presión media a nivel de mar oscila generalmente entre los 950 hPa y 1.050 hPa [23].

Densidad

La densidad se define como la masa de materia por unidad de volumen. La densidad del aire depende de su temperatura, presión y cuánto vapor de agua hay en el aire [18].

Geopotencial

Es el trabajo que se realizaría considerando el campo gravitacional al elevar una unidad de masa desde el nivel del mar hasta la altura a la que se encuentra la masa. A la altura referida entre el nivel de mar y un punto de la atmósfera se le conoce como altura geopotencial, y se aproxima a la altura real de una superficie de presión por encima del nivel medio del mar [25].

Viento

El viento es el movimiento del aire en dirección y magnitud variable, sin embargo, en capas superiores de la atmósfera los vientos se desplazan paralelos a las isobaras¹ siendo más constantes y rápidos debido a que el rozamiento es mínimo.

¹Línea en un mapa o gráfico que une puntos o lugares que tienen la misma presión atmosférica [26].

Los vientos se originan de la diferencia de presión entre dos masas de aire ² que se conforman con centros de alta y baja presión. Las masas de aire se mueven de un área con alta presión hacia una con baja presión. La intensidad de los vientos depende de la diferencia de presión entre ambas masas y la distancia que las separa, es decir, del gradiente de presión. Mientras mayor es la diferencia de presión y menor la distancia, el viento será más intenso [15].

Las fuerzas que controlan el movimiento del viento son [28]:

Gradiente de presión Diferencia de presión entre dos puntos, generalmente creada por diferencias de temperatura.

Coriolis Debida a la rotación de la Tierra, la trayectoria de los vientos se desvían a la derecha en el hemisferio norte y a la izquierda en el hemisferio sur.

Rozamiento El viento en la superficie será diferente en fuerza y dirección, debido a la fricción. Esta depende de factores diversos como la orografía y la rugosidad.

El viento es un vector de tres componentes, velocidad, dirección y sentido. Aunque el movimiento es tridimensional, normalmente la velocidad del viento suele darse en función de sus dos componentes horizontales denominados componente zonal y componente meridional. La dirección del viento se suele dar en la dirección desde la que el viento sopla, y se representa mediante una rosa de vientos dividida en grados tomando al norte como referencia y contando estos grados a favor de las manecillas del reloj. Dependiendo de la aplicación, las unidades de la velocidad de viento pueden ser metros por segundo, nudos, milla náutica por hora, entre otras; en los mapas meteorológicos usualmente se representa la velocidad y dirección del viento mediante flechas con barbas y triángulos (ver figura 2.3).

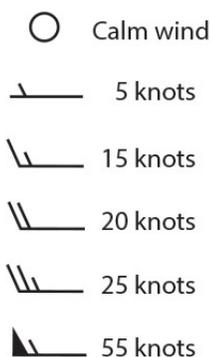


Figura 2.3: La velocidad y dirección de viento se representan con flechas y barbas (cada barba representa 5 nudos). La flecha apunta a la dirección desde la cual sopla el viento. Créditos: [NOAA National Weather Service](#).

²Un gran cuerpo de aire, cuyas propiedades (temperatura, humedad y tasa de caída) son esencialmente homogéneas en un área de varios cientos de kilómetros de diámetro [27].

Ciclones y anticiclones

Anteriormente se habló de masas de aire con centros de baja o alta presión, estas se representan típicamente en mapas meteorológicos. Las áreas de alta presión rodeadas de isobaras más cerradas que giran en sentido horario en el hemisferio norte son conocidas como anticiclones, mientras a las áreas de baja presión que giran en sentido antihorario en el hemisferio norte se conocen como ciclón o depresión. No hay un límite de la presión atmosférica que defina a un anticiclón o ciclón, la condición es sólo que exista una diferencia alta de hectopascales con el área circundante que la defina con claridad.

Corrientes de chorro (Jet streams)

Aproximadamente entre los límites de la troposfera y la estratosfera (región mejor conocida como la tropopausa) se encuentran las corrientes de chorro o jet streams. Estas son bandas con vientos fuertes que pueden tener muchos miles de kilómetros de largo en dirección horizontal. En estas, los vientos soplan de oeste a este, pero tienden a menudo a desplazarse hacia el norte y el sur cambiando esta posición y su velocidad con las estaciones del año. Se forman básicamente de la diferencia de temperatura que se produce del encuentro de las masas de aire entre los polos y el ecuador, lo que origina el aumento en la velocidad del viento horizontal con la altura. Se distinguen principalmente dos corrientes de chorro, ambos se encuentran en los dos hemisferios a altitudes distintas (ver figura 2.2):

- El chorro polar se encuentra aproximadamente a 60° de latitud porque generalmente aquí se separa el aire tropical cálido del aire polar frío [30].
- El chorro subtropical está aproximadamente a 30° de latitud debido a las diferencias de temperatura entre el aire en latitudes medias y el aire ecuatorial más cálido [30].

Frentes

Al límite entre dos masas de aire de distintas densidades que se encuentran se le conoce como frente. Normalmente, una masa de aire (más fría y más densa) tiende a socavar a la otra (más cálida y más ligera), alejándola de la superficie. [28].

Los frentes se clasifican según su movimiento respecto a las masas de aire frío y caliente en [30]:

- Cálido: cuando un frente se mueve de tal forma que el aire cálido ocupa un territorio anteriormente cubierto por aire frío.
- Frío: cuando el aire frío avanza hacia una región ocupada por aire cálido.

- Estacionario: el flujo de aire a ambos lados de un frente no es ni hacia la masa de aire frío ni hacia la de aire cálido, sino que paralelo a la línea del frente, por lo que el frente no se mueve o se mueve lentamente.
- Ocluido: cuando un frente frío se mueve rápidamente y supera a un frente cálido y lo fuerza a desplazarse hacia arriba, formándose un nuevo frente entre el aire más frío que avanza y el aire frío sobre el que se desliza el aire cálido.

Nortes

Cuando una masa de aire frío se encuentra con una masa de aire caliente y húmeda, se produce un descenso en la temperatura en superficie y la formación de nubes que pueden provocar precipitaciones. Si la posición del frente frío es tal que el viento sopla intensamente de norte a sur sobre el Golfo de México o Centroamérica, se tiene un “norte” [31], esta condición meteorológica suele tener una duración de unos cuantos días y está asociado con sistemas de alta presión [15].

2.1.4. Rampa

Una rampa es un cambio positivo o negativo en un lapso corto de tiempo. En la energía eólica ocurren cuando la turbina a su salida varía de cero a la potencia nominal, o cuando a velocidades de viento intensas, la turbina se detiene por seguridad [32].

Ante estos casos, las rampas son de suma importancia, ya que grandes cambios en la generación de energía eólica pueden provocar desde daños a las turbinas como daños a la red eléctrica de transmisión y distribución.

2.1.5. NWP

Para el estudio del potencial eólico existen diversas fuentes de datos meteorológicos, cada una de estas fuentes están diseñadas para presentar datos a diferentes escalas espaciales tomando en cuenta los fenómenos atmosféricos, estas escalas son: la global (o la planetario), el sinóptico, el meso y la microescala [33].

Como se mencionó en el capítulo anterior, los modelos de predicción numérica (NWP) se han vuelto una herramienta complementaria para el entendimiento del comportamiento del viento a causa de que las mediciones tradicionales de estaciones meteorológicas suelen presentar datos faltantes debido a la naturaleza de su operación, así como la poca o nula disponibilidad de información para un sitio en específico.

Los NWP toman mediciones actuales atmosféricas y los procesan dentro de programas de cómputo que resuelven las ecuaciones que describen a la atmósfera. Las observaciones meteorológicas sirven como condiciones iniciales para los NWP a través de un proceso conocido como asimilación de datos y entregan salidas de variables meteorológicas [34].

2.1.6. MERRA-2

Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications-2 (MERRA-2) es un reanálisis desarrollado por la Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) de la NASA, estos se han convertido en una fuente importante de datos para la evaluación del recurso eólico a gran escala debido a que cubren grandes áreas y largos periodos de tiempo [35]. Son el producto de la combinación de NWP globales y observaciones de diferentes fuentes (estaciones meteorológicas, boyas, radiosondas, aviones y satélites). MERRA-2 usa un grid de 576 puntos longitudinal y 361 puntos en dirección latitudinal lo que corresponde a una resolución horizontal de $0.625^\circ \times 0.5^\circ$ (aproximadamente 50km x 50km) y 72 niveles verticales-eta desde la superficie hasta 0.01 hPa, guarda una colección amplia de datos desde enero de 1980 hasta la actualidad [36, 37]. En esta trabajo se ha utilizado para descubrir las causas sinópticas que pudieran estar relacionados con la actividad regional de los casos seleccionados.

2.2. Energía eólica

La energía eólica se genera a partir de la energía cinética del viento. La fuerza del viento sobre una turbina eólica provoca una rotación en las palas que transmite al generador y del cual se genera electricidad. La cantidad de energía que el viento transfiere a la turbina depende de la densidad del aire, el área del rotor y la velocidad del viento.

2.2.1. Componentes de un aerogenerador

Una manera de clasificar los aerogeneradores es según la orientación de su eje de rotación, siendo estos: de eje horizontal (HAWT) y de eje vertical (VAWT). Los aerogeneradores de eje horizontal son en la actualidad los más estudiados y los que más se comercializan, la figura 2.4 muestra las partes básicas de un HAWT, en las cuales se distinguen [38, 39]:

- Rotor: formado por las palas insertadas en una pieza comúnmente llamada cubo.
- Transmisión: incluye las partes giratorias de la turbina eólica (excluyendo el rotor). Por lo general, consta de los ejes, caja de cambios, acoplamiento, freno mecánico y el generador.
- Góndola: contiene en su interior la caja de engranes, el generador eléctrico, y todos los sistemas auxiliares de regulación y control.
- Sistema de orientación (Yaw system): orienta al rotor de acuerdo a la dirección del viento.
- Control: regula y controla los componentes internos de una turbina eólica y los conecta con sistemas externos, manteniendo estable la velocidad del rotor, el par, la potencia y el empuje del rotor.

- Torre: suele ser de estructura tubular y cónica, con el fin de aumentar su capacidad de carga y reducir el costo del material. Están hechos de acero y hormigón. El cableado eléctrico se coloca dentro de la torre, así como las escaleras y el elevador hacia las unidades de control y medición.



Figura 2.4: Componentes principales de un aerogenerador HAWT. Imagen tomada y editada de: [Nordman](#).

2.2.2. Mediciones del viento

Llevar a cabo un proyecto eólico requiere en primer lugar conocer la viabilidad del sitio. Para caracterizar el potencial del viento de un lugar es conveniente tomar mediciones de viento (velocidad y dirección) durante un lapso largo de tiempo, como mínimo se recomienda un año pero para identificar variaciones a largo plazo es necesario más de 10 años de mediciones, y llevar estas a alturas diferentes, la altura estándar es 10 metros, sin embargo para la energía eólica se requiere de mediciones a la altura del rotor (arriba de 50 metros).

Para realizar estas mediciones, en el campo eólico se utilizan los siguientes tipos de sensores meteorológicos [38]:

- Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- Veletas para medir la dirección del viento.

2. PRINCIPIOS DE METEOROLOGÍA Y ENERGÍA EÓLICA

- Termómetros para medir la temperatura ambiente del aire.
- Barómetros para medir la presión del aire.

Debido a la variabilidad del viento, se deben someter las mediciones a técnicas estadísticas para su análisis, estas técnicas suelen ser: valores medios horarios, diarios, anuales, desviación estándar, distribuciones de probabilidad, corrección de sesgos, entre otros.

2.2.3. Energía disponible del viento

El potencial (ritmo al que se usa o genera la energía por unidad de tiempo) disponible para una turbina eólica se puede expresar como [41]:

$$P = \frac{1}{2}\rho A_T V^3$$

donde ρ es la densidad del aire, A_T es el área cubierta por el rotor y V es la velocidad del aire.

2.2.4. Energía Anual Producida

La energía anual producida (EAP) es la cantidad total de energía eléctrica producida por una turbina durante un año. Para poder estimarla se requiere la potencia para cada velocidad del viento de la curva de potencia de la turbina, la distribución de frecuencia de las velocidades del viento ($\Delta\phi$), y la cantidad de horas en un año (T) [42].

$$EAP = T \sum_{i=1}^N P \Delta\phi$$

2.2.5. Curva de potencia

La curva de potencia de una turbina eólica permite relacionar la velocidad del viento que pasa por la turbina con la potencia generada, y se emplean por los operadores para estimar la generación de energía eólica. Las características generales de una curva de potencia son [38]: (i) la velocidad mínima a la que la turbina entrega potencia útil se conoce como la velocidad de arranque (Cut-in), (ii) la velocidad nominal (Rated) es la velocidad del viento a la que se obtiene la potencia nominal, (iii) la velocidad de corte (Cut-out) es la velocidad máxima del viento a la que se permite que entregue energía (ver figura 2.5).

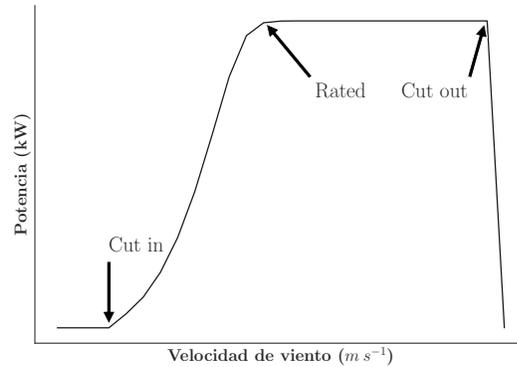


Figura 2.5: Representación de una curva de potencia.

Las curvas de potencia de las turbinas eólicas son calibradas por los fabricantes según los requisitos de la International Electrotechnical Commission (IEC), sin embargo, como mencionan Lydia et al. [43], estos modelos no toman en cuenta la variabilidad de las condiciones locales, los desgastes de la turbina o la dinámica del viento, lo que se traduce en una incongruencia en la generación de energía pronosticada, y recomienda un análisis estadístico que modele la curva de potencia teniendo en cuenta todos esos parámetros variables.

2.2.6. Factor de planta

El factor de planta (FP) es uno de los índices más relevantes para evaluar el desempeño y factibilidad de una turbina eólica en un sitio determinado.

El factor de planta se define como la relación entre la energía real generada por el aerogenerador durante un periodo (generalmente anual) y la energía generada que podría haber sido producida por ella a plena carga, es decir, si la máquina hubiera funcionado a su potencia nominal (P_R) a lo largo del mismo periodo de tiempo (T) [41].

$$FP = \frac{EAP}{T \cdot P_R}$$

En este capítulo se expusieron algunos conceptos generales sobre meteorología y energía eólica, se presentó un panorama general sobre la física del viento y los modelos para estimar y caracterizar el potencial eólico. A continuación se presentará la metodología empleada para el desarrollo de esta tesis.

Capítulo 3

Datos y metodología

En este capítulo, se presenta la metodología que se aplicó para la identificación de eventos meteorológicos aprovechables para la producción de energía eólica que rigieron la región de Arriaga en Chiapas durante el año 2016. Allí se localiza una granja eólica, de donde se han obtenido mediciones de viento para el año de estudio, estas mediciones fueron tomadas cada 10 minutos de un aerogenerador de 2 MW a 90 metros de altura.

La metodología está dividida en tres etapas primordiales. La primera etapa del proyecto, se basa en encontrar momentos del año cuando se presentaron los máximos y mínimos de velocidades de viento y de factores de planta. El análisis se realizó de la siguiente manera:

1. Las mediciones originales de velocidad y dirección de viento observadas fueron tomadas en intervalos de 10 minutos. Debido a que en esta primera etapa nos interesa conocer las variaciones diarias y estacionales del viento durante el año, se promediaron estos valores por día.
2. Los datos promedio diarios contienen valores NaN, por lo que se realizó una interpolación lineal entre el valor anterior y el próximo para sustituir estos.
3. Se ordenaron los datos ascendentemente con respecto a la velocidad del viento, posteriormente se agruparon estos en periodos de 6 días, este número se escogió arbitrariamente para tener un número entero de grupos, es decir:

$$\frac{366 \text{ días del año}}{6 \text{ días}} = 61 \text{ grupos}$$

4. Se seleccionó el día con mayor y menor velocidad de viento de cada grupo, y se obtuvieron dos nuevos arreglos de datos cuyos valores se dividieron en diez partes iguales, es decir, en deciles, siendo el decil 1 y el 10 los correspondientes a las velocidades mínimas y máximas, respectivamente.
5. Se repitió el procedimiento anterior, pero ahora con el factor de planta calculado para el aerogenerador.

3. DATOS Y METODOLOGÍA

La segunda etapa del proyecto se basó en cuantificar los eventos rampa. Para este análisis y debido a que los fenómenos climáticos locales que queremos conocer ocurren a escalas de tiempo cortas, las mediciones originales fueron promediadas a intervalos de una hora.

La detección de estos eventos se llevó a cabo a partir de un cambio abrupto en el valor máximo del factor de planta dentro de una ventana de tiempo (VT). Se eligieron dos umbrales para el factor de planta (ΔFP) que servirán para considerar un evento rampa, es decir, para nuestro estudio, si existe una diferencia entre los valores extremos del VT mayor de 50 % ó de 75 % del factor de planta, se considerará como un evento rampa, como se ilustra en la figura 3.1.

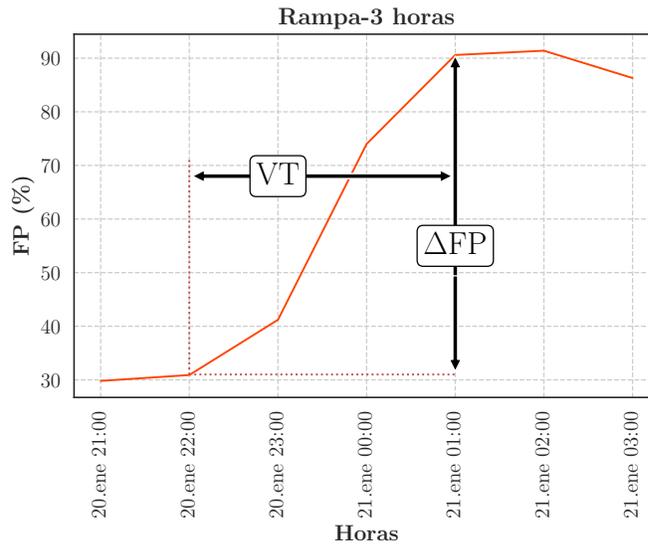


Figura 3.1: En esta figura se ilustra cómo fueron identificados los eventos de rampa. Primero se definió una ventana de tiempo (VT), en la figura se presenta una ventana de tiempo de 3 horas. Si la magnitud de la diferencia entre los valores extremos de la ventana es mayor que la del umbral escogido (un ΔFP del 50 % y del 75 %) se considerará como una rampa positiva o negativa.

Finalmente en la última etapa, a partir de la información obtenida de los análisis anteriores, se seleccionaron periodos de tiempo de interés para la generación de energía eólica, es decir, días o conjuntos de días del año con velocidades de viento y/o factor de planta máximas, así como días en que los eventos de rampa fueron sobresalientes.

La investigación se llevó a cabo a partir de la observación y el análisis de mapas de climatologías y anomalías generadas a partir de cinco años de datos de MERRA-2 (2014 a 2018) [44] con salidas por hora para diferentes alturas geopotenciales, presión, temperaturas de aire y velocidades de viento.

En la figura 3.2 se expone de manera resumida cada una de estas etapas de la metodología.

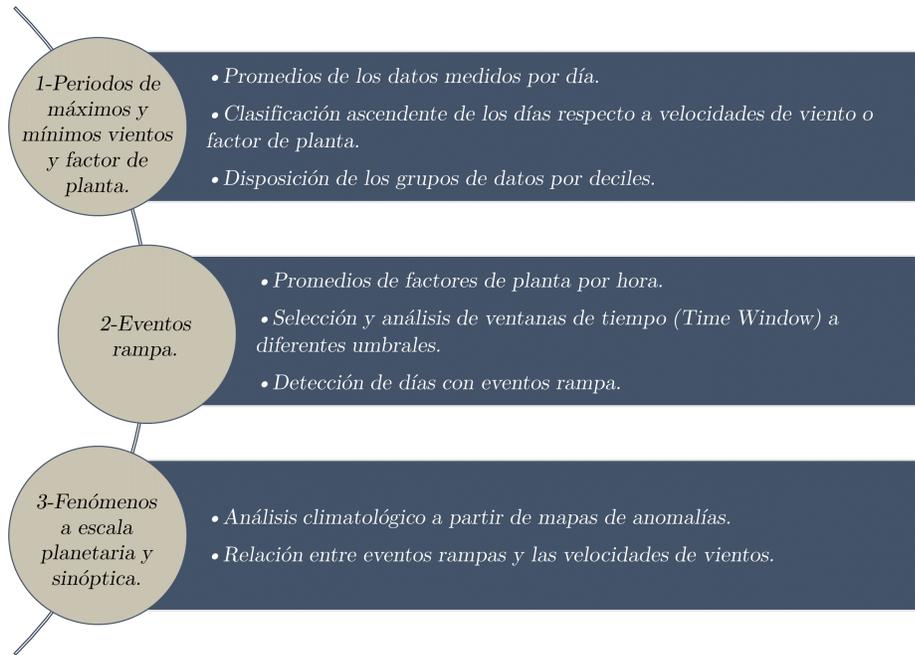


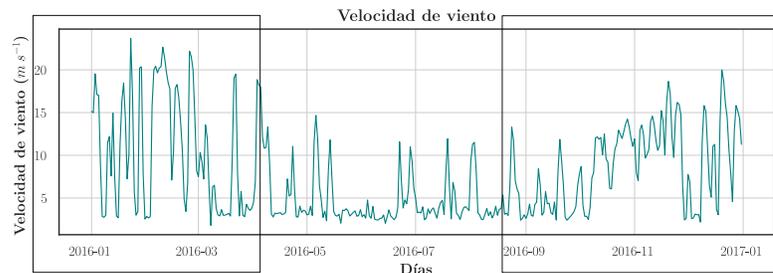
Figura 3.2: Metodología implementada para el desarrollo del proyecto.

Los resultados obtenidos en cada una de las etapas aquí presentadas serán explicados con mayor detalle en el capítulo siguiente.

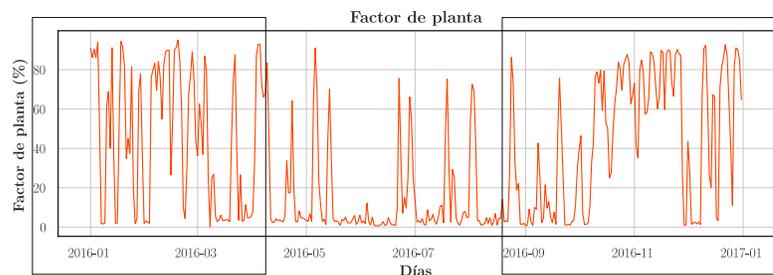
Capítulo 4

Análisis de resultados

Para el año 2016, las velocidades de viento registradas por el parque eólico en la zona de estudio tuvieron dos marcadas temporadas de velocidades altas de viento. En la figura 4.1 se presenta la serie temporal para la velocidad de viento y el factor de planta a 90 metros de altura, ambas promediadas por día. Se puede observar que las temporadas de otoño e invierno fueron donde se presentaron los vientos más intensos alcanzando factores de planta arriba del 80 %.



(a)



(b)

Figura 4.1: Series de tiempo de: (a) velocidades del viento y (b) factor de planta para un aerogenerador de 2MW a 90 metros de altura ambas promediadas por día. En la serie temporal de viento, se destacan dos regiones con velocidades de vientos fuertes, estas son durante otoño e invierno mientras que en primavera y verano los vientos se vuelven menos intensos. Un comportamiento similar ocurre con el factor de planta.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la figura 4.2 se presenta la rosa de los vientos y muestra un resumen de los datos del año del parque eólico. El dominio de los vientos para esa locación fue de dirección nor-noreste aproximadamente el 25 % del año.

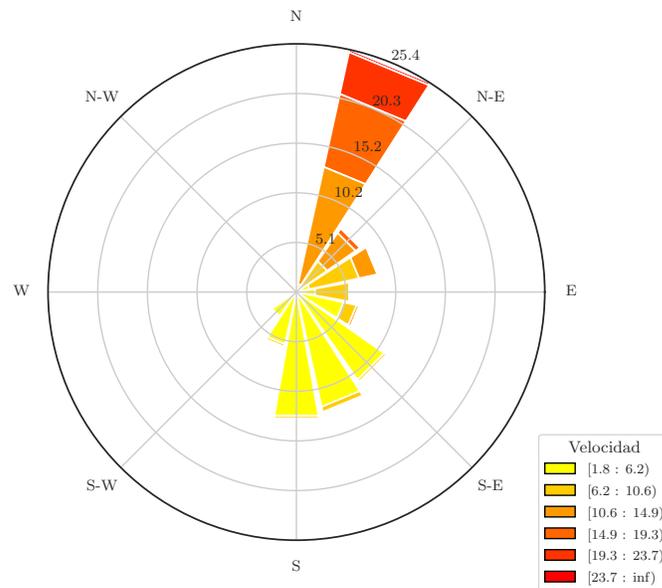


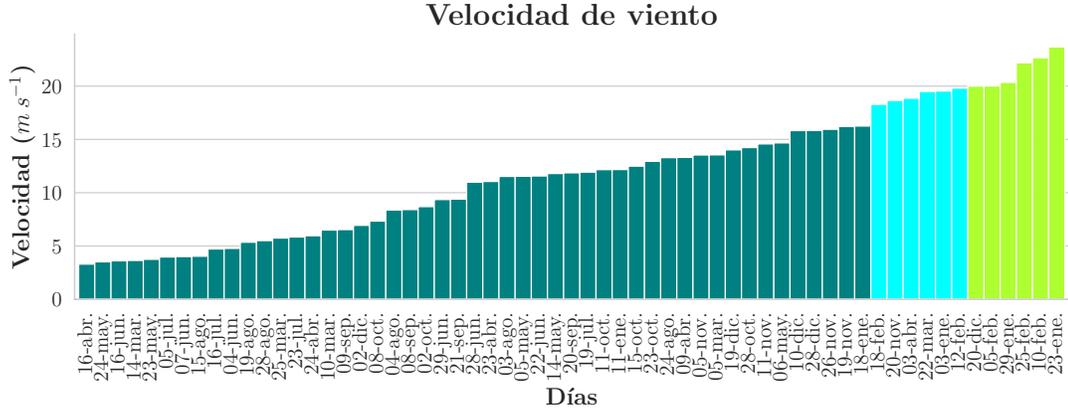
Figura 4.2: La rosa de los vientos muestra la frecuencia de ocurrencia de los vientos procedente de una dirección. Para la región de Arriaga durante el 2016, los vientos provenientes de la dirección nor-noreste predominaron.

4.1. Análisis de velocidades de viento y factores de planta

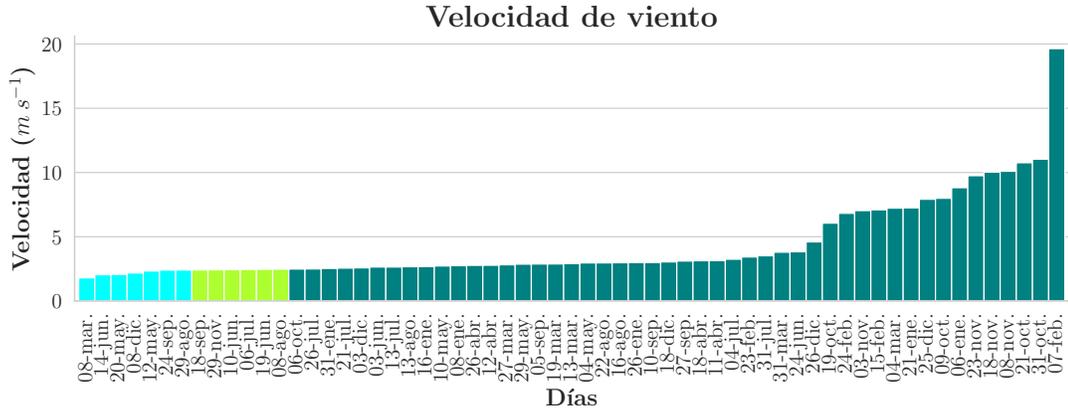
Es común que en una serie temporal como las anteriores, los fenómenos meteorológicos (ciclones, tormentas, frentes fríos, etc) y fenómenos periódicos (día/noche, estaciones del año) se sobrepongan y deducir información de estas puede resultar confusa.

Por lo dicho anteriormente y como se explicó en el capítulo 3, para comenzar la investigación primero es necesario conocer los días con las velocidades de viento y factores de planta, máximas y mínimas más representativos del año. Por lo que se ordenaron las mediciones de manera ascendente y se hicieron grupos cada 6 días, escogiendo los días máximos y mínimos de cada grupo nuevo de datos formados. En las figuras 4.3 y 4.4 se presentan los días resultantes.

Es notorio de la figura 4.3b que dentro de las velocidades mínimas sobresale el día 7 de febrero con una velocidad alta, esto es a causa de que durante gran parte de ese mes se presentaron las velocidades de viento más altas.



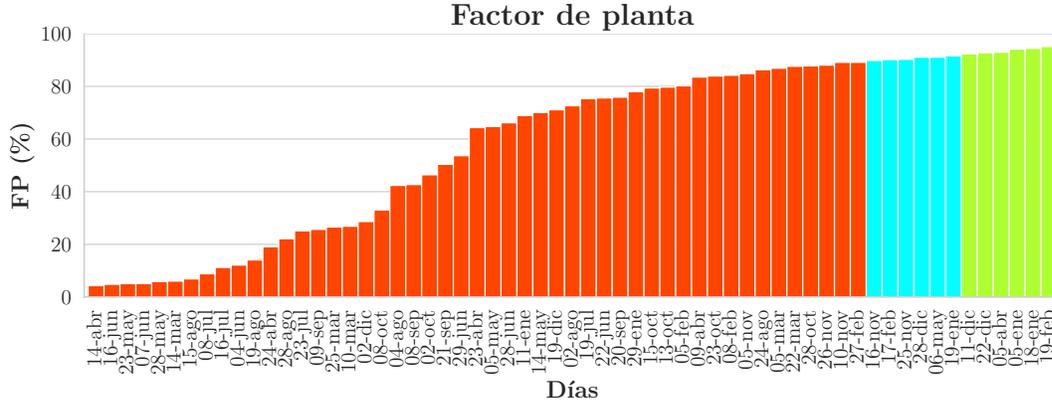
(a) Días máximos



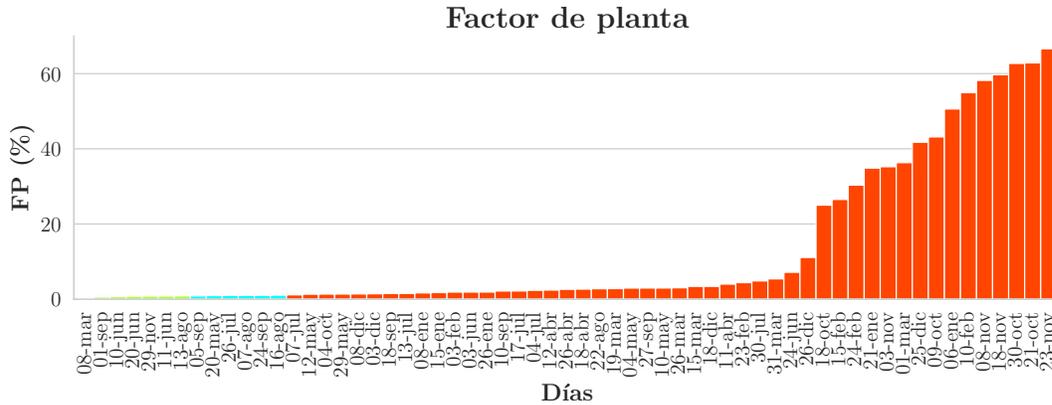
(b) Días mínimos

Figura 4.3: En estas gráficas se presentan los días con las velocidades de viento más intensas y más débiles medidas durante el 2016. En la figura (a) se muestran los días con las máximas velocidades, los días marcados con azul representan el decil 9 y los marcados con verde claro representan el decil 10, siendo estos últimos los más intensos del año, arriba de los $20 m s^{-1}$. En la figura (b) se muestran los días con las velocidades mínimas, aquí los días marcados de azul representan el decil 2 y los marcados con verde claro representan al decil 1, siendo estos últimos los días con vientos más débiles del año, cerca de los $3 m s^{-1}$.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS



(a) Días máximos



(b) Días mínimos

Figura 4.4: En estas gráficas se presentan los días con los factores de planta más altos y más bajos durante el 2016. En la figura (a) se muestran los días en los cuales se alcanzaron altos factores de planta, los días marcados con azul representan el decil 9 y los marcados con verde claro representan el decil 10, siendo estos últimos los días con los factores de planta más altos del año, arriba del 90%. En la figura (b) se muestran los días con bajos factores de planta, aquí los días marcados de azul representan el decil 2 y los marcados con verde claro representan al decil 1, siendo estos últimos los días con menos producción de energía del año, con menos del 1% de FP.

Si bien los días con las velocidades y factores de planta más altos del año están dentro del decil 10 se presentaron con mayor frecuencia durante invierno, se puede apreciar a mayor detalle en la tabla 4.1, que las fechas correspondientes a las máximas velocidades de viento y factores de planta no resultan tener lugar los mismos días como era de esperarse, es decir, los días con los vientos más intensas no son los mismos días con los factores de planta más altos.

4.1 Análisis de velocidades de viento y factores de planta

Velocidades			
Enero	Febrero	Abril	Diciembre
23	05		
29	10		20
	25		

Factor de planta			
Enero	Febrero	Abril	Diciembre
05			11
18	19	05	22

Tabla 4.1: Días con velocidad de viento y factor de planta máximas correspondientes al decil 10.

Analizando detalladamente esta disimilitud entre fechas, se encontró que cuando las velocidades de viento están por arriba de los 20 m s^{-1} el factor de planta del aerogenerador cae. Esto se puede observar en la figura 4.5, en la cual se presentan los promedios diarios para la velocidad de viento (línea verde punteada) y el FP (línea roja sólida) donde para el día 23 de enero se tuvieron vientos de aproximadamente 23 m s^{-1} , sin embargo, aunque es una velocidad alta el FP cayó al 37%, caso similar ocurre el día 10 de febrero. Para el día 5 de febrero se presentaron vientos de 20 m s^{-1} y el FP alcanzó un 80%. Por otro lado, se tiene que el FP alcanza un 95% el día 19 de febrero a una velocidad de 16 m s^{-1} , vale la pena señalar que un proyecto eólico con un factor de planta arriba del 20% se considera técnicamente viable, por lo que generar el 80% y el 95% de producción máxima teórica en un día refleja la calidad del recurso eólico en esa región, aún cuando las condiciones del tiempo son los mayores impulsores de estos factores de planta como se presentará más adelante.

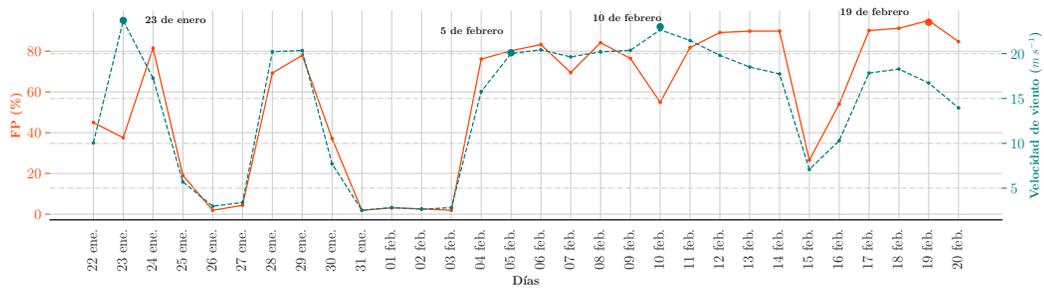


Figura 4.5: Variación entre los días con máximas velocidades de viento (línea verde punteada) y factores de planta (línea roja sólida). Se puede observar que para velocidades de viento arriba de los 20 m s^{-1} el factor de planta comienza a disminuir.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Comparando la información anterior con la curva de potencia teórica (ver figura 4.6a) es posible notar que la curva obtenida de los datos medidos de viento y su potencia resultante difiere con la curva del fabricante. Las velocidades medidas y promediadas por día (puntos verdes) alcanzan el punto máximo de la curva de potencia entre los 14 y 15 $m s^{-1}$, y su corte a los 20 $m s^{-1}$, lo que significa que se está produciendo menos de la potencia nominal cuando se sobrepasan los 20 $m s^{-1}$.

En consecuencia, estos resultados sugieren que la curva de potencia teórica del fabricante no representa correctamente el potencial de energía eólica del sitio debido principalmente a que la velocidad del viento es específica de esa región y la curva de potencia del fabricante fue calibrada a partir de valores promedios y normalizados de viento a una densidad de aire estándar.

Una manera de compensar estas diferencias es a través de una función que modele la curva de potencia a partir de los datos reales de viento. Existen varias metodologías para el modelado de curvas de potencia de turbinas eólicas como los sugeridos por Lydia et al. [43] y Carrillo et al. [45]. Por ejemplo, al adaptar una función sigmoidea [46] a los datos de viento se obtuvo la curva de potencia ajustada presentada en la figura 4.6b. Como una validación del modelo, se realizó nuevamente el análisis para encontrar los días con las velocidades de viento y los factores de planta más altos utilizando la producción de potencia estimada con la curva de potencia ajustada, obteniéndose que los días con altas velocidades de viento resultaron ser los mismos días con los máximos factores de planta (ver figura 4.7). La comparación de los resultados obtenidos del ajuste propuesto con los valores reales muestran que el modelo se ajusta correctamente a las condiciones de viento del sitio.

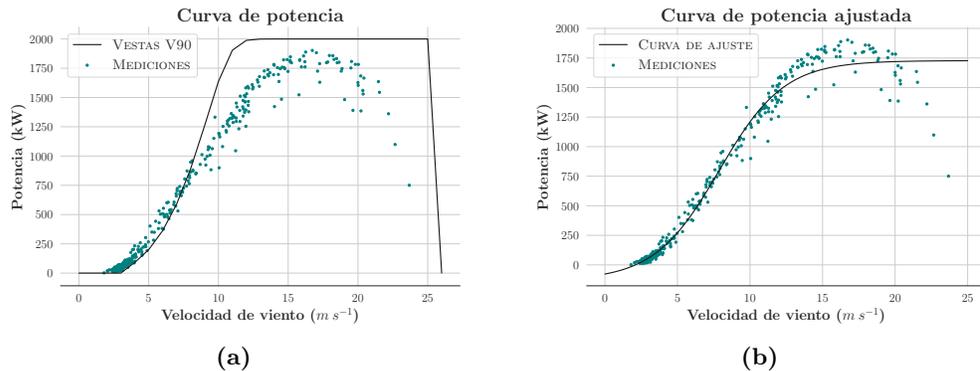


Figura 4.6: La figura (a) muestra la curva de potencia del fabricante marca Vestas de 2MW (línea negra) y la obtenida a partir de las velocidades y potencia real generada (puntos verdes) promediada por día. La figura (b) presenta la curva de potencia ajustada (línea negra) a partir de los datos medidos.

4.1 Análisis de velocidades de viento y factores de planta

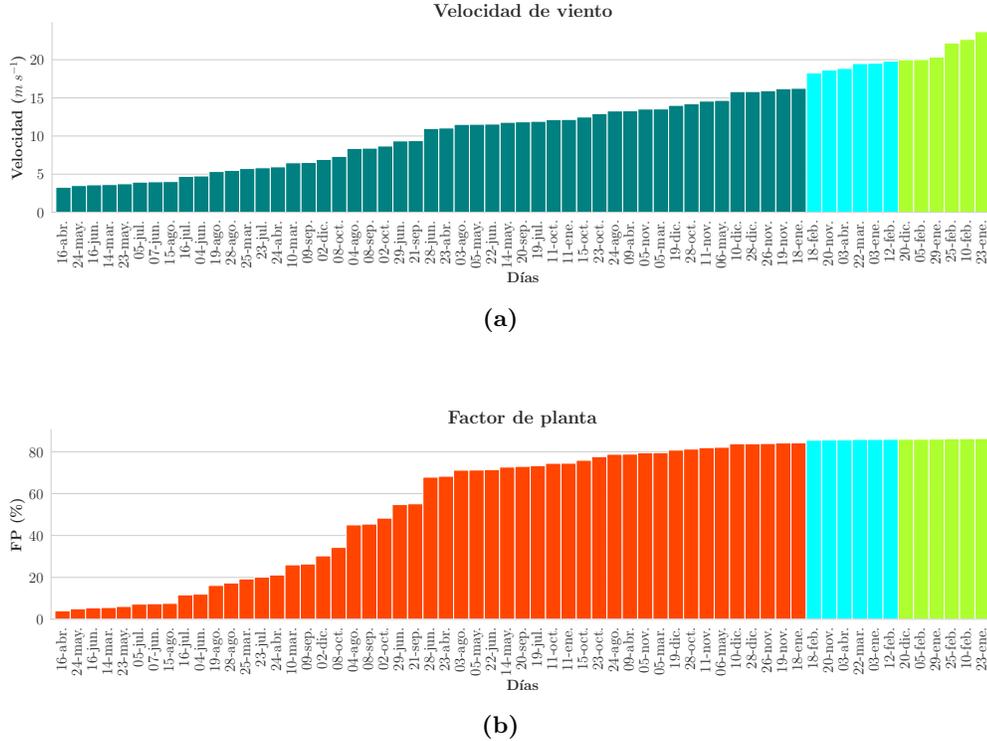


Figura 4.7: En la figura (a) se muestran los días con las velocidades de viento máximas y en la figura (b) se muestran los días con los FP máximos obtenidos a partir de la potencia estimada con el modelo y las velocidades reales de viento. Los días marcados con azul representan el decil 9 y los marcados con verde claro representan el decil 10, se puede observar que los días con los FP máximos corresponden a los mismos días con las velocidades máximas.

Aún cuando no era un objetivo de esta investigación, se demostró que las curvas de potencia realizadas por los fabricantes no necesariamente pueden explicar las condiciones de viento locales, de modo que no representan el verdadero potencial eólico disponible del sitio, por lo que es de vital importancia implementar técnicas de corrección para curvas de potencia que se asemejen a las condiciones reales de operación para cada sitio con el fin de llevar a cabo una adecuada elección del aerogenerador y por consiguiente una mejora en su rendimiento.

4.1.1. Selección de eventos

Retomando la investigación principal y aclarando que en las siguientes secciones se usarán los valores de potencia real generada por el aerogenerador, tenemos que dado que algunos días que resultaron del análisis (figuras 4.3 y 4.4) estaban muy próximos, se examinaron con mayor detalle estos a partir de la serie temporal para poder determinar si se podían considerar como eventos únicos. A manera de ejemplo, en la figura 4.8 se

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

analiza el caso de velocidades mínimas promediadas por día registradas en las fechas 20 de mayo y 14 de junio, estos días se encuentran dentro del decil 1. Durante estos días los vientos se mantuvieron constantes, no se presentaron vientos extremos que alteraran la estabilidad, por lo que se consideró como un único evento.



Figura 4.8: Durante el periodo de días sombreados la velocidad media diaria se mantuvo constante o la variación no fue tan abrupta, por lo que en este análisis se considerará a todo este intervalo de tiempo como un sólo evento de estudio.

En la figura 4.9 se presentan los eventos finales seleccionados para los vientos y factores de planta, máximos y mínimos. De estos eventos se seleccionó uno para un estudio más detallado que se presenta en la sección 4.3.

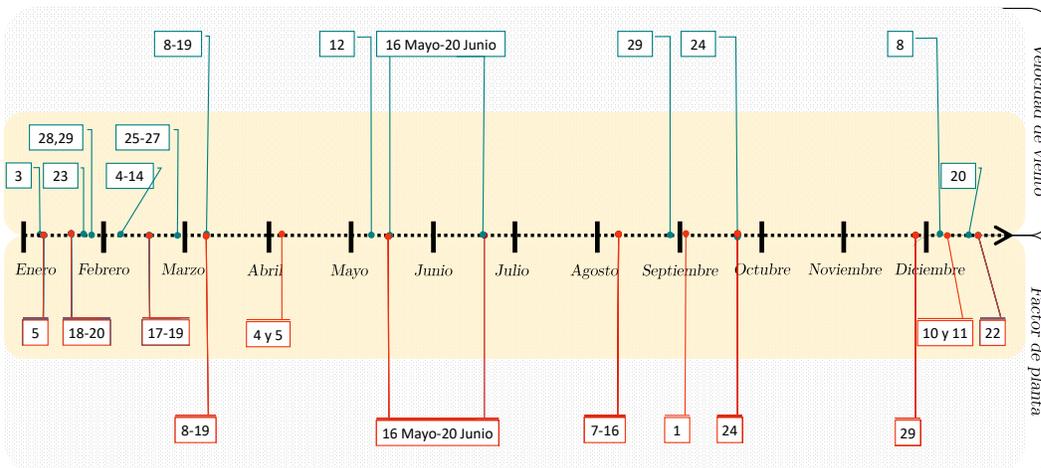


Figura 4.9: Fechas finales para los casos de estudio, las velocidades de viento y los factores de planta máximos se encuentran dentro de la región amarilla, y las velocidades de viento y factores de planta mínimos en la región gris punteada.

En este apartado se pudo observar que la variación de la energía eólica se puede presentar en un rango de días, a continuación se analizará cómo en intervalos de tiempo más cortos el aumento o disminución en la generación de energía puede ser más brusco.

4.2. Rampas

La contabilización de los eventos rampa se llevó a cabo a partir de un cambio en el factor de planta entre un periodo de tiempo (o ventana de tiempo) para diferentes umbrales definidos, utilizando un método similar al empleado por Cannon et al. [47].

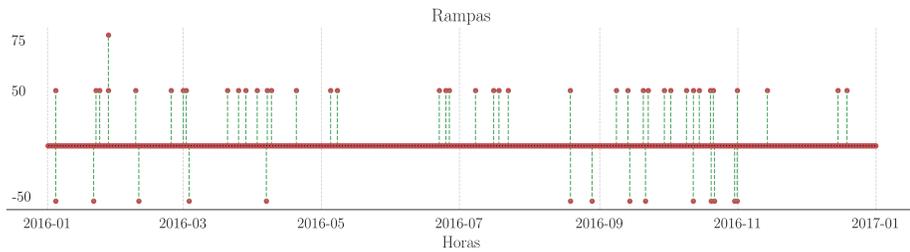
En algunos casos, debido a que la iteración de la VT es continua en el tiempo ($\Delta CF = CF_{i+1} - CF_i$) se obtuvieron rampas consecutivas, en estas situaciones, sólo se consideró el que tenía el ΔCF más alto y los otros eventos se clasificaron como días sin rampa ya que se contemplaron como parte de un mismo evento.

Los umbrales de rampa seleccionados fueron del 50 % y del 75 % para cuatro diferentes VT (1, 3, 6 y 12 horas). Las rampas obtenidas arriba de esos umbrales para las cuatro VT se presentan en la figura 4.10, donde podemos observar cómo se vuelve menos frecuente la ocurrencia de rampas a medida que se aumenta el umbral ΔCF o se disminuye la ventana de tiempo, estas dos restricciones son las que definen a un evento rampa.

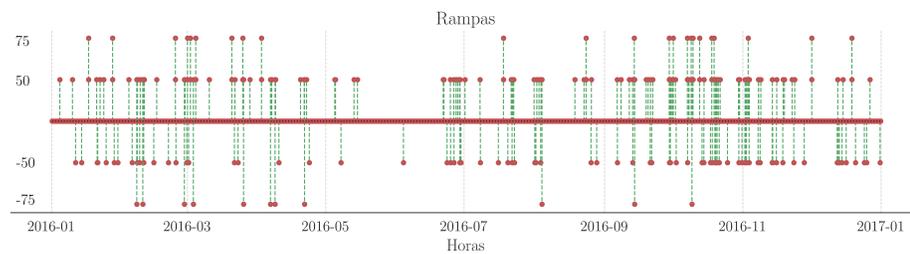
Un mismo evento rampa puede aparecer para distintas VT, esto depende de la duración de la rampa, es decir, si un evento dura 1 hora arriba del umbral establecido con seguridad aparecerá en las VT de 3, 6 y 12 horas, pero no sucederá a la inversa, por ejemplo, que un evento de 12 horas de duración aparezca al analizar una VT de 1 hora.

Si bien las rampas se pueden presentar en cualquier momento del día, en las gráficas de la figura 4.11 se muestra la contabilización de estas por horas para las cuatro VT. Es notorio observar un patrón muy similar en las cuatro VT, las rampas positivas ocurren con mayor frecuencia en la tarde entre las 15:00 y 19:00 horas, mientras que las rampas negativas ocurren en la mañana entre las 4:00 y 11:00 horas, esto lo podemos asociar a los cambios en la circulación atmosférica que se presentan a lo largo del día, como son los gradientes de presión y de temperatura. De estas gráficas también notamos que hay una mayor ocurrencia de rampas positivas, lo que significa un aumento rápido en la generación de energía.

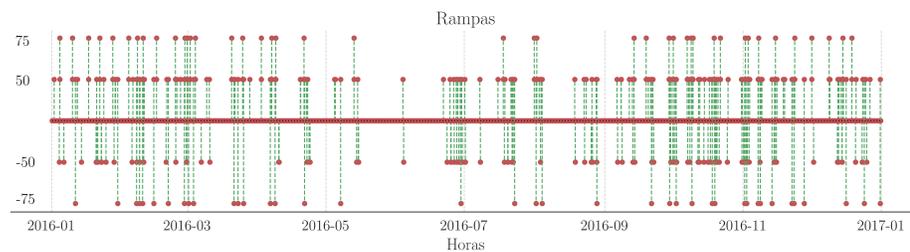
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS



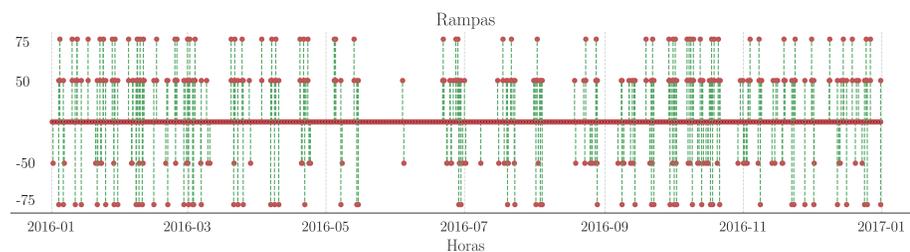
(a) VT: 1 hora



(b) VT: 3 horas

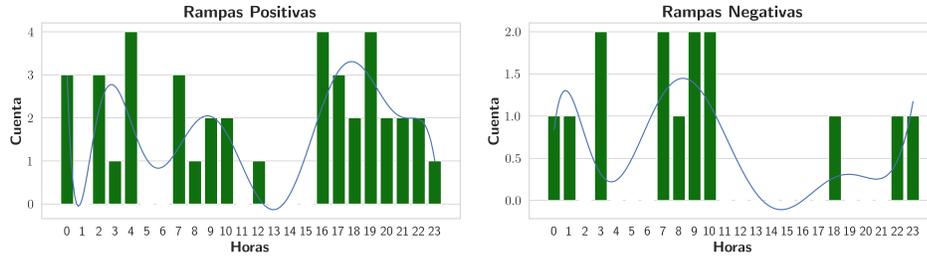


(c) VT: 6 horas

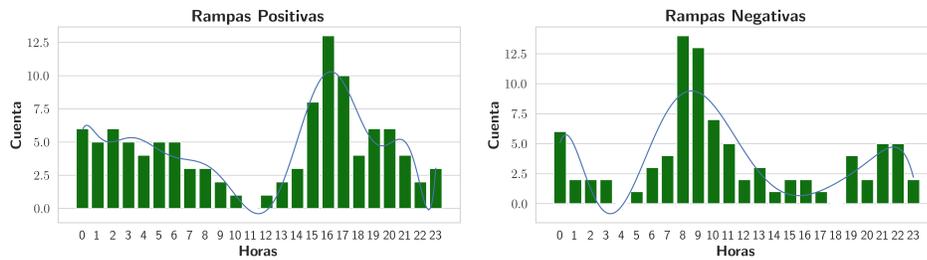


(d) VT: 12 horas

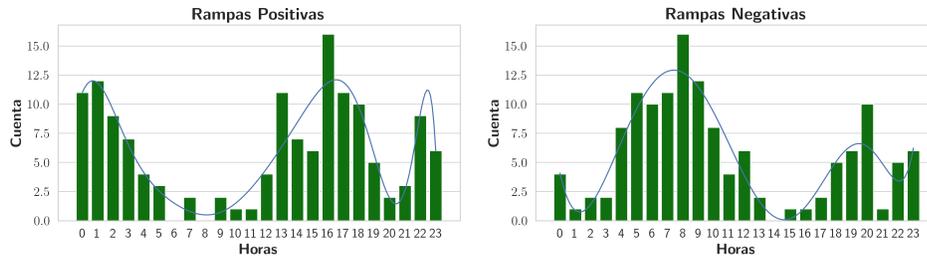
Figura 4.10: En esta figura se presenta cada rampa positiva (sobre la línea) y negativa (debajo de la línea) del 2016, para ambos umbrales seleccionados y para las cuatro ventanas de tiempo: (a) 1 hora, (b) 3 horas, (c) 6 horas y (d) 12 horas. Observamos como se vuelve menos frecuente la ocurrencia de rampas a medida que se aumenta el umbral ΔFP o se disminuye la ventana de tiempo.



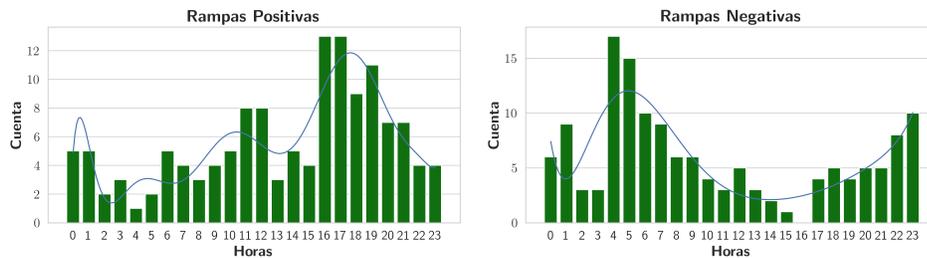
(a) VT: 1 hora



(b) VT: 3 horas



(c) VT: 6 horas



(d) VT: 12 horas

Figura 4.11: Total de rampas durante el año clasificadas por horas para las cuatro VT: (a) 1 hora, (b) 3 horas, (c) 6 horas y (d) 12 horas. Del lado izquierdo se presentan las rampas positivas y del lado derecho las rampas negativas, el eje X corresponde a las horas, el eje Y a la cuenta total de rampas y la línea azul es un ajuste polinomial de los datos, podemos observar que hay más rampas positivas que negativas y que las positivas ocurren con mayor frecuencia en la tarde a diferencia de las negativas que se presentan por las mañanas.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En las tablas (4.2 a 4.5) se clasifican las rampas totales para la serie anual así como por las estaciones del año. A medida que se aumenta la ventana de tiempo, aumenta la frecuencia de los eventos. En un umbral del 50 % se puede decir con seguridad que se presentarán rampas, mientras que al elegir un umbral extremo, como en este caso del 75 % no es tan probable la presencia de estos. Asimismo, la frecuencia de que se presenten rampas para 6 y 12 horas son muy cercanas, por lo que 6 horas parece ser una escala temporal apropiada para detectar rampas en esta zona de estudio.

		Rampas		Frecuencia
		Positivas	Negativas	(%)
50	Año	40	14	0.63
	Primavera	11	2	0.60
	Verano	8	2	0.46
	Otoño	13	7	0.94
	Invierno	8	3	0.51
75	Año	1	0	0.01
	Primavera	0	0	0
	Verano	0	0	0
	Otoño	0	0	0
	Invierno	1	0	0.05

Tabla 4.2: Total de rampas positivas y negativas para un VT=1 hora. La franja roja señala la estación del año con mayor frecuencia de estas, siendo otoño para el umbral de 50 %.

		Rampas		Frecuencia
		Positivas	Negativas	(%)
50	Año	107	88	2.26
	Primavera	18	11	1.33
	Verano	23	17	1.87
	Otoño	45	33	3.68
	Invierno	21	27	2.22
75	Año	23	11	0.39
	Primavera	5	5	0.46
	Verano	2	1	0.14
	Otoño	10	2	0.57
	Invierno	6	3	0.42

Tabla 4.3: Total de rampas positivas y negativas para un VT=3 horas. La franja roja señala la estación del año con mayor frecuencia de estas, siendo otoño para ambos umbrales.

		Rampas		Frecuencia
		Positivas	Negativas	(%)
50	Año	142	134	3.20
	Primavera	24	19	1.97
	Verano	28	28	2.57
	Otoño	51	48	4.67
	Invierno	39	39	3.62
75	Año	51	42	1.08
	Primavera	14	12	1.19
	Verano	3	5	0.37
	Otoño	16	14	1.42
	Invierno	18	11	1.35

Tabla 4.4: Total de rampas positivas y negativas para un VT=6 horas. La franja roja señala la estación del año con mayor frecuencia de estas, siendo otoño para ambos umbrales.

		Rampas		Frecuencia
		Positivas	Negativas	(%~)
50	Año	135	143	3.22
	Primavera	24	27	2.34
	Verano	30	31	2.80
	Otoño	42	44	4.06
	Invierno	39	41	3.72
75	Año	83	69	1.76
	Primavera	19	19	1.74
	Verano	11	9	0.92
	Otoño	20	17	1.75
	Invierno	33	24	2.65

Tabla 4.5: Total de rampas positivas y negativas para un VT=12 horas. La franja roja señala la estación del año con mayor frecuencia de estas, siendo otoño para el umbral de 50% e invierno para el umbral de 75%.

Analizando la variabilidad estacional, tenemos que otoño es la temporada en la que se presentaron más eventos rampa seguida del invierno, estos podrían estar asociados a la temporada de frentes fríos y *nortes*.

En resumen, se encontró que las rampas arriba del umbral del 50% son más probables a ocurrir, lo que representa aproximadamente una variación de 1 GW en la producción de energía del aerogenerador, suficiente para provocar una inestabilidad en el sistema eléctrico en tiempos cortos.

4.3. Identificación de fenómenos meteorológicos a escala sinóptica

Con el objetivo de encontrar los eventos meteorológicos que pudieran estar relacionados con la generación de energía eólica, se seleccionaron dos casos de estudio específicos para analizar.

4.3.1. Caso 1

En esta sección se analizará el desarrollo del o de los eventos que provocaron velocidades máximas del 4 al 14 de febrero del 2016 (figura 4.9) a partir de datos obtenidos del reanálisis MERRA-2 y de mapas de anomalías; entiéndase por anomalía a una desviación del valor de una variable climática respecto a su valor normal. Estas fueron calculadas a partir de la diferencia entre el valor del elemento climático para un tiempo específico y el valor medio del mismo elemento para cinco años de datos. En estos mapas se incluyeron contornos de nivel que representan la altura, la temperatura del aire o la velocidad de viento, y se verá saturada la zona de la anomalía según una barra de colores acotada por rangos que representan la intensidad de esta.

Este primer caso de estudio abarca un periodo de 10 días, durante el cual se desarrolló un evento de alta presión dos días antes (2 de febrero) del inicio de las velocidades máximas registradas, y cuatro días después (6 de febrero) se presenta un segundo evento de alta presión que es influenciada por los efectos remanentes del primero. En el anexo A.1 se muestra la evolución completa de este evento.

Este caso de estudio inicia cuando una anomalía negativa de alta presión representada en color café, comienza a manifestarse a una altura geopotencial de 500 hPa desde el día 2 de febrero (ver anexo) sobre las Montañas Rocallosas, durante los días 3 y 4 (de la figura 4.12a a la 4.12f) esta anomalía tiene un desplazamiento hacia el sureste de los Estados Unidos con crestas sobre la parte norte de México, para finalmente desvanecerse el día 5 de febrero cuando alcanza la zona de Florida (4.12g y 4.12h). Sin embargo, a finales del día 5, aparece otra anomalía negativa de alta presión de color café proveniente también del área de las Montañas Rocallosas (4.12i), con desplazamiento durante el día 6 de febrero sobre la llanura costera hasta llegar de nuevo a Florida el día 9 (de la figura 4.12j a la 4.12l) y desaparecer hasta el día 13.

El fenómeno descrito anteriormente, es muy similar al que describen en su trabajo Schultz et al. [48], donde encontraron dos tipos de pasajes de fríos que interactúan con el Golfo de México, la oleada fría que se origina al este de las Montañas Rocallosas canadienses y se suelen dirigir hacia el ecuador y por lo que la mayor parte del frío aire ártico se sentirá en México y América Central y, una oleada menos fría que tiende a estar asociadas con anticiclones que llegan desde el este del Océano Pacífico Norte y cruzan la montaña al oeste y se traslada al sureste de los Estados Unidos.

4.3 Identificación de fenómenos meteorológicos a escala sinóptica

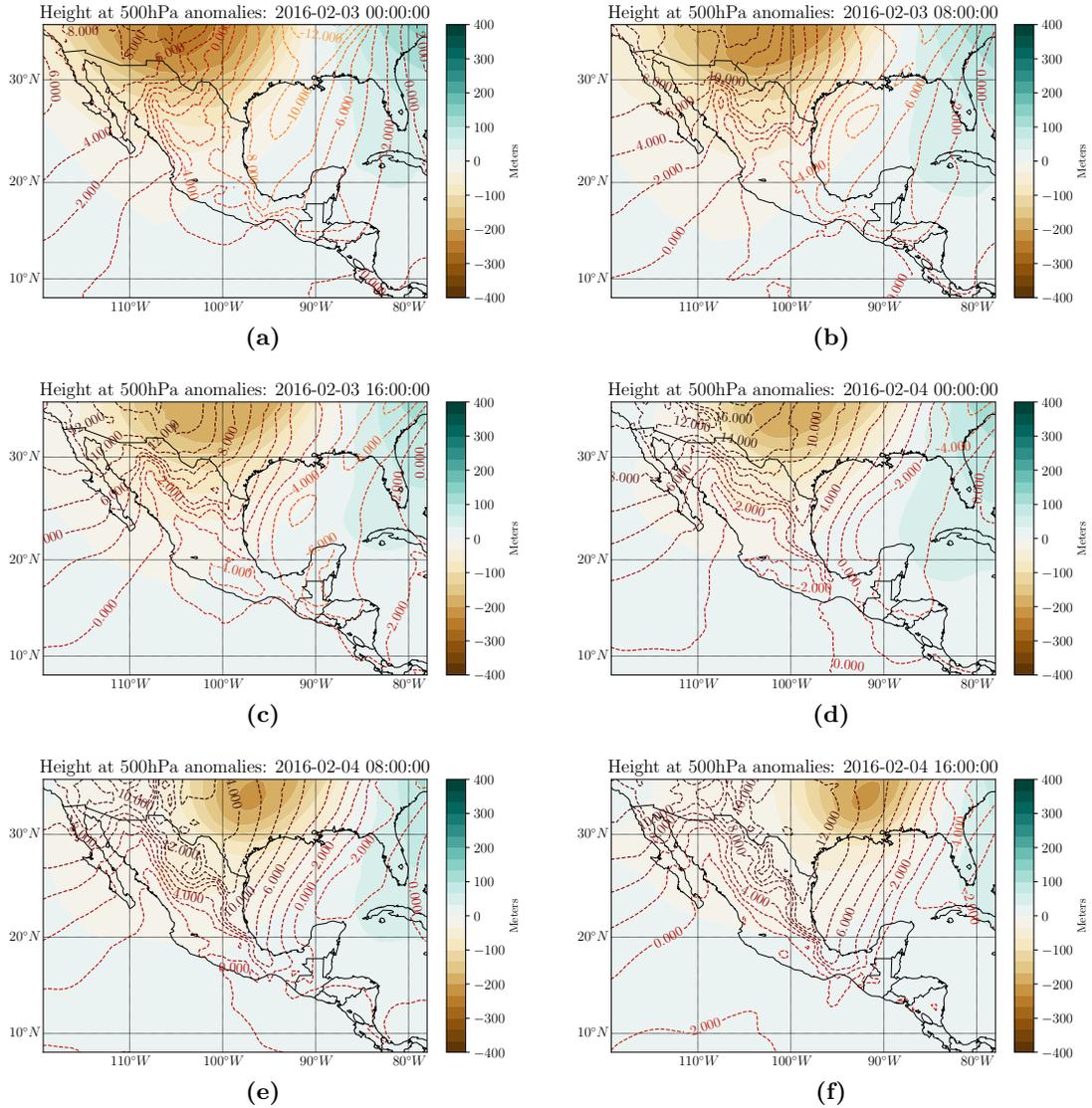


Figura 4.12: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 1. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 3 de febrero a las 00:00:00 UTC al 4 de febrero a las 16:00:00 UTC cada ocho horas. Los contornos de nivel representan las alturas en metros anómalas a 500 hPa y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

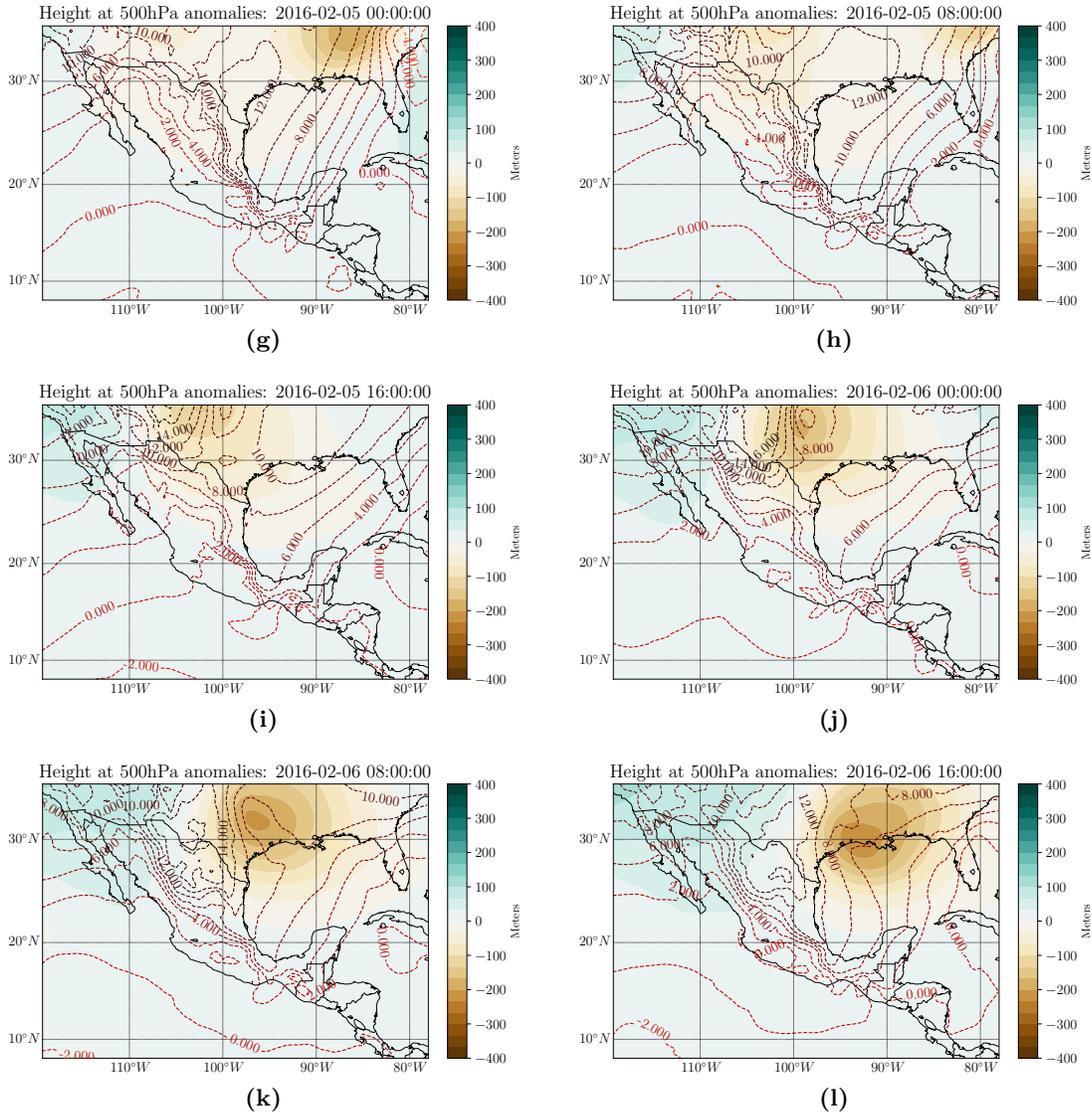


Figura 4.12: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 1. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día de 5 febrero a las 00:00:00 UTC al 6 de febrero a las 16:00:00 UTC cada ocho horas. Los contornos de nivel representan las alturas en metros anómalas a 500 hPa y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

En la figuras 4.13a al 4.13l se presentan los mapas de anomalías para la temperatura del aire a 500 hPa. Se puede ver como a medida que los dos eventos de altas presiones descritos anteriormente que se desarrollan desde las latitudes medias y se mueven hacia el sureste de Estados Unidos afectando parte de México, una masa de aire frío representada

4.3 Identificación de fenómenos meteorológicos a escala sinóptica

en color azul, interactúa con el aire cálido del Golfo de México en tonalidad roja que va palideciendo y tornándose azul conforme es desplazada por la masa de aire frío, lo que resulta en una onda de frío [49].

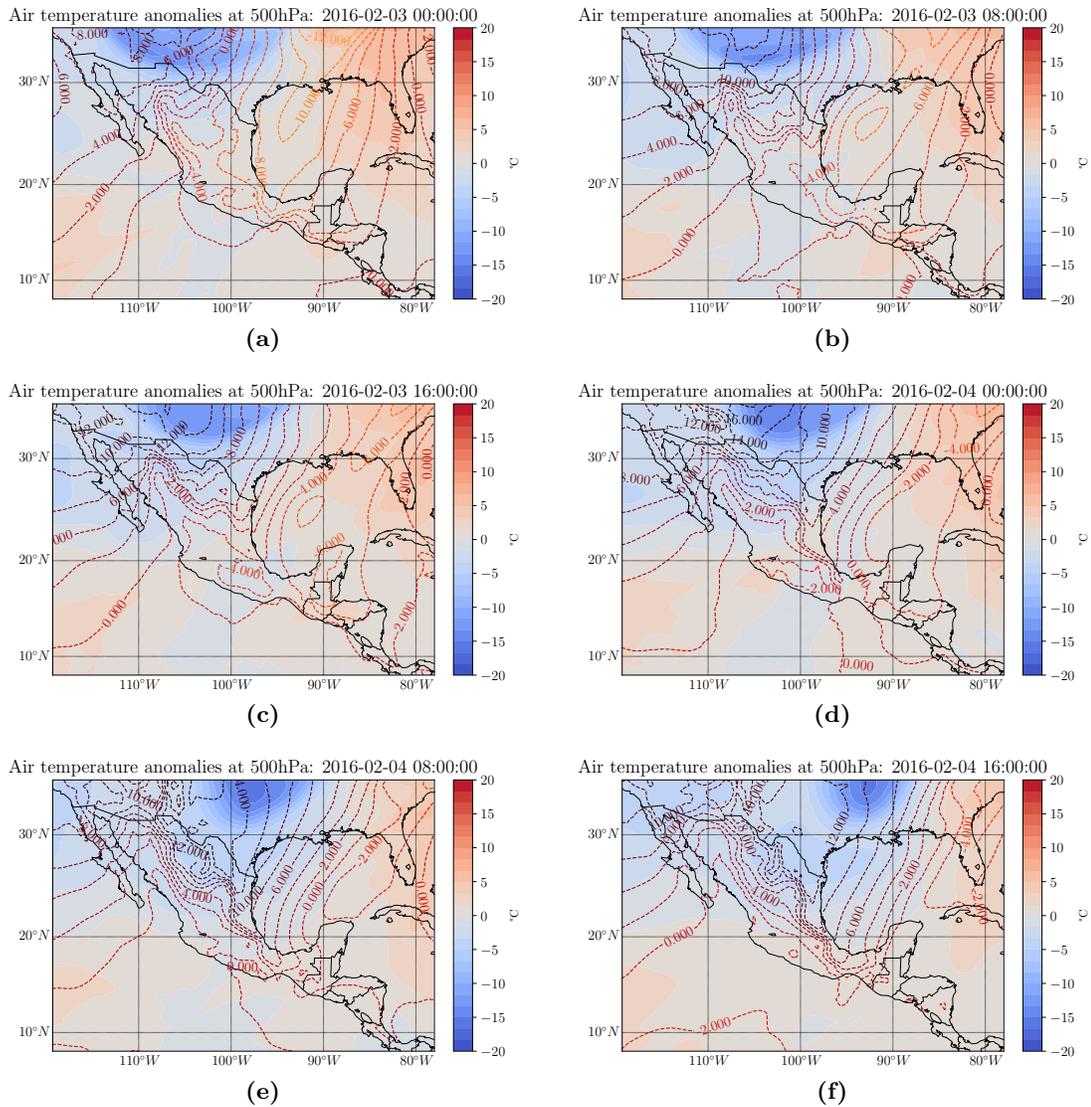


Figura 4.13: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 1. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 3 de febrero a las 00:00:00 UTC al 4 de febrero a las 16:00:00 UTC cada ocho horas. Los contornos de nivel representan las temperaturas en grados Celsius anómalas a 500 hPa y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en grados y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

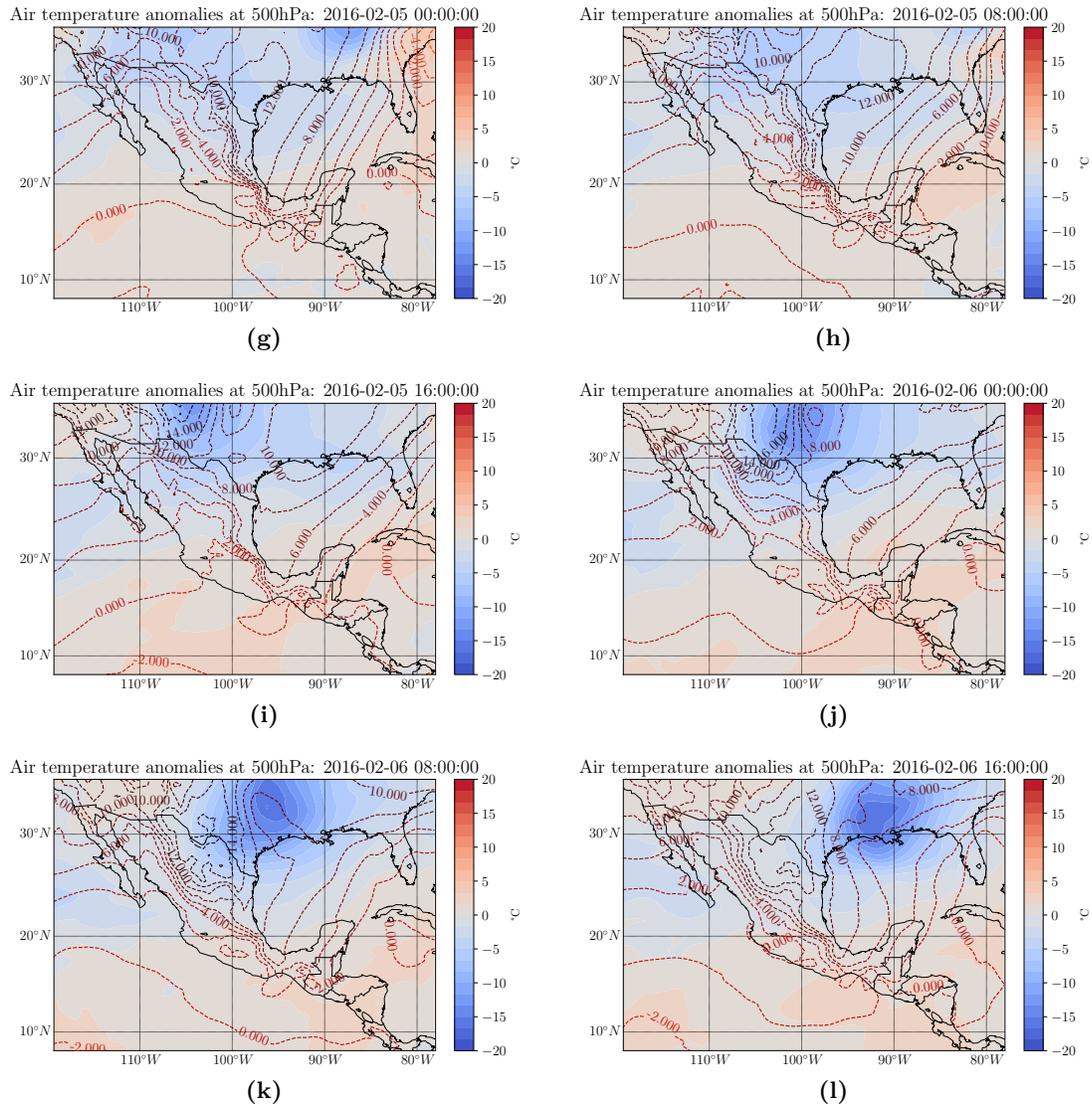


Figura 4.13: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 1. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 5 de febrero a las 00:00:00 UTC al 6 de febrero a las 16:00:00 UTC cada ocho horas. Los contornos de nivel representan las temperaturas en grados Celsius anómalas a 500 hPa y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en grados y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

4.3 Identificación de fenómenos meteorológicos a escala sinóptica

En las figuras 4.14, se presentan los mapas de anomalías para la velocidad del viento a una altura de 10 metros y la dirección del viento (no anómala). El día 3 de febrero comienza a afectar una anomalía positiva representada en color naranja referente a la velocidad de viento en la región noroeste del Golfo de México que aumenta en intensidad y se extiende hasta la costa de Veracruz, a lo largo del cual comienzan a converger los vientos debido a la diferencia en la dirección de los vientos provocados por la onda fría y los vientos alisios. Para el día 4 y 5, estos vientos anómalos ahora en color rojo, siguen aumentando su intensidad y se desplazan hacia el noroeste de la península de Yucatán y cruzan hacia el Océano Pacífico a través del Golfo de Tehuantepec con vientos en dirección nor-noreste, quedando en estado estacionario hasta finales del día 6, cuando una segunda anomalía positiva en color rojo sobre el norte de Tamaulipas se hace presente (ver 4.14l y A.1) e intensifica los vientos remanentes que quedaron del primer evento sobre el Golfo de Tehuantepec, manteniéndose esta intensidad hasta el día 11 cuando los vientos comienzan a disminuir.

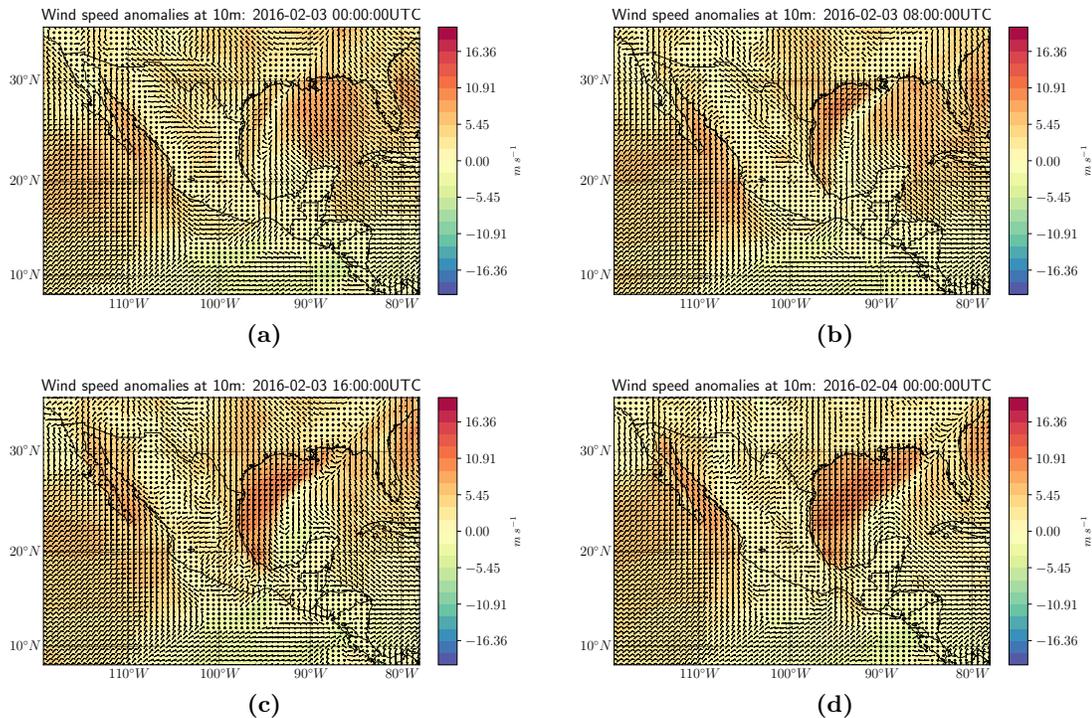


Figura 4.14: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 1. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 3 de febrero a las 00:00:00 UTC al 4 de febrero a las 00:00:00 UTC cada ocho horas. Los contornos de nivel representan las magnitudes de las velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros por segundo y las direcciones del viento se representa mediante barbas.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

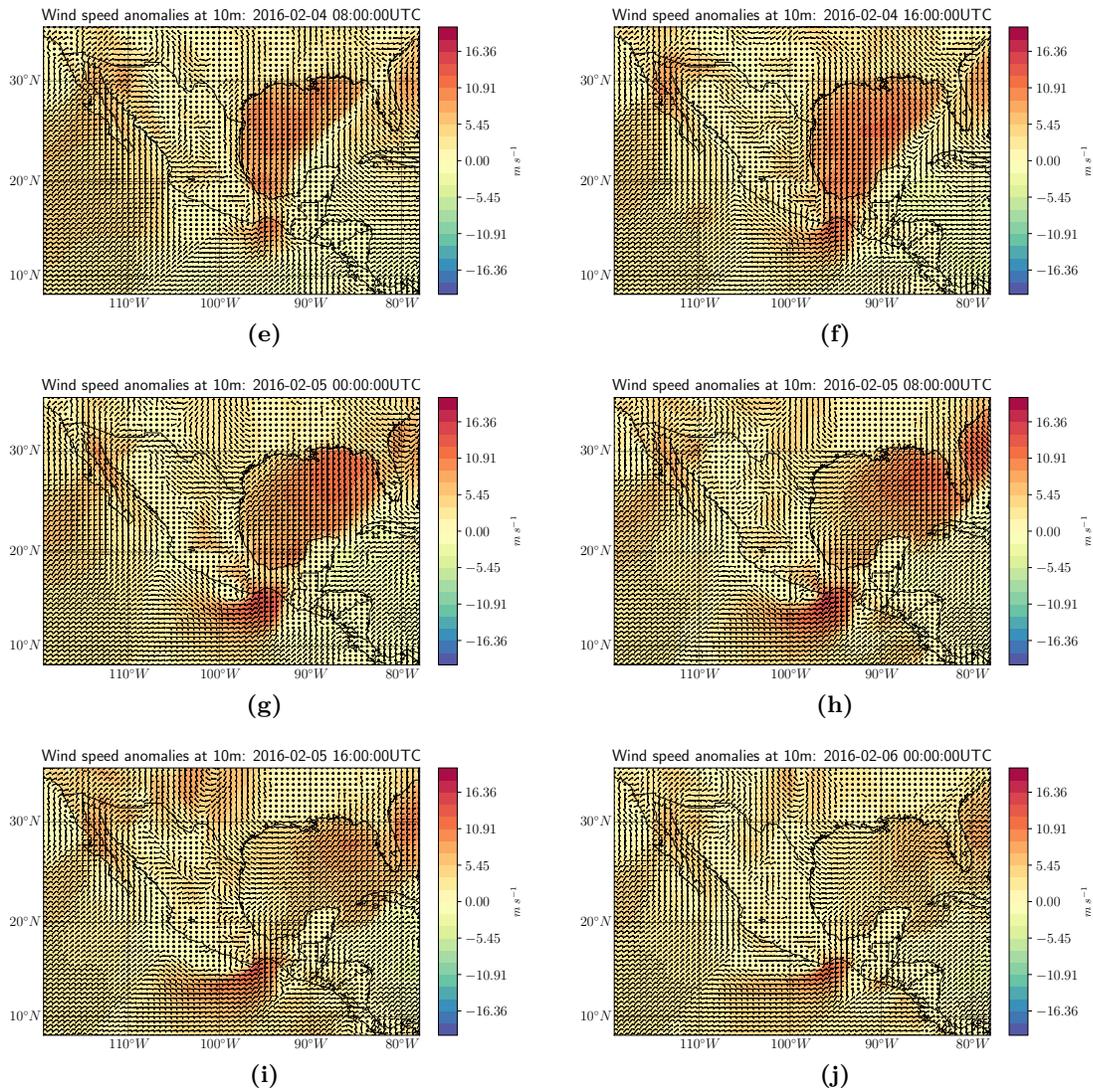


Figura 4.14: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 1. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 4 de febrero a las 08:00:00 UTC al 6 de febrero a las 00:00:00 UTC cada ocho horas. Los contornos de nivel representan las magnitudes de las velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros por segundo y las direcciones del viento se representa mediante barbas.

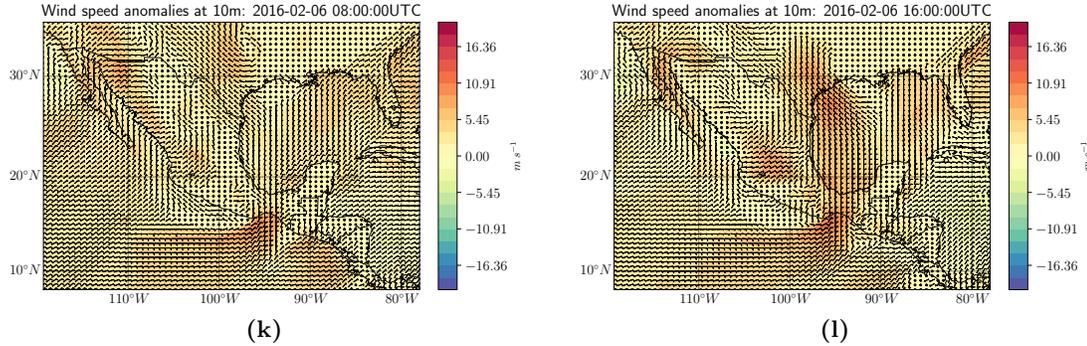


Figura 4.14: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 1. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 6 de febrero de las 08:00:00 UTC a las 16:00:00 UTC cada ocho horas. Los contornos de nivel representan las magnitudes de las velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros por segundo y las direcciones del viento se representa mediante barbas.

4.3.2. Caso 2

Como un segundo caso, se analiza la evolución de un evento rampa que se presenta durante el día 20 de marzo. Este evento es interesante de estudiar debido a que durante los días 8 al 19 de marzo (ver figura 4.9) se presentan velocidades mínimas constantes marcadas por la actividad diurna como se ve en la figura 4.15, y es interrumpida por un evento rampa de larga duración que se manifiesta en las cuatro VT definidas en la sección anterior para un umbral del 50 % del factor de planta. Teniendo en cuenta lo anterior, se podrá ver que la rampa comienza a presentarse el día 20 y seguirá considerándose como una rampa hasta el día 21 dependiendo de la VT, aunque sus efectos sobre Arriaga desaparecen hasta el día 22 de marzo (ver anexo A.2).

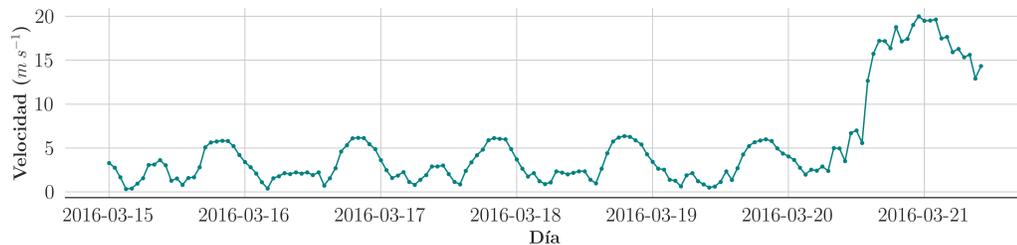


Figura 4.15: Durante el 8 al 19 de marzo, se presenta un periodo largo de calma, donde las velocidades de viento presentan una variación que se repite cada 24 horas. En la gráfica se muestra la intensidad y la variación de la velocidad del viento del día 15 al 21 de marzo. Se puede observar que el día 20 de marzo la intensidad de viento cambian de manera abrupta aumentando su velocidad en pocas horas.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se puede apreciar en la figura 4.16, el día 20 comienza a afectar una anomalía negativa de alta presión en color café la parte sur de Estados Unidos proveniente, igual que en el caso 1, del área de las Montañas Rocallosas y se desplaza durante las siguientes horas hacia el sureste de Estados Unidos para salir por el Océano Atlántico la tarde del día 21, dejando durante toda su trayectoria crestas que se extendieron por todo el Golfo de México.

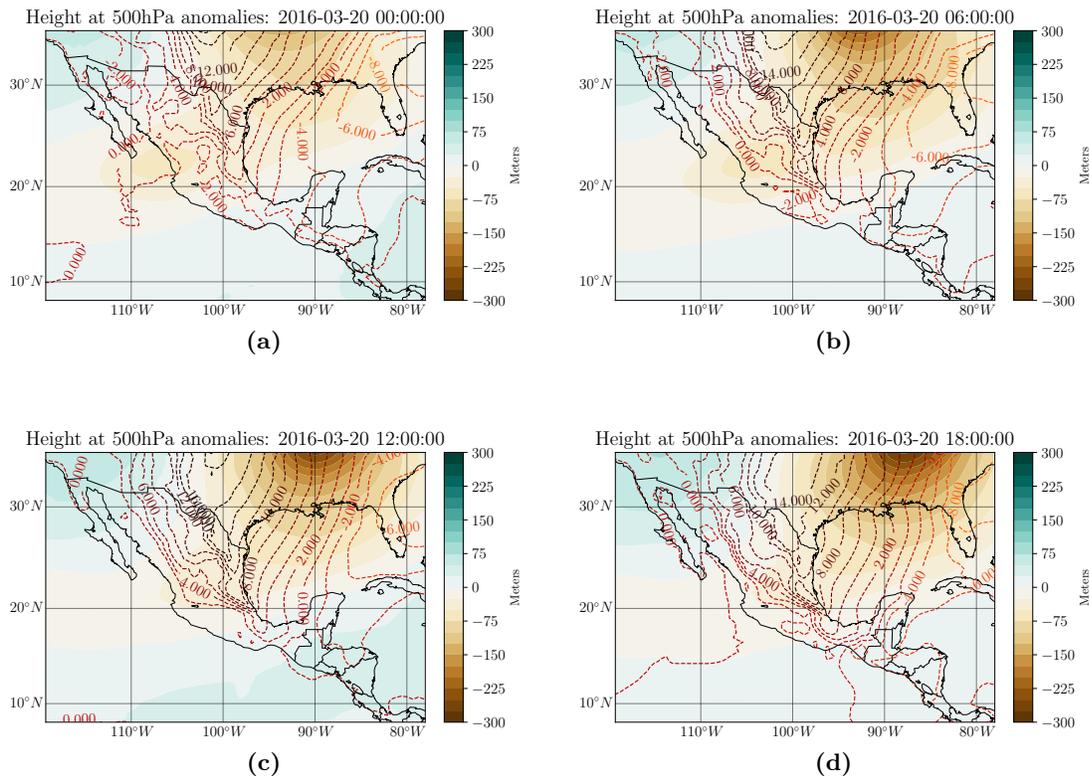


Figura 4.16: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 2. Se presentan los mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 20 de marzo de las 00:00:00 UTC a las 18:00:00 UTC cada seis horas. Los contornos de nivel representan las alturas en metros anómalas a 500 hPa y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

4.3 Identificación de fenómenos meteorológicos a escala sinóptica

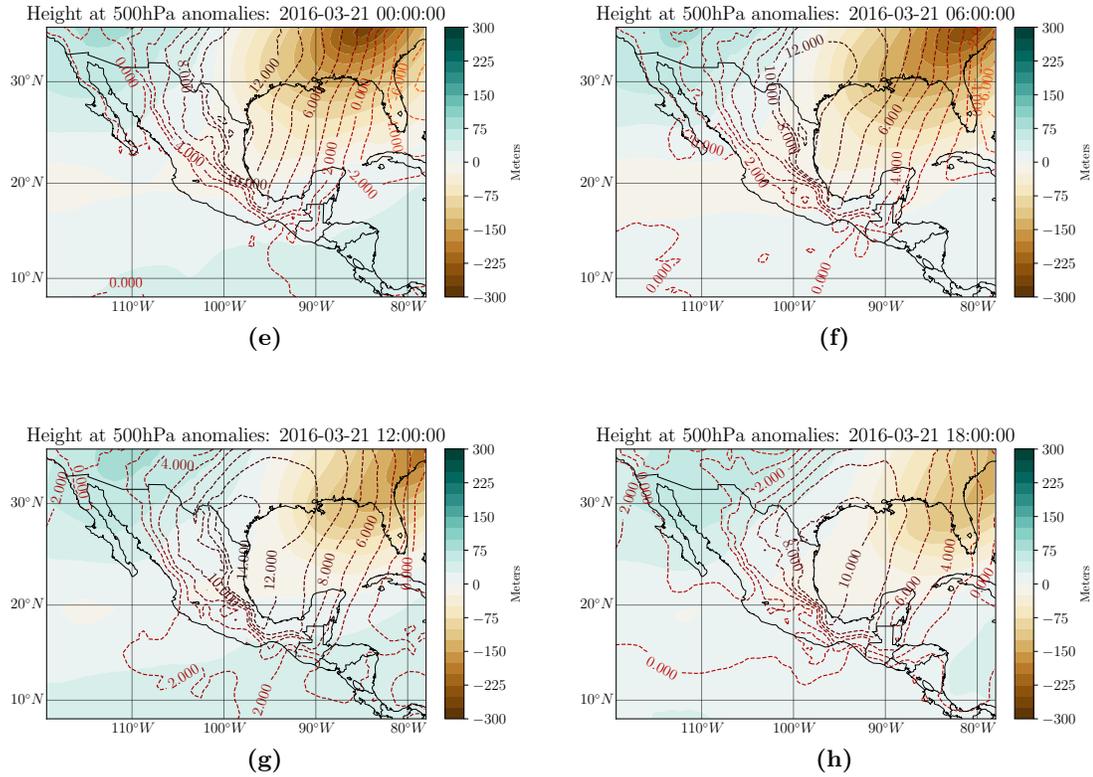


Figura 4.16: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 2. Se presentan los mapas de anomalías a partir de MERRA-2 para el día 21 de marzo de las 00:00:00 UTC a las 18:00:00 UTC cada seis horas. Los contornos de nivel representan las alturas en metros anómalas a 500 hPa y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

El surgimiento de este fenómeno da lugar a la aparición de una masa de aire frío (anomalía negativa de temperatura en color azul) como se aprecia en la figura 4.17, este aire frío afecta durante las primeras horas (4.17a a 4.17c) al noreste de México con un desplazamiento al Atlántico con afectaciones sobre el Golfo de México, para la mañana del día 21 se presenta una alteración negativa en la temperatura sobre el Golfo de Tehuantepec hasta el día 22.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

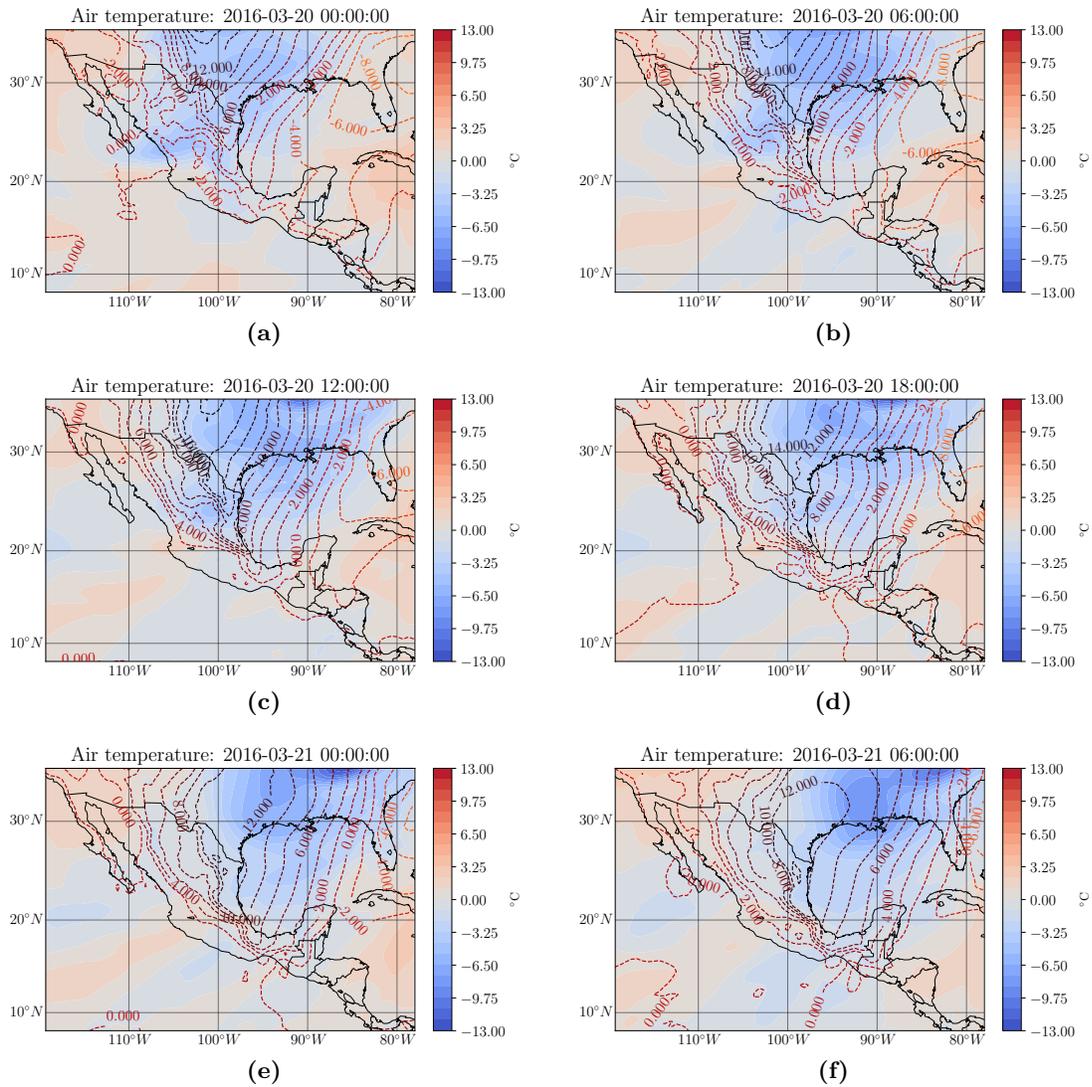


Figura 4.17: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 2. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 20 de marzo a las 00:00:00 UTC al 21 de marzo a las 06:00:00 UTC cada seis horas. Los contornos de nivel representan las temperaturas en grados Celsius anómalas a 500 hPa y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en grados y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

4.3 Identificación de fenómenos meteorológicos a escala sinóptica

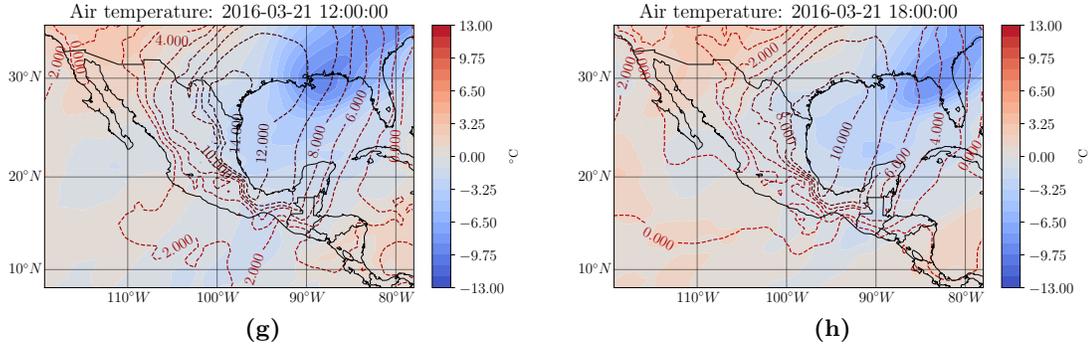


Figura 4.17: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 2. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 para el día 21 de marzo de las 12:00:00 UTC a las 18:00:00 UTC cada seis horas. Los contornos de nivel representan las temperaturas en grados Celsius anómalas a 500 hPa y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en grados y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

En la figura 4.18 se presentan los mapas de anomalías para las velocidades de viento a 10 metros de altura y las direcciones de viento (no anómalo). Se puede observar que a partir del día 20 a las 00:00:00 UTC comienza a presentarse una anomalía positiva de viento representada en color naranja intenso sobre la zona noroeste del Golfo de México, con vientos del norte sobre esta zona.

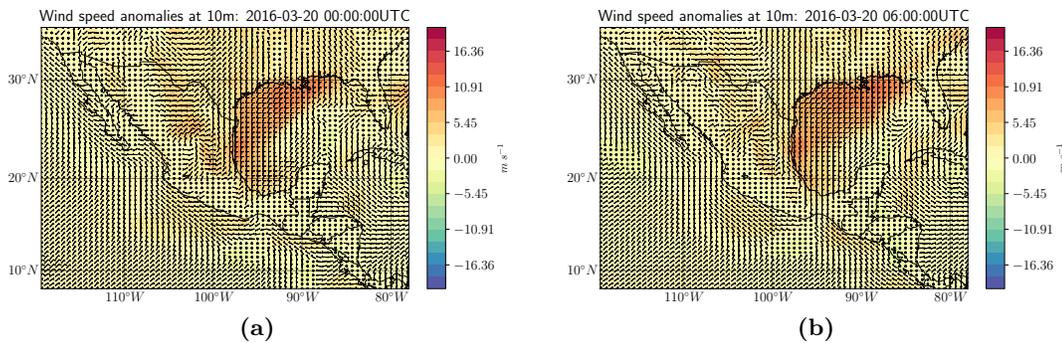


Figura 4.18: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 2. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 para el día 20 de marzo de las 00:00:00 UTC a las 06:00:00 UTC cada seis horas. Los contornos de nivel representan las magnitudes de las velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros por segundo y las direcciones del viento se representa mediante barbas.

Conforme pasan las horas esta anomalía positiva se vuelve más intensa y para las 12:00:00 UTC empieza su cruce hacia el Pacífico sobre el Golfo de Tehuantepec, los

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

vientos a las 18:00:00 UTC han aumentado su intensidad y ahora podemos ubicar a esta anomalía en color rojo sobre el Golfo de Tehuantepec manteniendo así durante el día 21. Para el día 22 de marzo las afectaciones comienzan a disminuir y desaparecen hasta el día 23 de marzo (ver anexo).

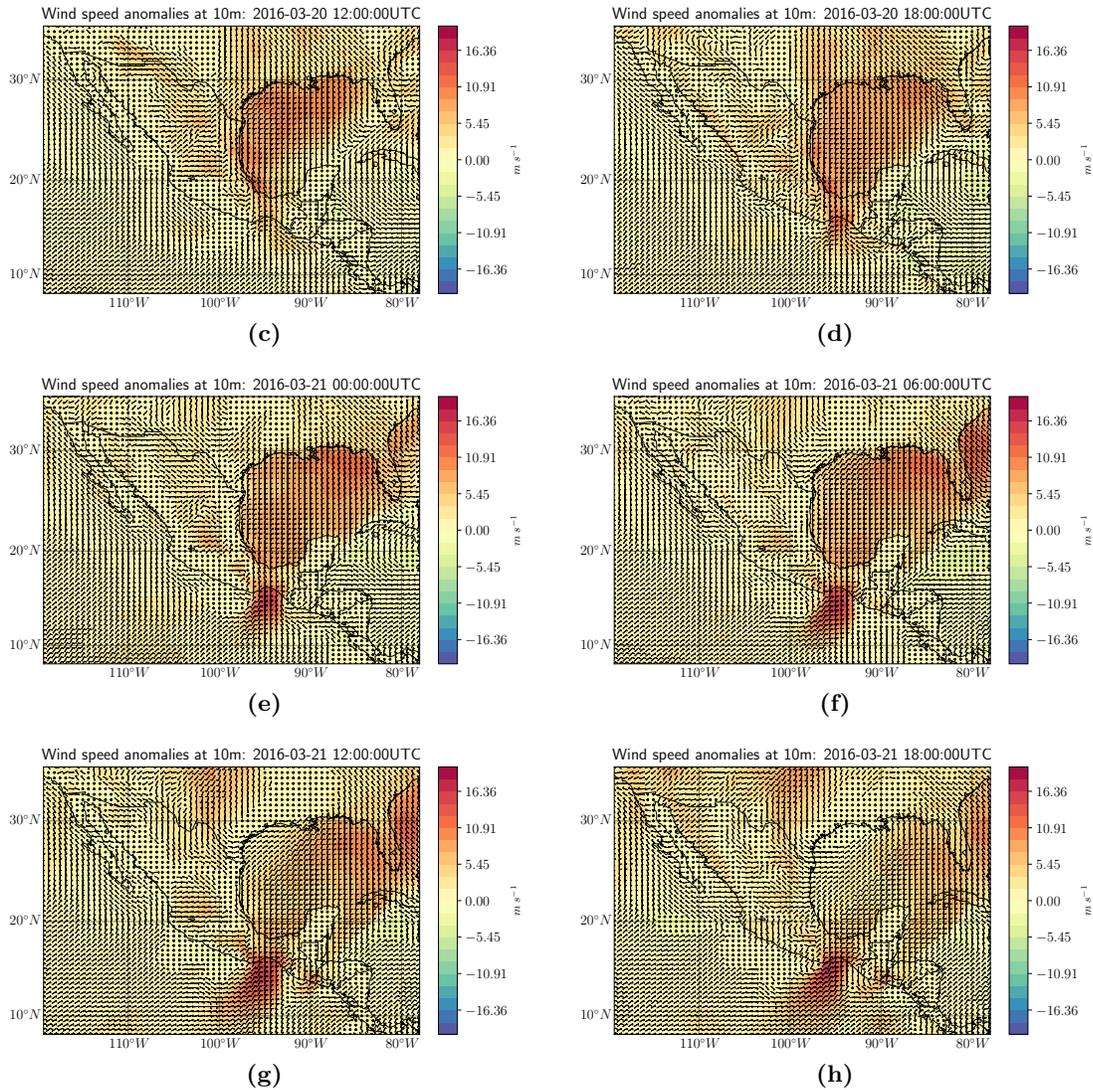


Figura 4.18: Evolución y desplazamiento del evento de onda fría para el caso 2. Se presentan mapas de anomalías a partir de MERRA-2 del día 21 de marzo de las 12:00:00 UTC a las 18:00:00 UTC cada seis horas. Los contornos de nivel representan las magnitudes de las velocidades anómalas a 10 metros de altura sobre la superficie y están coloreadas según la escala que indica la magnitud en metros por segundo y las direcciones del viento se representa mediante barbas.

Los dos casos de días con altas velocidades presentados aquí mostraron estar asociados con oleadas de frío y vientos provenientes del norte. Además, se verificó que los eventos de rampa detectados fueron congruentes con lo observado con el reanálisis MERRA-2, de manera que los eventos de rampa pueden ser explicados a través de fenómenos sinópticos bien definidos por el modelo. También se pudo observar que durante la evolución y desplazamiento de estos eventos las principales zonas afectadas fueron la costa del Golfo de México y del Golfo de Tehuantepec. A continuación se identificará y analizará la ocurrencia de estos eventos comúnmente llamados “*nortes*” durante el 2016.

4.4. Oleadas frías o *nortes* en México durante el 2016

Las masas de aire polar provenientes de América del Norte que penetran los trópicos son conocidas como oleadas frías (o cold surges en inglés); y debido a la frecuencia con la que ocurren estos suelen recibir nombres dependiendo de la región en la que se presenten, en América Central estos son mejor conocidos como *nortes* [50]. La temporada en la que estos suelen presentarse es de octubre a mayo y sus efectos pueden llegar a durar de un día hasta dos semanas [31] y en algunas regiones pueden ocasionar vientos locales fuertes durante su paso. En promedio, ocurren de 20 a 25 *nortes* en el Golfo de México al año, sin embargo, debido a que el sistema climático es variable no se puede esperar que ocurra lo mismo cada año, por ejemplo, Schultz et al. [48], Romero-Centeno et al. [51] y Magana et al. [52] han encontrado que existe una variabilidad interanual en las oleadas frías relacionadas con los eventos de El Niño y La Niña.

Como se ha mencionado anteriormente, la zona de estudio se encuentra contenida dentro de la orografía del Istmo de Tehuantepec, la cual es una zona estrecha que separa el Golfo de México del Océano Pacífico y está ocupada por la Sierra Madre del Sur pero en la parte central hay un espacio donde la altura cae formando una brecha (paso de Chivela) [51]. Esta formación provoca que los vientos en esta zona no logren subir debido a las montañas y se acumulen, siendo el paso de Chivela el camino más rápido por el que pueden fluir formándose un efecto Venturi hacia el Océano Pacífico.

A causa de esta disposición orográfica, los vientos de un *norte* sobre esta zona y alrededores pueden alcanzar velocidades fuertes que van de los 10 a 20 $m s^{-1}$ y en ocasiones hasta arriba de los 25 $m s^{-1}$ [53]. Por consiguiente los vientos asociados a este tipo de eventos son relevantes en el ámbito eólico debido al alto potencial de energía eólica que se puede obtener.

En la sección anterior, para los dos casos de estudio se logró identificar eventos de *nortes* a través de mapas sinópticos para diferentes variables atmosféricas. Para poder encontrar estos eventos sobre la zona de Arriaga y determinar la relación que pudieran tener con los días de alta incidencia de vientos de la sección 4.1 se utilizaron los criterios descritos por Magaña et al. [31]. Ellos mencionan que los *nortes* sobre un punto del Golfo de México se pueden identificar a partir de los siguientes criterios:

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- Descenso en la temperatura superficial de 2°C o más, en 24 horas.
- Cambios en la dirección del viento, siendo éste del norte o noreste.
- Precipitaciones.

Se lograron identificar ocho casos que cumplen con las condiciones de *norte* durante el 2016. A manera de ejemplo, en la figura 4.19 se presenta gráficamente la forma en que se identificaron estos, obteniéndose para el mes de enero dos eventos de *norte*.

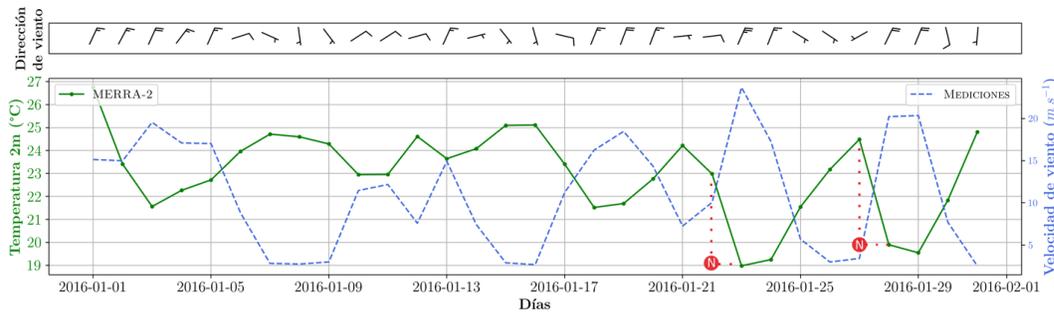


Figura 4.19: Serie temporal promedio diario de la temperatura del aire (línea verde) a 2 metros (MERRA-2), velocidad (línea azul) y dirección (barbas) de viento a 90 metros de altura tomadas de las mediciones reales para enero 2016 en Arriaga, Chiapas. Los dos puntos marcados en rojo corresponden a casos que cumplen con los criterios definidos para un *norte*.

De acuerdo con los reportes mensuales emitidos por parte de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) [54], durante el 2016 se registraron catorce eventos de *norte* sobre la república mexicana. En la tabla 4.6 se enlistan los ocho *nortes* identificados con el criterio sobre la región de Arriaga (4.6a) y los reportados por CONAGUA (4.6b) indicando la fecha de su aparición.

Se puede observar que los ocho *nortes* identificados se encuentran contenidos dentro de los catorce *nortes* reportados oficialmente por CONAGUA. Estos reportes oficiales no contienen información completa del desarrollo o ubicación de todos los *nortes* y los eventos que se han identificado son para una ubicación específica, por esa razón en algunos casos tienen una diferencia de uno a dos días. Hay que resaltar que los dos casos estudiados en la sección anterior aparecen en la tabla (remarcados en negritas), lo cual corrobora que para estos, los vientos fuertes se debieron a eventos de *nortes* como lo sugirió el reanálisis MERRA-2.

Al comparar los días de máximas velocidades del primer análisis (figura 4.3a) con los días de eventos de *nortes*, estos últimos se encuentran reflejados dentro de los días con altas velocidades y la mayoría se encuentran dentro de los deciles 9 y 10, de modo

que estos resultados fortalecen la relación entre los vientos intensos y los eventos de *norte* en la región de Arriaga.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Diciembre
23	05	21	03	09
28	25			10

(a) Criterio

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Noviembre	Diciembre
9 al 10	03	19	01	03	09	04 al 08
22	09				20	09 al 11
27	24					31

(b) CONAGUA

Tabla 4.6: Días del mes de eventos de *norte* durante el 2016. La lista (a) presenta los *nortes* identificados a partir del criterio de Magaña, la lista (b) presenta los *nortes* reportados oficialmente por CONAGUA para el año 2016. Los días remarcados en negro corresponden a los eventos estudiados de la sección anterior, como podemos ver estos eventos aparecen dentro de los reportes oficiales, lo cual corrobora que los vientos fuertes se debieron a eventos de *nortes*. Además, podemos ver que la temporada de mayor presencia de estos eventos son otoño-invierno, y que hay una diferencia de uno a dos días entre los identificados y los reportados por CONAGUA, esto debido a la ubicación del evento.

En síntesis, los fenómenos meteorológicos a escala sinóptica, especialmente los *nortes* son importantes causantes de vientos fuertes a plazos de tiempo que van de unas cuantas horas a días durante la temporada otoño-invierno, sólo en Arriaga se pudieron detectar 8 eventos de *norte* con velocidades diarias que estaban entre los 10 y los 24 $m s^{-1}$ lo que se traduce en un alto potencial del recurso eólico. Entonces, desde el punto de vista eólico, los vientos asociados a estos eventos son favorables para la generación de energía eólica en nuestro país principalmente sobre la costa del Golfo de México y del Golfo de Tehuantepec. Por lo que es de suma importancia comprender estos fenómenos meteorológicos invernales para así poder diseñar y llevar a cabo pronósticos precisos que puedan ser de utilidad para la operación de los parques eólicos.

Capítulo 5

Conclusiones

En esta tesis se aplicó un análisis estadístico a partir de observaciones de viento y las salidas del reanálisis MERRA-2 para encontrar eventos que a escala sinóptica pudieran estar relacionados con la generación de energía eólica.

Examinando los datos de las observaciones de viento y la potencia real generada por el aerogenerador, se determinaron los días con las velocidades y factores de planta, máximas y mínimas durante el año de estudio. Se obtuvo que las velocidades y factores de planta más altos del año se presentaron con mayor frecuencia durante invierno, y como un resultado secundario se encontró que las curvas de potencia realizadas por los fabricantes no logran explicar las condiciones de viento locales, de modo que no representan el verdadero potencial eólico disponible del sitio, por lo que es de vital importancia llevar a cabo técnicas de corrección para curvas de potencia que se asemejen a las condiciones reales de operación para cada sitio con el fin de llevar a cabo una adecuada elección del aerogenerador y por consiguiente una mejora en su rendimiento.

También, se clasificaron y cuantificaron eventos rampa a través del factor de planta a partir de un método simple y de acuerdo a restricciones definidas, como el umbral y las VT. Los resultados arrojaron que las rampas arriba del umbral del 50 % son más probables a ocurrir, lo que representa aproximadamente una variación de hasta 1 GW en una hora. Además, se lograron identificar los momentos del día y del año en las que estas fueron más frecuentes, encontrándose un patrón muy similar en las cuatro VT y para el umbral del 50 %, las rampas positivas ocurren con mayor frecuencia en la tarde entre las 15:00 y 19:00 horas, mientras que las rampas negativas ocurren durante la mañana entre las 4:00 y 11:00 horas, además se encontró que otoño es la temporada en la que se presentaron más eventos rampa seguida de invierno; estos resultados están asociados a los cambios en el gradiente de presión y temperatura a lo largo del día, así como a la temporada de frentes fríos y *nortes*, respectivamente. Por lo tanto, el estudio de las rampas son relevantes para la energía eólica, ya que la ocurrencia de estos significa que la energía generada aumentará o disminuirá repentinamente como respuesta a los cambios en la velocidad del viento y esto puede generar dificultades en su manejo.

Posteriormente, se estudiaron dos casos en particular, el primero se trató de un

5. CONCLUSIONES

periodo de días de febrero con velocidades altas de viento, y el segundo estuvo relacionado con un evento rampa. Estos estudios se realizaron con datos de MERRA-2 aprovechando su resolución espacial para simular y analizar las condiciones meteorológicas, ambos casos mostraron que los vientos intensos sobre la zona de estudio y alrededores estuvieron asociados con oleadas de frío y vientos provenientes del norte, mejor conocidos como *nortes*, en conjunto de la fuerte influencia de su orografía local.

Finalmente, se identificaron los días con eventos de *norte* sobre Arriaga a partir de señales meteorológicas relacionadas con estos y se compararon los resultados con los reportes oficiales de CONAGUA. De los catorce eventos de *norte* que se presentaron en México en el 2016, se logró detectar ocho en Arriaga con velocidades que iban de los 10 a los 24 m s^{-1} distribuidos durante otoño e invierno, además que estuvieron dentro del rango de los días con las más altas velocidades de viento, de modo que, aunque este estudio cubrió un periodo corto de tiempo, los resultados sugieren una fuerte relación entre los eventos de *norte* y las altas velocidades de viento a escalas de tiempo que van de unas cuantas horas a días durante la temporada otoño-invierno.

En virtud de lo expuesto y desde un punto de vista eólico se concluye que los vientos asociados a estos eventos son favorables para la generación de energía eólica en nuestro país, principalmente sobre la costa del Golfo de México y del Golfo de Tehuantepec, que como vimos, son las zonas de mayor afectación durante un evento de *norte*, alcanzando a tener altas velocidades y en consecuencia altos factores de planta. Por consiguiente, es importante comprender estos fenómenos meteorológicos invernales, para posteriormente poder diseñar y llevar a cabo pronósticos precisos de estos a mediano y corto plazo, los cuales serían de gran utilidad para la planificación de la generación y de los mantenimientos preventivos que coadyuvarán a los operadores de los parques eólicos a prevenir fallas y reducir las pérdidas.

Bibliografía

- [1] Bouckaert, S., Goodson, T., & Wanner, B. The clean energy transition requires action on electricity demand – Analysis - IEA, 2018. URL <https://www.iea.org/commentaries/the-clean-energy-transition-requires-action-on-electricity-demand>.
- [2] IEA. World Energy Outlook 2019. Informe técnico, Paris, 2019. URL <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- [3] REN21. Renewables 2019 Global Status Report. Informe técnico, REN21 Secretariat, París, 2019. URL <http://www.ren21.net/gsr-2019/>.
- [4] IRENA. Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper). Informe técnico, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019. URL <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>.
- [5] Alemán-Nava, G. S., Casiano-Flores, V. H., Cárdenas-Chávez, D. L., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlknecht, J., Dallemand, J. F., & Parra, R. Renewable energy research progress in Mexico: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32:140–153, apr 2014. ISSN 13640321. doi:10.1016/j.rser.2014.01.004.
- [6] International Renewable Energy Agency. Renewable capacity statistics 2019. Informe técnico, IRENA, Abu Dhabi, 2019. URL <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>.
- [7] Secretaría de Energía. Mapa de Ruta Tecnológica. Energía Eólica en Tierra. Informe técnico, SENER, Mexico, 2017. URL https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/280278/MRT_E_LICO_13DIC17_-2-OPT.pdf.
- [8] Cancino-Solórzano, Y., Gutiérrez-Trashorras, A. J., & Xiberta-Bernat, J. Current state of wind energy in Mexico, achievements and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (8):3552–3557, oct . ISSN 13640321. doi:10.1016/j.rser.2011.05.009.
- [9] Veers, P., Dykes, K., Lantz, E., Barth, S., Bottasso, C. L., Carlson, O., Clifton, A., Green, J., Green, P., Holttinen, H., Laird, D., Lehtomäki, V., Lundquist, J. K.,

BIBLIOGRAFÍA

- Manwell, J., Marquis, M., Meneveau, C., Moriarty, P., Munduate, X., Muskulus, M., Naughton, J., Pao, L., Paquette, J., Peinke, J., Robertson, A., Rodrigo, J. S., Sempreviva, A. M., Smith, J. C., Tuohy, A., & Wisser, R. Grand challenges in the science of wind energy. *Science*, (6464):eaau2027, oct . ISSN 10959203. doi:[10.1126/science.aau2027](https://doi.org/10.1126/science.aau2027).
- [10] Al-Yahyai, S., Charabi, Y., & Gastli, A. Review of the use of numerical weather prediction (NWP) models for wind energy assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9):3192–3198, 2010. ISSN 13640321. doi:[10.1016/j.rser.2010.07.001](https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.001).
- [11] Emeis, S. Wind Data Sources. In: *Wind Energy Meteorology*. pages 183–230. Springer International Publishing, Cham, . ISBN 978-3-319-72859-9. doi:[10.1007/978-3-319-72859-9_7](https://doi.org/10.1007/978-3-319-72859-9_7).
- [12] Petersen, E. L., Mortensen, N. G., Landberg, L., Højstrup, J., & Frank, H. P. Wind power meteorology. Part II: siting and models. *Wind Energy*, 1(2):55–72, dec 1998. ISSN 10954244. doi:[10.1002/\(SICI\)1099-1824\(199812\)1:2<55::AID-WE5>3.0.CO;2-R](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-1824(199812)1:2<55::AID-WE5>3.0.CO;2-R).
- [13] Leps, N., Brauch, J., & Ahrens, B. Sensitivity of Limited Area Atmospheric Simulations to Lateral Boundary Conditions in Idealized Experiments. *Journal of Advances in Modeling Earth Systems*, 11(8):2694–2707, aug 2019. ISSN 19422466. doi:[10.1029/2019MS001625](https://doi.org/10.1029/2019MS001625).
- [14] Sáenz, F. & Durán-Quesada, A. M. A climatology of low level wind regimes over Central America using a weather type classification approach. *Frontiers in Earth Science*, (15), apr . ISSN 22966463. doi:[10.3389/feart.2015.00015](https://doi.org/10.3389/feart.2015.00015).
- [15] Osorio Tai, M. E. & Romero Centeno, R. d. L. *Estudio de La Intensificación de Los Vientos En El Puerto de Veracruz Mediante Modelación Numérica*. Tesis doctoral, 2015. URL <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat02029a&AN=tes.TES01000726174&lang=es&site=eds-live>.
- [16] Instituto para el Federalismo y el Desarrollo Municipal y Secretaría de Gobernación. Chiapas - Arriaga, 2010. URL <http://siglo.inafed.gob.mx/enciclopedia/EMM07chiapas/municipios/07009a.html>.
- [17] Jaramillo, O., Borja, M., & Huacuz, J. Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power. *Renewable Energy*, (11):1887–1909, sep . ISSN 09601481. doi:[10.1016/j.renene.2004.02.010](https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.02.010).
- [18] Spellman, F. R. *The handbook of meteorology*. Number 10. Scarecrow Press, Blue Ridge Summit, UNITED STATES. ISBN 9780810886131.

-
- [19] Marshall, J. & Plumb, R. A. The vertical structure of the atmosphere. In *Atmosphere, Ocean, and Climate Dynamics*, chapter 3, page 344. ELSEVIER, 1 edition, dec . ISBN 9780125586917.
- [20] UCAR. Layers of Earth's Atmosphere, 2015. URL <https://scied.ucar.edu/atmosphere-layers>.
- [21] UCAR, Johnston, E. C., & Price, M. LAYERS OF THE ATMOSPHERE ILLUSTRATION (DI01052), 2008. URL <http://n2t.net/ark:/85065/d7fb510x>.
- [22] Emeis, S. *Wind Regimes*. In: *Wind Energy Meteorology*, chapter 2, pages 11–30. Springer International Publishing, Cham, . ISBN 978-3-319-72859-9. doi:10.1007/978-3-319-72859-9_2.
- [23] Shonk, J. *Introducing meteorology : a guide to weather*. Dunedin. ISBN 9781780460024.
- [24] North Carolina Climate Office. Climate Education Modules. URL <https://climate.ncsu.edu/edu/home>.
- [25] American Meteorological Society. Geopotential height. Glossary of Meteorology, 2020. URL http://glossary.ametsoc.org/wiki/Geopotential_height.
- [26] Rennie, R. & Law, J. isobar, 2019. URL <https://www.oxfordreference.com/view/10.1093/acref/9780198821472.001.0001/acref-9780198821472-e-1571>.
- [27] Dunlop, S. air mass. in a dictionary of weather., 2008. URL <https://www.oxfordreference.com/view/10.1093/acref/9780199541447.001.0001/acref-9780199541447-e-1931>.
- [28] Dunlop, S. *Weather: Collins Nature Guide*. Collins, 2012. ISBN 978-0007841417.
- [29] NOAA National Weather Service. NWS JetStream - Common Features of Constant Pressure Charts. URL <https://www.weather.gov/jetstream/common>.
- [30] Lutgens, F. K. & Tarbuck, E. J. *The atmosphere : an introduction to meteorology-illustrated by Dennis Tasa*. Pearson, 2016. ISBN 0-321-98462-5.
- [31] Magaña, V., Pérez, J. L., Vázquez, J. L., Carrisoza, E., & Pérez, J. In *Los impactos de El niño en México*, chapter 2. Mexico.
- [32] Cannon, D. J., Brayshaw, D. J., Methven, J., Coker, P. J., & Lenaghan, D. Using reanalysis data to quantify extreme wind power generation statistics: A 33 year case study in Great Britain. *Renewable Energy*, 75:767–778, 2015. ISSN 18790682. doi:10.1016/j.renene.2014.10.024.

- [33] Landberg, L. Meteorological Basics. In *Meteorology for Wind Energy*, pages 5–29. John Wiley & Sons, Ltd, oct . doi:[10.1002/9781118913451.ch2](https://doi.org/10.1002/9781118913451.ch2).
- [34] NOAA National Oceanic and Atmospheric Administration. Numerical Weather Prediction, 2020. URL <https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/numerical-weather-prediction>.
- [35] Rose, S. & Apt, J. What can reanalysis data tell us about wind power? *Renewable Energy*, pages 963–969. ISSN 18790682. doi:[10.1016/j.renene.2015.05.027](https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.027).
- [36] Bosilovich, M. G., Lucchesi, R., & Suarez, M. MERRA-2: File Specification. *GMAO Office Note No. 9 (Version 1.1)*, 9:73, 2016. URL http://gmao.gsfc.nasa.gov/pubs/office_notes.
- [37] Gelaro, R., McCarty, W., Suárez, M. J., Todling, R., Molod, A., Takacs, L., Randles, C. A., Darmenov, A., Bosilovich, M. G., Reichle, R., Wargan, K., Coy, L., Cullather, R., Draper, C., Akella, S., Buchard, V., Conaty, A., da Silva, A. M., Gu, W., Kim, G. K., Koster, R., Lucchesi, R., Merkova, D., Nielsen, J. E., Partyka, G., Pawson, S., Putman, W., Rienecker, M., Schubert, S. D., Sienkiewicz, M., & Zhao, B. The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2). *Journal of Climate*, 30(14):5419–5454, jul 2017. ISSN 08948755. doi:[10.1175/JCLI-D-16-0758.1](https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1).
- [38] Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2010. ISBN 9780470015001. doi:[10.1002/9781119994367](https://doi.org/10.1002/9781119994367).
- [39] Zlomisica, E. Wind. In *Handbook of Sustainable Engineering*, pages 1109–1142. Springer, Dordrecht, Dordrecht, jan . ISBN 9781402089398. doi:[10.1007/978-1-4020-8939-8_119](https://doi.org/10.1007/978-1-4020-8939-8_119).
- [40] Nordman, A. Illustration of a wind turbine. [Figura], 2007. URL https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Wind_turbine_blank.svg.
- [41] Mathew, S. *Wind energy: Fundamentals, resource analysis and economics*. Springer Berlin Heidelberg, 2007. ISBN 3540309055. doi:[10.1007/3-540-30906-3](https://doi.org/10.1007/3-540-30906-3).
- [42] Hau, E. *Wind turbines: Fundamentals, technologies, application, economics*, volume 9783642271. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, may 2013. ISBN 9783642271519. doi:[10.1007/978-3-642-27151-9](https://doi.org/10.1007/978-3-642-27151-9).
- [43] Lydia, M., Kumar, S. S., Selvakumar, A. I., & Prem Kumar, G. E. A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pages 452–460. ISSN 13640321. doi:[10.1016/j.rser.2013.10.030](https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.030).
- [44] Global Modeling and Assimilation Office (GMAO). MERRA-2 tavg1_2d_slv_Nx: 2d,1-Hourly,Time-Averaged,Single-Level,Assimilation,Single-Level Diagnostics V5.12.4. *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (GES DISC)*, 2015. doi:[10.5067/VJAFPLI1CSIV](https://doi.org/10.5067/VJAFPLI1CSIV).

- [45] Carrillo, C., Obando Montaña, A. F., Cidrás, J., & Díaz-Dorado, E. Review of power curve modelling for windturbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21: 572–581, 2013. ISSN 13640321. doi:[10.1016/j.rser.2013.01.012](https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.012).
- [46] Billo, E. J. Appendix 4 Some Equations for Curve Fitting. In *Excel for Scientists and Engineers*, pages 409–421. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA. doi:[10.1002/9780470126714.app4](https://doi.org/10.1002/9780470126714.app4).
- [47] Cannon, D., Brayshaw, D., Methven, J., & Drew, D. Determining the bounds of skilful forecast range for probabilistic prediction of system-wide wind power generation. *Meteorologische Zeitschrift*, 26(3):239–252, 2017. ISSN 16101227. doi:[10.1127/metz/2016/0751](https://doi.org/10.1127/metz/2016/0751).
- [48] Schultz, D. M., Bracken, W. E., & Bosart, L. F. Planetary- and synoptic-scale signatures associated with Central American cold surges. *Monthly Weather Review*, 126(1):5–27, 1998. ISSN 00270644. doi:[10.1175/1520-0493\(1998\)126<0005:PASSSA>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0493(1998)126<0005:PASSSA>2.0.CO;2).
- [49] Schultz, D. M., Bracken, W. E., Bosart, L. F., Hakim, G. J., Bedrick, M. A., Dickinson, M. J., & Tyle, K. R. The 1993 superstorm cold surge: Frontal structure, gap flow, and tropical impact. *Monthly Weather Review*, 125(1):5–39, 1997. ISSN 00270644. doi:[10.1175/1520-0493\(1997\)125<0005:TSCSFS>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0493(1997)125<0005:TSCSFS>2.0.CO;2).
- [50] Reding, P. J. *The Central American cold surge: An observational analysis of the deep southward penetration of North American cold fronts*. Tesis doctoral, 1992.
- [51] Romero-Centeno, R., Zavala-Hidalgo, J., Gallegos, A., & O’Brien, J. J. Isthmus of Tehuantepec wind climatology and ENSO signal. *Journal of Climate*, (15):2628–2639, aug. ISSN 08948755. doi:[10.1175/1520-0442\(2003\)016<2628:IOTWCA>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0442(2003)016<2628:IOTWCA>2.0.CO;2).
- [52] Magana, V. O., Vázquez, J. L., Pérez, J. L., & Pérez, J. B. Impact of El Niño on precipitation in Mexico. *Geofísica Internacional*, 42(3):313–330, 2003. ISSN 00167169.
- [53] Trasviña, A., Barton, E. D., Brown, J., Velez, H. S., Kosro, P. M., & Smith, R. L. Offshore wind forcing in the gulf of Tehuantepec, Mexico: The asymmetric circulation. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 100(C10):649–663, 1995. ISSN 21699291. doi:[10.1029/95JC01283](https://doi.org/10.1029/95JC01283).
- [54] CONAGUA. Reporte del Clima en México, 2016. URL <https://smn.conagua.gob.mx/es/reporte-del-clima-en-mexico>.

A.1. Caso 1

Mapas de alturas anómalas a 500 hPa

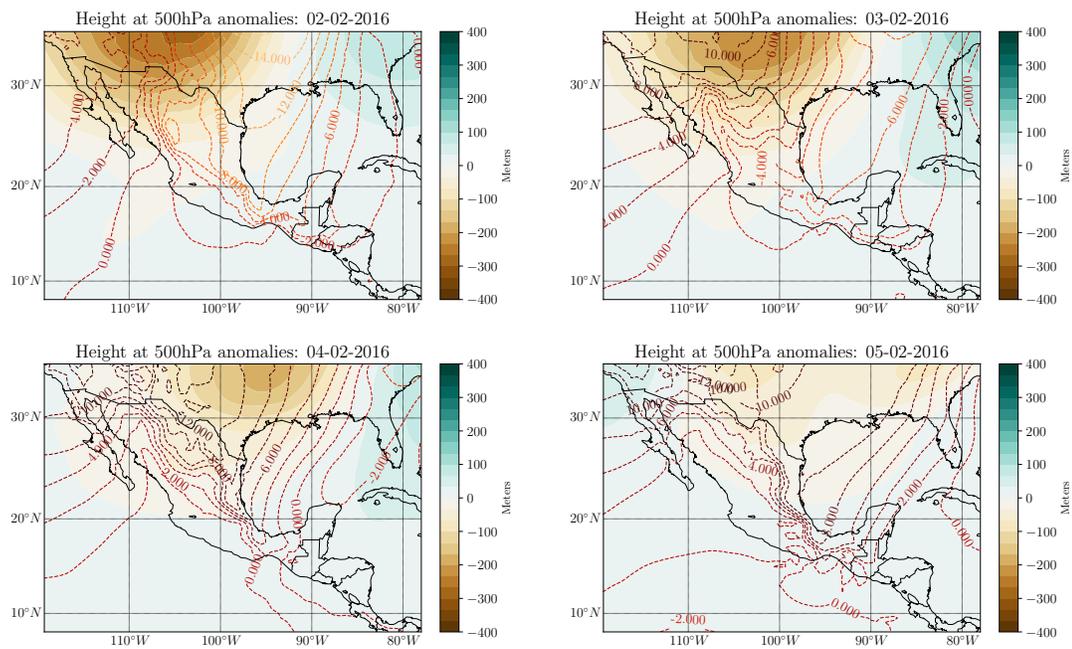


Figura A.1: Evolución y desplazamiento del evento durante los días 2 al 5 de febrero (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan la altura de la anomalía y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

A. MAPAS

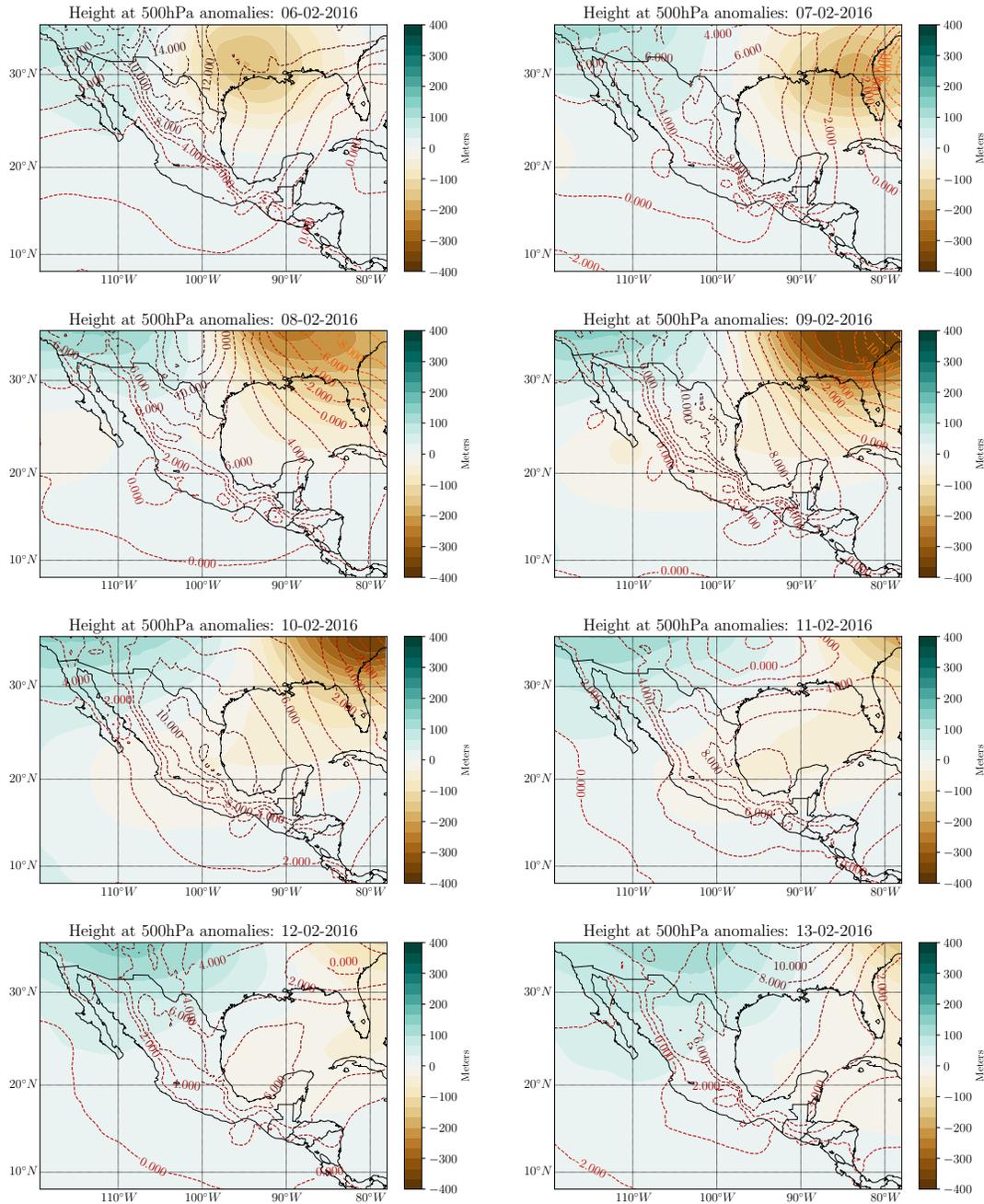


Figura A.1: Evolución y desplazamiento del evento durante los días 6 al 13 de febrero (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan la altura de la anomalía y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa (continuación).

Mapas de dirección de viento y anomalías de velocidad de viento a 10 metros de altura

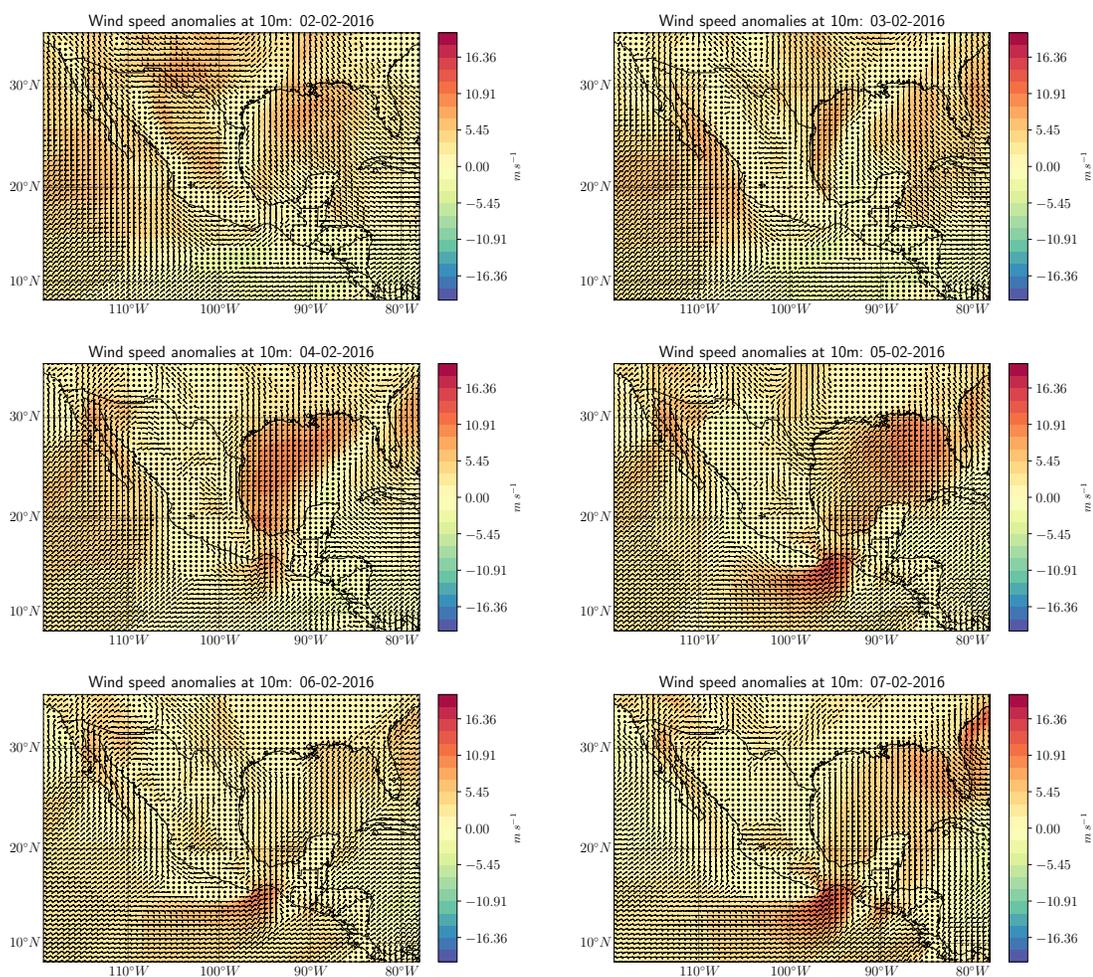


Figura A.2: Evolución y desplazamiento del evento durante los días 2 al 7 de febrero (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan las velocidades de viento anómalas y las direcciones de viento reales están representadas por barbas.

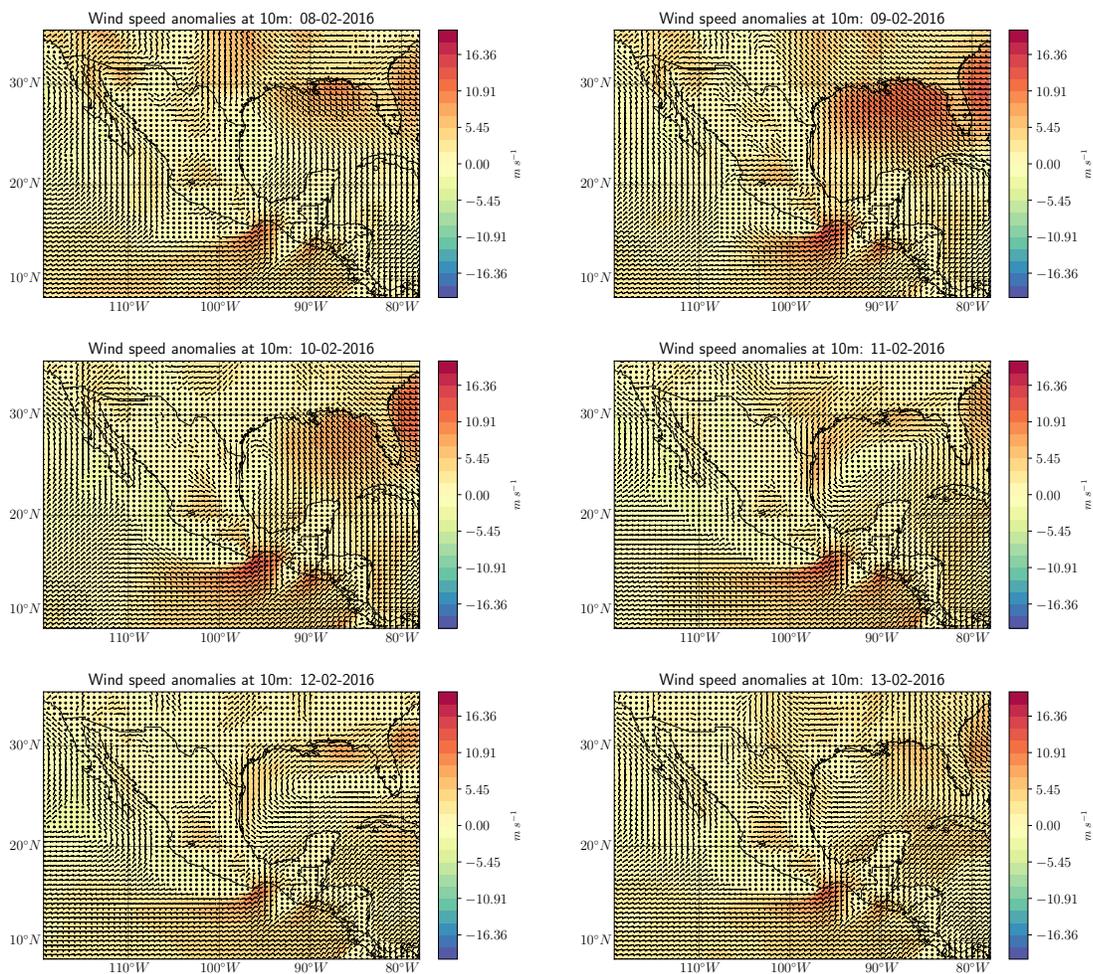


Figura A.2: Evolución y desplazamiento del evento durante los días 8 al 13 de febrero (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan las velocidades de viento anómalas y las direcciones de viento reales están representadas por barbas (continuación).

Mapas de anomalías de temperatura a 500 hPa

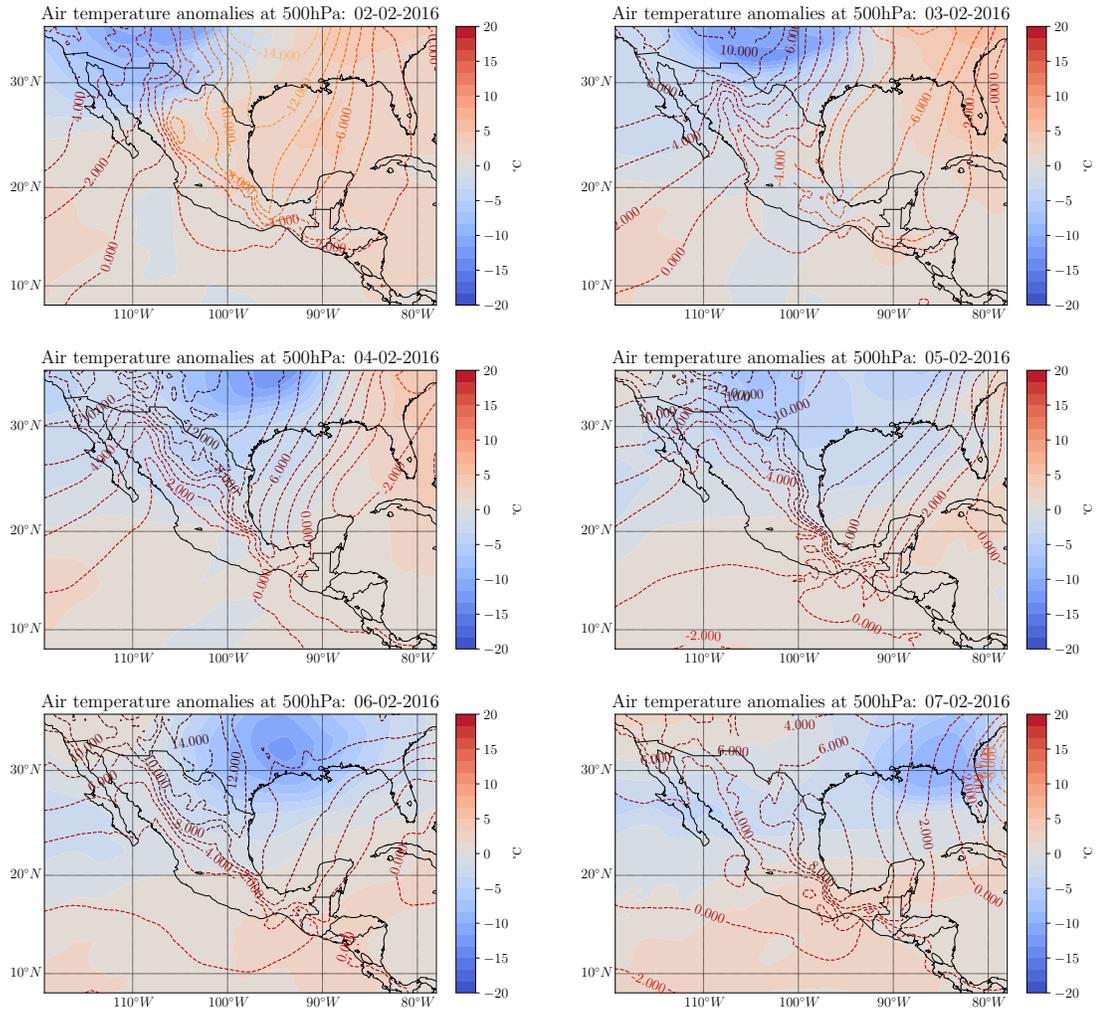


Figura A.3: Evolución y desplazamiento del evento durante los días 2 al 7 de febrero (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan las temperaturas anómalas en grados Celsius y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

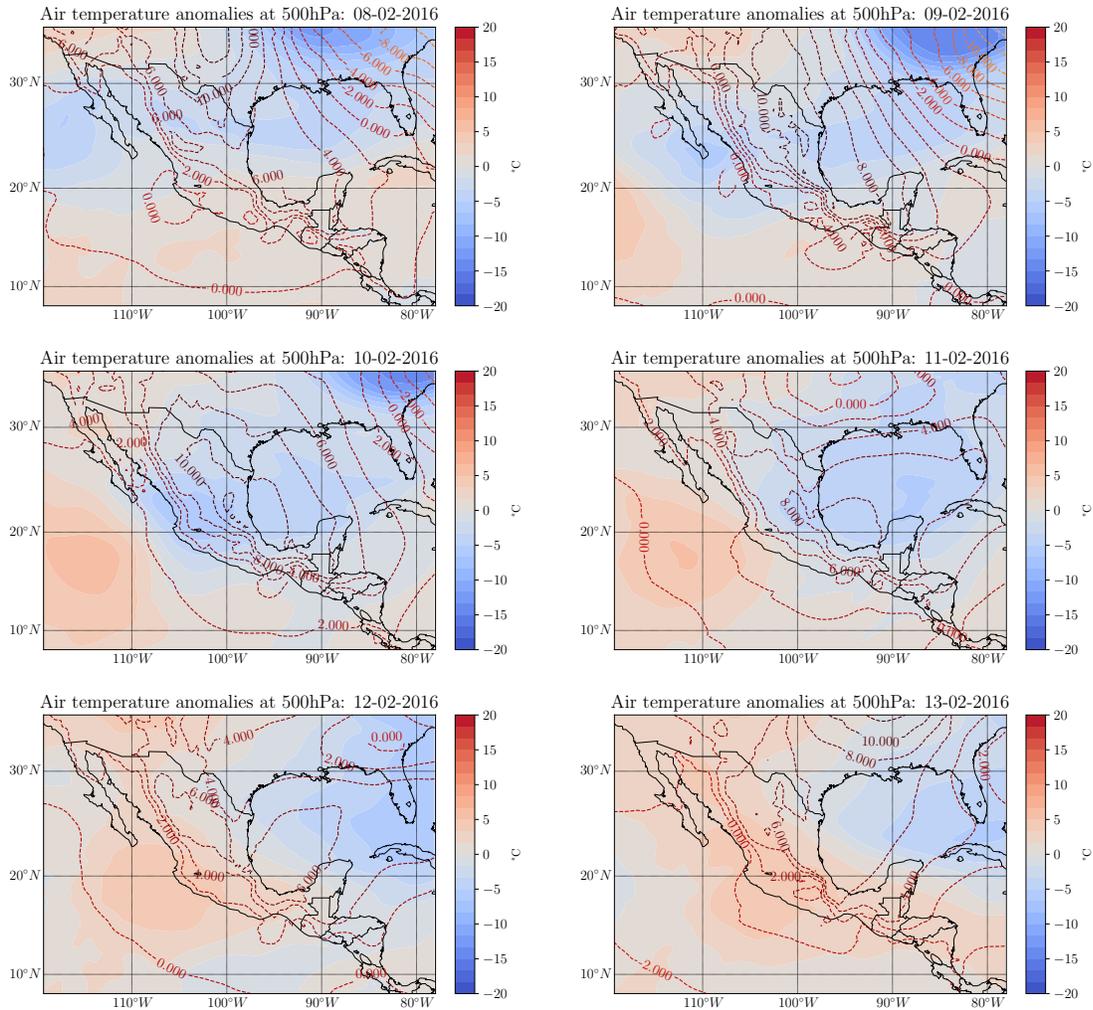


Figura A.3: Evolución y desplazamiento del evento durante los días 7 al 13 de febrero (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 24 horas. Las regiones sombreadas representan las temperaturas anómalas en grados Celsius y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa (continuación).

A.2. Caso 2

Mapas de alturas anómalas a 500 hPa

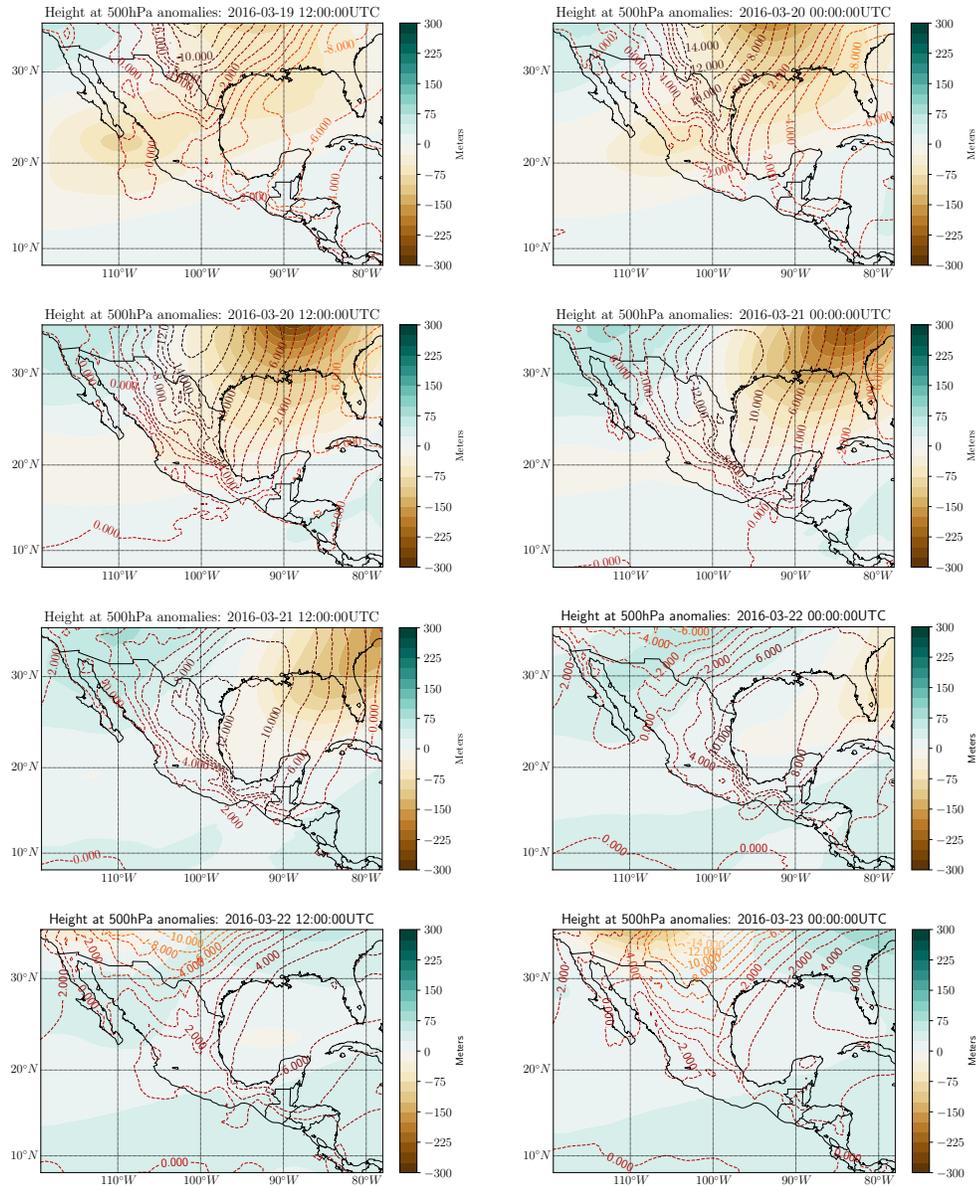


Figura A.4: Evolución y desplazamiento del evento, del 19 de marzo a las 12:00:00 UTC al 23 de marzo a las 00:00:00 UTC (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 12 horas. Las regiones sombreadas representan la altura de la anomalía y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.

Mapas de dirección de viento y anomalías de velocidad de viento a 10 metros de altura

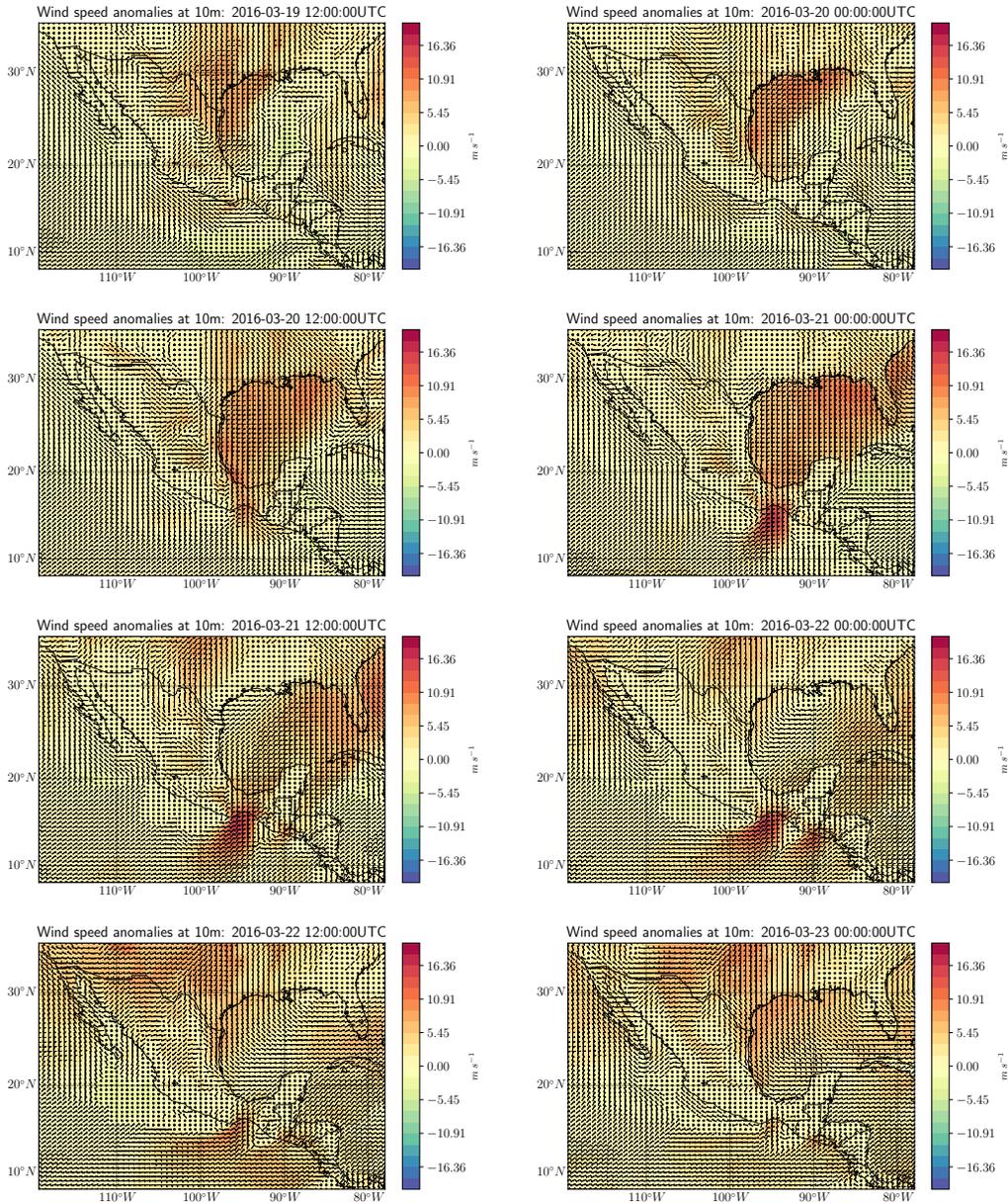


Figura A.5: Evolución y desplazamiento del evento, del 19 de marzo a las 12:00:00 UTC al 23 de marzo a las 00:00:00 UTC (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 12 horas. Las regiones sombreadas representan las velocidades de viento anómalas y las direcciones de viento reales están representadas por barbas.

Mapas de anomalías de temperatura a 500 hPa

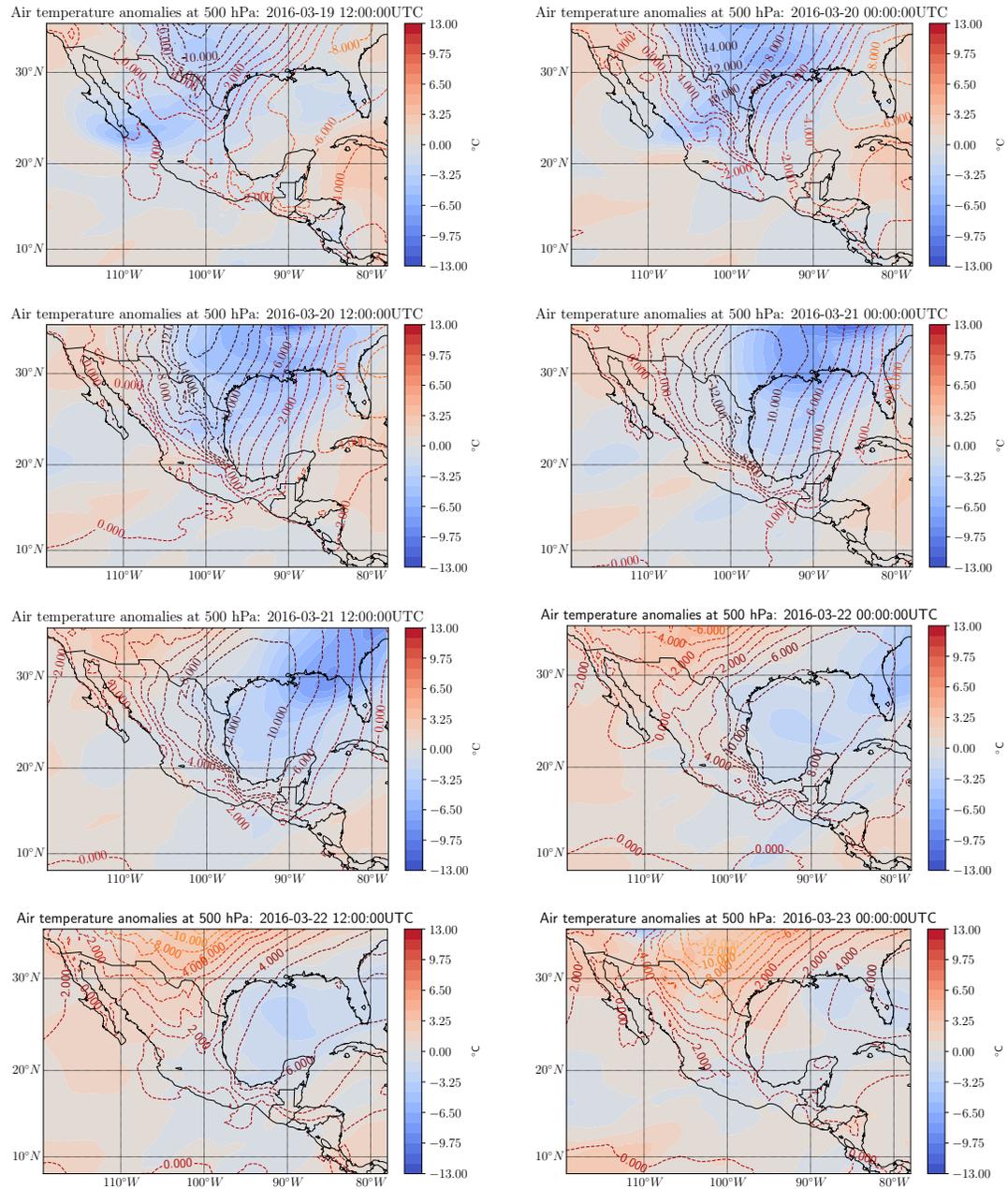


Figura A.6: Evolución y desplazamiento del evento, del 19 de marzo a las 12:00:00 UTC al 23 de marzo a las 00:00:00 UTC (de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo) en intervalos de 12 horas. Las regiones sombreadas representan las temperaturas anómalas en grados Celsius y las líneas punteadas representan la presión a nivel del mar anómala en hPa.