

Potencial energético eólico para la Región Central.



UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

*GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ.
SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN.*



2020



Convenio Interadministrativo 080 de 2019. Región Administrativa y de Planeación Especial RAP-E – Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Director RAP-E:

- Doctor Fernando Florez Espinosa

Supervisor Convenio:

- Ingeniero Jorge Eduardo Aya Rodríguez

Responsable del eje de Infraestructura, transporte, logística y servicios públicos.



Rector Universidad Distrital Francisco José de Caldas:

- Doctor Ricardo García Álvarez

Director Idexud:

- Ingeniero Carlos Yezid Roza Álvarez

Equipo Técnico:

- Alejandro Hurtado Beltrán
- Alejandra Patarroyo
- Miguel Ángel Ocaciones
- Felipe Cruz Espitia
- Juan David Salinas
- Luis Antonio Gutiérrez
- Jaime Adrián Matéus Ramírez
- Wendy Katherine Villarraga Clavijo
- César Andrés Rincón Triana
- José Alexander Ovalle Murcia
- Heguar Stins Goyeneche Mendivelso

Equipo Específico:

- Oscar Daniel Guerrero Mora

Coordinadora Grupo/Semillero de Investigación:

- Nubia Marcela Rodríguez Figueroa

Director Grupo/Semillero de Investigación:

- Ingeniero Andrés Escobar Díaz

Contenido

Figuras	5
Tablas	7
Acrónimos	7
Introducción.....	8
1. Objetivos	9
Objetivo principal	9
Objetivos específicos.....	9
2. Metodología	9
3. Historia.....	10
4. Conceptos Base.....	11
5. Tecnología eólica.	11
6. Panorama a nivel internacional	14
7. Panorama a nivel sur américa.....	18
8. Panorama a nivel nacional	19
9. Actual y en vigencia	20
10. Barreras para la aplicación de proyectos de Aero generación	26
Primera barrera prioritaria. Licenciamientos.....	29
Segunda barrera prioritaria. Requerimientos técnicos.....	29
Tercera barrera prioritaria. Infraestructura.	30
11. Instrumentos.....	30
11.1. De instrumentos de la Ley 1715	30
11.2. Instrumentos adicionales a los de la Ley 1715.....	31
11.3. Feed-In Tariff	31
11.4. Cuotas	32
11.5. Certificados de energía renovable RECs	33
11.6. Contratos por diferencias CFD.....	34
11.7. Incentivos por encima del precio del mercado.	35
12. Potencial eólico.....	36
12.1. Velocidad del viento promedio a 2 m de altura.....	36
12.2. Velocidad del viento promedio a 10 m de altura.	37
12.3. Viento más probable a 10 m de altura.	37
12.4. Velocidad máxima del viento	38
12.5. Probabilidad de ocurrencia del viento máximo	38
12.6. Periodo de retorno del viento máximo.....	38

12.7.	Dirección del viento.	39
12.8.	Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento.	40
12.9.	Densidad del aire.	40
12.10.	Densidad de energía eólica a 80 m.	41
13.	Impacto ambiental	45
14.	Panorama a nivel región RAPE	45
14.1.	Actual y en vigencia.	45
15.	Potencial eólico en la Región Central	46
15.1.	Velocidad del viento promedio a 2 m de altura, Región Central.	46
15.2.	Velocidad del viento promedio a 10 m de altura. Región Central.	46
15.3.	Viento más probable a 10 m de altura. Región Central.	47
15.4.	Velocidad máxima del viento. Región Central.	47
15.5.	Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento. Región Central. 47	
15.6.	Periodo de retorno del viento máximo. Región Central.	47
15.7.	Dirección del viento. Región Central.	48
15.8.	Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento. Región Central. 48	
15.9.	Densidad del aire. Región Central.	48
15.10.	Densidad de energía eólica a 80 m de altura. Región Central.	48
	Análisis local de radio estaciones.	50
	Lista de importancia de instituciones involucradas	55
	Índice de mapas.	55
	Recomendaciones.	57
	Conclusiones.	58
	Bibliografía	58
	Tabla de entidades.	62
	Tabla importancia Bibliografía	66
	Anexos	72

Figuras

Figura 1. Metodología. Fuente Elaboración propia.....	10
Figura 2. Aeroturbina de eje horizontal. Esquema de proceso de generación eólica. Fuente UPME.[4]	12
Figura 3. Turbinas de eje horizontal y vertical. Fuente [6].	14
Figura 4. Demanda mundial de electricidad por región y fuente de generación 2000-2017.	15
Figura 5. Motores claves del crecimiento de la demanda de electricidad en las economías en desarrollo, 2000- 2017. Fuente IEA.[1].....	16
Figura 6.Adiciones anuales de capacidad de generación de energía eléctrica, 2010-2017. Fuente IEA. [1].....	17
Figura 7. Centrales eléctricas en construcción o previstas para 2020 y generación anual prevista en 2020. Fuente IEA. [1].....	17
Figura 8. Instalación de nuevos aerogeneradores terrestres en el mundo; Fuente GWEC.	18
Figura 9. Instalaciones totales de aerogeneradores terrestres en el mundo; Fuente GWEC.	18
Figura 10. Instalación de nuevos aerogeneradores terrestres en el mundo; Fuente GWEC.	18
Figura 11. Instalaciones totales de aerogeneradores terrestres en el mundo; Fuente GWEC.	18
Figura 12. Total, de inversiones acumuladas en energías renovables 2009-2014 por país. Fuente KPMG	19
Figura 13. Historial de proyectos eólicos vigentes inscritos en la UPME. Datos UPME. Elaboración propia.	21
Figura 14. Capacidad total de proyectos eólicos. Datos UPME; Elaboración propia.	21
Figura 15. Proyección del acumulado de número de proyectos vigentes eólicos. Fuente UPME	22
Figura 16. Capacidad acumulada de los proyectos eólicos según su vigencia (MW). Fuente UPME.	23
Figura 17. Capacidad acumulada de los proyectos según su rango de potencia (MW). Fuente UPME.	23
Figura 18.. Proyección capacidad acumulada (MW) de proyectos vigentes eólicos. Fuente UPME.	24
Figura 19. Suma de la capacidad instalada de proyectos por departamento (MW). Datos UPME; Elaboración propia.....	26
Figura 20. Densidad anual de energía eólica a 80 m de altura. Fuente IDEAM.	43
Figura 21. Ciclo anual de la densidad de energía eólica a 80 m de altura. Fuente IDEAM.	44
Figura 22. Capacidad de proyectos con vigencia inscritos en la UPME, Región Central. Datos UPME; Elaboración propia.....	46
Figura 23. Densidad anual de energía eólica a 80 m de altura. Región Central. Fuente IDEAM.	49
Figura 24. Posición nacional referente a los promedios anuales de velocidad del viento. Fuente IDEAM.	51
Figura 25. Posición nacional referente a los promedios anuales de velocidad del viento. Región Central. Fuente IDEAM.....	52

Figura 26. Velocidad promedio anual del viento a 2 m de altura. Fuente IDEAM.	72
Figura 27. Ciclo anual de la velocidad promedio del viento a 2 m de altura. Fuente IDEAM.	73
Figura 28. Velocidad promedio anual del viento a 10 m de altura. Fuente IDEAM.	74
Figura 29. Ciclo anual de la velocidad promedio del viento a 10 m de altura. Fuente IDEAM.	75
Figura 30. Velocidad anual del viento más probable a 10 m de altura. Fuente IDEAM. ...	76
Figura 31. Ciclo anual de la velocidad del viento más probable a 10 m de altura. Fuente IDEAM.	77
Figura 32. Velocidad máxima del viento. Fuente IDEAM.	78
Figura 33. Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento. Fuente IDEAM.	79
Figura 34. Periodo de retorno de la velocidad máxima del viento. Fuente IDEAM.	80
Figura 35. Dirección predominante del viento. Fuente IDEAM.	81
Figura 36. Ciclo anual de la dirección predominante del viento. Fuente IDEAM.	82
Figura 37. Desviación estándar anual según Weibull para la velocidad del viento. Fuente IDEAM.	83
Figura 38. Ciclo anual del comportamiento de la desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento. Fuente IDEAM.	84
Figura 39. Densidad del aire anual. Fuente IDEAM.	85
Figura 40. Ciclo anual del comportamiento de la densidad del aire. Fuente IDEAM.	86
Figura 41. Velocidad promedio anual del viento a 1 m de altura. Región Central. Fuente IDEAM.	87
Figura 42. Velocidad promedio anual del viento a 10 m de altura. Región Central. Fuente IDEAM.	88
Figura 43. Velocidad anual del viento más probable a 10 m de altura. Región Central. Fuente IDEAM.	89
Figura 44. Velocidad máxima del viento. Región Central. Fuente IDEAM.	90
Figura 45. Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento. Región Central. Fuente IDEAM.	91
Figura 46. Periodo de retorno del viento máximo. Región Central. Fuente IDEAM.	92
Figura 47. Dirección predominante del viento, Región Central. Fuente IDEAM.	93
Figura 48. Desviación estándar anual según Weibull para la velocidad del viento. Región Central. Fuente IDEAM.	94
Figura 49. Densidad del aire anual. Región Central. Fuente IDEAM.	95

Tablas

Tabla 1. Potenciales para diferentes zonas de la Región Central. Fuente UPME.	20
Tabla 2. Número de proyectos eólicos inscritos por departamento. Fuente UPME.	22
Tabla 3. Capacidad de proyectos eólicos. Datos UPME. Elaboración propia.	24
Tabla 4. Proyectos con vigencia inscritos en la UPME. Datos UPME; Elaboración propia.	25
Tabla 5. Barreras identificadas para la energía eólica Fuente UPME.....	29
Tabla 6. Proyectos con vigencia inscritos en la UPME, Región Central. Fuente UPME. ..	45
Tabla 7. Posición nacional referente a los promedios anuales de velocidad del viento-1, Región Central. Fuente UPME.....	53
Tabla 8. Posición nacional referente a los promedios anuales de velocidad del viento-2, Región Central. Fuente UPME.....	54

Acrónimos

UPME Unidad de planeación minero energética.

IDEAM Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales.

CREG Comisión de regulación de energía y gas.

IAE Agencia internacional de energía.

FV Fotovoltaico.

FNCER Fuentes no convencionales de energía renovable.

GWEC Global Wind Energy Council.

MinMinas Ministerio de minas y energía.

ZNI Zonas no interconectadas.

SIN Sistema interconectado nacional.

OMM Organización meteorológica mundial.

BID Banco Interamericano de Desarrollo.

Introducción

La sociedad elige cada día más a la electricidad como el “combustible” para suplir sus necesidades energéticas, esto se ha convertido en un reto para los sistemas de energía eléctrica pues deben garantizar el suministro confiable y seguro de electricidad asequible, al tiempo que se cumplen con los objetivos ambientales; esto último se ha convertido en un pilar central de la formulación de políticas energéticas.[1]

Por lo anterior en el presente documento se hace una recopilación de la información encontrada en entidades públicas y privadas, enfocadas a describir el potencial energético eólico que se presenta en la Región Central (Meta, Cundinamarca, Boyacá, Tolima y Bogotá D.C.).

Para esto, primero se hace un barrido de la información a nivel internacional y se miran los países líderes en la implementación de generadores eólicos dentro de su matriz energética, después se reduce el espectro a nivel sur américa. Lo anterior con el fin de identificar en qué punto se encuentra el desarrollo de esta tecnología a nivel mundial y continental.

Dentro del ámbito colombiano, se exponen barreras de tipo económica, regulatorias e institucionales que se presentan a la hora de implementar las FNCER, además de algunas estrategias de implementación de este tipo de tecnologías en el país, esto acompañado de mapas en donde se describen variables de gran importancia a la hora de calcular la densidad energética eólica a 80 m de altura. Para la Región Central se hace una selección de la información hallada a nivel Colombia, en fin, de interiorizar la información a nivel regional.

1. Objetivos

Objetivo principal

Recopilar y analizar información en temas de potencial eólico en la Región Central (Cundinamarca, Meta, Tolima, Boyacá y Bogotá D.C.) en el Marco de Cooperación Interinstitucional 064 de 2018, entre la Universidad Distrital Francisco José de Caldas y la RAPE, Región Central.

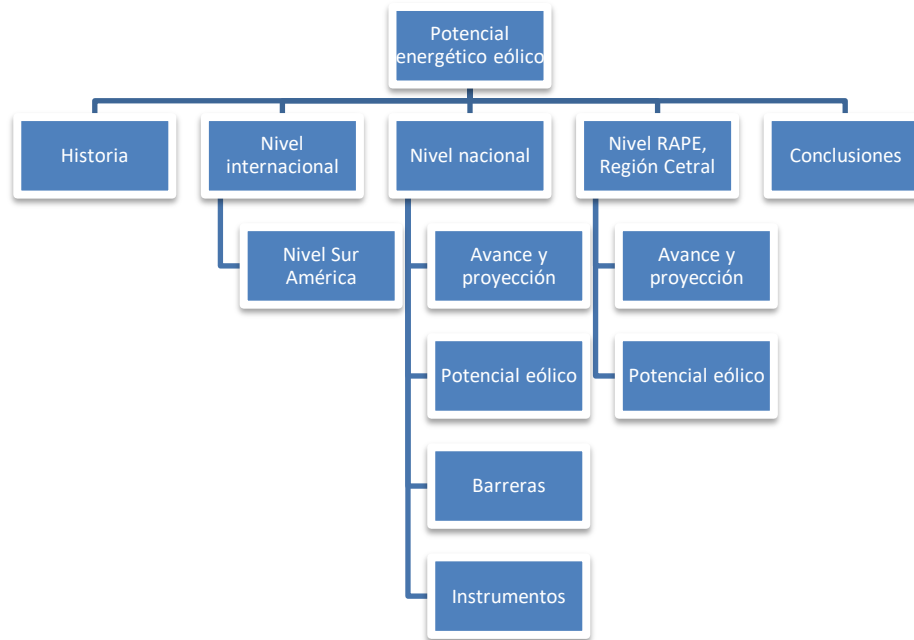
Objetivos específicos

- Analizar la situación actual de los generadores eólicos para la Región Central mediante la identificación de proyectos conectados al Sistema Interconectado Nacional y aquellos que estén en las zonas aisladas, utilizando los registros y bases de datos de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en sus diferentes fases de desarrollo.
- Documentar aspectos relevantes concernientes al potencial energético eólico, mediante la personalización de la información encontrada en fuentes primarias y secundarias de entes gubernamentales.
- Consolidar la información recolectada para su respectiva presentación a la Región Administrativa de Planeación Especial – RAPE Región Central para futuros proyectos energéticos o proyecciones del plan energético de la región.

2. Metodología

Se realiza un barrido de todas las entidades gubernamentales que trabajen con información referente a la energía eléctrica y potencial eólico, como la UPME, la CREG, MinMinas entre otros. Posteriormente se comienza el ordenamiento de la información encontrada dando prioridad a las FNCER, regulación, matriz energética y potencial energético.

Con la información recolectada se hace una depuración dejando la información que puede aportar datos o evidencias cruciales para poder determinar el potencial eólico de la RAPE Región Central. De los documentos hallados, el que aportó mayor información relevante a la búsqueda fue elevado por un convenio entre la UPME y el IDEAM llamado “Atlas eólico de Colombia”, del cual se resumen los capítulos de Resultados y Energía eólica; el segundo documento en la escala de importancia fue elaborado por la UPME, el cual se titula “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, de donde se resumen de los capítulos concernientes a Nichos de oportunidades, Barreras e Instrumentos e Instrumentos. En la Figura 1 se muestra el mapa conceptual del documento.



*Figura 1. Metodología.
Fuente Elaboración propia.*

3. Historia

En Colombia la incursión por el aprovechamiento de la energía eólica se remonta los años 20's en donde se utilizaba la energía motriz del viento para bombeo de agua, las tecnologías pioneras en el país fueron los llamados "Molinos de viento multipala Norteamericano", entraron al mercado colombiano como aerobombas, siendo la Caja Agraria el mayor importador de estos molinos, se estima que entre los años 1940 a 1980 este ente importó cerca de 3000 aerobombas. Los primeros desarrollos y diseños propios del país se remontan a los años 70, específicamente a la empresa Centro de Gaviotas la cual con ayuda de la Universidad de los Andes saca al mercado el conocido Molino de Viento Tropical de Doble Efecto "Gaviotas". Luego en el año 1979 aparece en el mercado colombiano el Molinos de viento "El Gavilán" la cual entre los años 1979 a 1982 registró ventas de 132 aerobombas Gavilán. En 1984 entró la Industria Jober la cual ha podido ampliar su oferta de equipos, reportando ventas actuales de cerca de 100 unidades anuales entre Colombia y Venezuela.

En cuanto al desarrollo de sistemas eólicos para la generación de electricidad, la empresa Energía Andina entre los años 1980 a 1983 introdujo al mercado colombiano un generador eólico de diseño alemán, esta empresas también ofrecía turbinas hidráulicas con el mismo tipo de generador. A nivel académico se puede destacar los trabajos de investigación realizados por la Universidad Nacional sede Bogotá bajo la dirección del profesor Julio Mario Rodríguez entre los años 1987 a 1989, entre los más destacados está el diseño a nivel de ingeniería del aerogenerador PROEL (producción eléctrica). En la actualidad el departamento de ingeniería Mecánica de la universidad de Los Andes realiza estudios aerodinámicos de los perfiles de bordes de fuga recortados, fabricación de aspas con nuevos materiales entre

otros. A la par se está desarrollando un banco de pruebas para aerobombas en un tubo ciego con 25 metros de profundidad.[2]

Debido a la crisis energética que sufrió el país en la década de 1990, el Congreso de Colombia dio vía para la participación de privados dentro del sector eléctrico colombiano. Lo anterior mediante la expedición de la ley 142 (ley de servicios públicos) y la ley 143 (ley de electricidad) ambas de 1994, con las cuales se define un marco regulatorio para el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo. Este nuevo esquema fue implementado a partir de julio de 1995 previamente diseñado por la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG.

En mayo de 2014 el Congreso de Colombia emitió la ley 1715 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, en donde define la Energía eólica como “Energía obtenida de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el movimiento de las masas de aire”. Dando beneficios tributarios a las empresas que investiguen, desarrollen o hagan inversión en las fuentes no convencionales y en especial las fuentes no convencionales de energía renovable.[3]

4. Conceptos Base

El viento es el movimiento natural del aire, producido por las diferencias de presión que se presentan debido al calentamiento radiativo diferencial de la superficie terrestre, de esta manera el aire cálido se expande generando una zona de baja presión, a diferencia del aire frío el cual se comprime generando una zona de alta presión. Debido a las diferentes presiones que se presentan en la atmósfera y en busca de un balance atmosférico, el aire fluye generalmente, desde los puntos de alta hacia los de baja presión, presentando variaciones significativas en el tiempo y en el espacio.[4]

El aprovechamiento de la fuerza del viento para la generación de energía eléctrica se hace mediante de turbinas eólicas o aerogeneradores, existen en la actualidad diferentes tipos, pero los más utilizados (debido a su eficiencia) son los tripalas de eje horizontal.[5][6]

5. Tecnología eólica.

La energía eólica es producida por la transformación de la energía solar, la cual causa el movimiento del aire llamado viento, este a su vez, es producido por las diferencias de temperatura y presión en la atmósfera. Esta es una energía renovable, limpia, amigable con el medio ambiente e inagotable, lo anterior, ya que no emite gases de efecto invernadero, y los proyectos para su aprovechamiento pueden replicarse en diferentes ubicaciones. Como desventaja se encuentra que esta energía no es acumulable y es intermite en el tiempo.

El aprovechamiento más común de la energía eólica es por medio del golpe o presión que ejerce el viento en los álabes de las turbinas eólicas (energía cinética que es $\frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$), dicho álabes tienen un diseño aerodinámico el cual aprovechar una mayor cantidad de la energía cinética del viento, esta energía es transferida por medio de un eje de transferencia, el cual va conectado al generador eléctrico, que a su vez transforma esta energía cinética en energía eléctrica electricidad.

Una aeroturbina de eje horizontal está conformada por un conjunto de palas del rotor, las cuales mediante la energía cinética del viento acciona el mecanismo multiplicador de revoluciones, este último mediante el eje de alta velocidad transfiere la energía cinética rotacional al generador de electricidad, que va conectado a la red eléctrica de transporte mediante cableado. Las partes del aerogenerador descritas anteriormente se pueden visualizar en la Figura 2.[4]

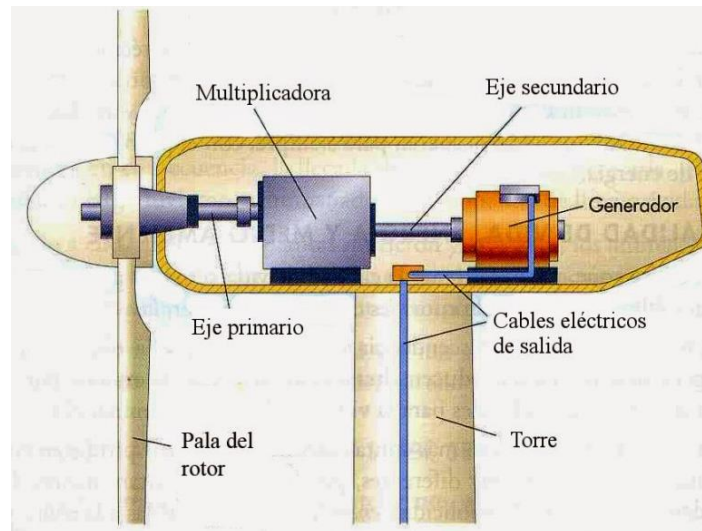


Figura 2. Aeroturbina de eje horizontal. Esquema de proceso de generación eólica.
Fuente UPME.[4]

Una turbina eólica puede transformar una cantidad de energía disponible en el viento dada por:

$$\text{Energía disponible ó Potencia del viento} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad [[4], \text{Ecuación 1}]$$

en donde:

ρ =densidad del aire

A = área barrida del rotor

V = velocidad del viento

Esta energía disponible está limitada por la ley de Betz, la cual fue publicada por Albert Betz en 1920 (también realizado por Frederick Lanchester en 1915), esta indica que de la energía cinética eólica que pasa a través del área de barrido del rotor es posible extraer 59,3% como máximo. Típicamente los aerogeneradores pueden operar al 70% de la ley de Betz, eso significa una eficiencia alrededor del 40% del sistema total.[7]

Las tecnologías eólicas se caracterizan por el bajo efecto negativo sobre el medio ambiente. Esta tecnología es aplicable tanto en zonas urbanas como rurales. Algunas de las tecnologías más usadas para la generación eléctrica con energía eólica son:[8]

- Turbinas de viento de eje horizontal sobre tierra:

Tiene una eficiencia típica del 40%, esta depende de la disponibilidad de velocidades adecuadas y condiciones de variabilidad del viento. Las denominadas máquinas rápidas, con palas de perfil aerodinámico tienen rotores de 1 a 3 palas. Habitualmente se utilizan aerogeneradores tripalas o aspas para la conversión de energía.[9]

Según los diseños el conjunto de palas puede ser ubicados a popa (sotavento) o a proa (barlovento) de la navecilla. De los anteriores solo los rotores con palas a popa de gran tamaño requieren sistemas de orientación.[6]

- Turbinas de viento de eje horizontal en el mar:

Este tipo de turbinas son básicamente las mismas que las turbinas de viento de eje horizontal sobre tierra, el cambio radica en la estructura de soporte, ya que en estas se debe tener una adaptación con estructuras de soporte o anclajes en el fondo marino.

- Turbinas de viento de eje vertical:

Presentan una eficiencia cercana al 35%. Típicamente utilizan aerogeneradores tipo Darrieus (con aspas) o Savonius (con copas) para la generación de electricidad. La característica principal de este tipo de turbinas es que no requiere de sistema de orientación. Debido a su disposición, permite colocar el sistema de conversión prácticamente a nivel del suelo, con lo cual se evitan pesadas cargas en la torre.

Las turbinas tipo Savonius trabaja especialmente por arrastre, tiene un alto par de arranque, pero su eficiencia es pobre. Es sencilla y de bajo costo. Rotores tipo Darrieus son actualmente los principales competidores de las turbinas de eje horizontal. Para este tipo las fuerzas dominantes son las de sustentación, el par de arranque es prácticamente nulo, pero logra entregar altas potencias por unidad de peso del rotor y unidad de costo.[6]

- Concentradores de viento:

Este concentrador fundamenta su diseño en un túnel cónico con dos secciones circulares abiertas y transversales a la dirección del viento, en el cual se aplica el efecto Venturi, de tal manera que el aerogenerador se ubica que la sección con mayor velocidad del viento, es decir en la sección menor del túnel.[10] Estos tienen una eficiencia entre el 56% y el 90% dependiendo de las velocidades del viento así como los diseños y tecnologías de las aeroturbinas. Este tipo de aerogenerador no ha logrado los niveles de desarrollo, capacidades y comercialización, aunque existen una amplia gama de rangos de potencia.

En la Figura 3 se muestra algunas tecnologías para ejemplos de las turbinas descritas anteriormente.

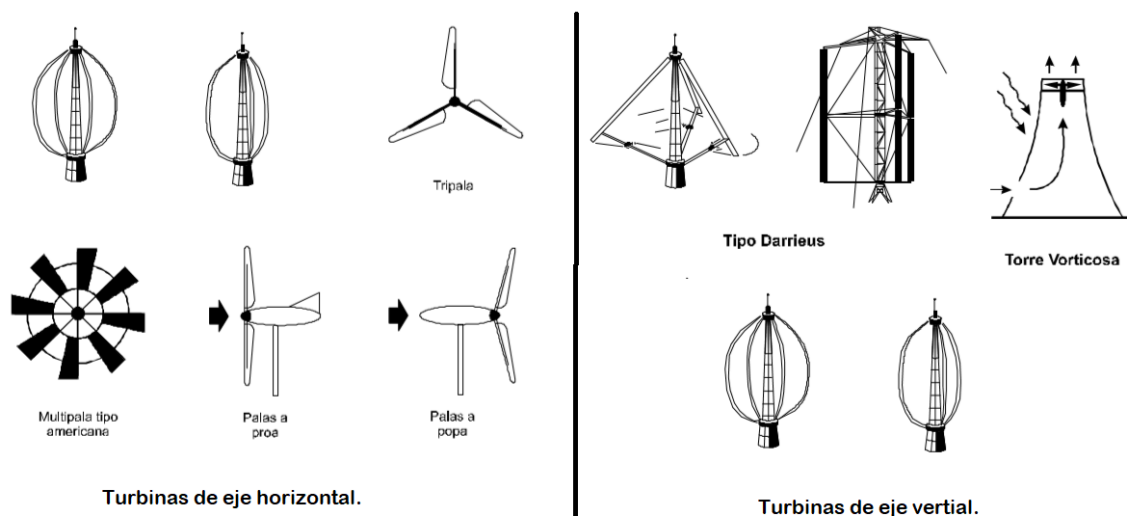


Figura 3. Turbinas de eje horizontal y vertical.
Fuente [6].

Como ventaja de la instalación de aerogeneradores, se tiene que no contaminan el aire; y si se instalan en escala reducida (en edificios) se tiene un impacto mínimo en el medio ambiente, además de ser una de las fuentes más baratas en el mercado, puede competir en rentabilidad con fuentes energéticas tradicionales como la centrales a térmicas a base de carbón, consideradas como la más barata en fuentes tradicionales. En contraposición como desventajas se tiene que es un recurso con alta intermitencia, pues depende del lugar, hora, época del año y condiciones climáticas, el aire al tener un pequeño peso específico requiere fabricar máquinas grandes y en consecuencia costosas. Además del requerimiento de grandes para producir la energía necesaria ya que la densidad de energía es baja.[4][11]

6. Panorama a nivel internacional

Según la Agencia Internacional de Energía (por sus siglas en inglés IEA), la electricidad representa para el año 2017 el 19% del consumo final total de energía, y desde el año 2000 la demanda mundial de electricidad ha presentado un crecimiento cercano al 3% por año, alrededor de dos tercios más rápido que el consumo final total. Las economías en desarrollo representar el 85% de dicho aumento. La demanda de electricidad continúa creciendo en las economías en desarrollo, mientras que en las economías avanzadas la demanda se está aplanando e incluso en algunos casos está disminuyendo. Tal es el caso de la demanda de Estado Unidos y la Unión Europea las cuales presentan un relativo estancamiento mientras que Japón por su parte ha llegado a presentar un decrecimiento al terminó de 2017; caso contrario se presenta en China y la India que han tenido un fuerte crecimiento en el mismo periodo de tiempo.

En la Figura 4 se muestra la evolución desde el año 2000 al 2017 de la demanda mundial de electricidad filtrado por región y fuente de generación.[1]

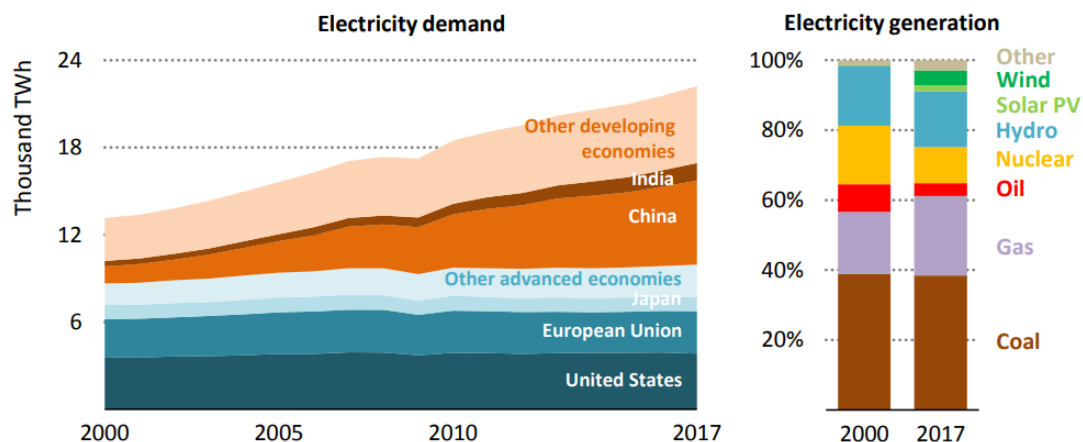


Figura 4. Demanda mundial de electricidad por región y fuente de generación 2000-2017.
Fuente IEA [1].

La demanda de electricidad presentó un aumento aproximadamente del 70% entre 2000 a 2017, y frente a las tecnologías para la generación de electricidad, continúa dominando el carbón y el gas incluso frente al gran crecimiento de las FNCER. En la Figura 4 se evidencia que China es la economía con mayor demanda de electricidad en 2017 seguido por las economías en desarrollo.

El auge de energías tales como la eólica y la solar fotovoltaica FV están generando una serie de transformaciones las cuales redefinen la naturaleza del suministro de electricidad, entre estas dos tecnologías proporcionan el 6% de la generación mundial de electricidad en comparación con el 0,2% en 2000. Por su parte, la participación del carbón se mantiene estable. En otras palabras, la expansión de las energías renovables no ha afectado la participación general de los combustibles fósiles dentro de la matriz de generación mundial, la cual se mantiene en un 65%, como se muestra en la Figura 4. Demanda mundial de electricidad por región y fuente de generación 2000-2017.. A medida que aumenta la el porcentaje de energía eléctrica debido a aerogeneradores y celdas fotovoltaica resulta necesario un aumento en la flexibilidad, con el fin de mantener la confiabilidad en los sistemas de energía. Esta flexibilidad es aportada por los generadores térmicos en la mayoría de los casos.

Por su parte la inversión en el sector eléctrico en el año 2017 fue de \$750 mil millones, lo que representa un 6% menos que en 2016, pero sigue siendo superior a la inversión hecha en petróleo y gas por segundo año consecutivo. De las inversiones mencionadas la mitad fueron hechas en energías eólicas y solares fotovoltaicas.[1]

La fuente de energía renovable con mayor difusión en la actualidad es la energía eólica, según Global Wind Energy Council (GWEC) en el 2018 se instalaron 51,3 GW de nueva energía eólica y aunque representa una disminución cercana al 4% con respecto al crecimiento de 2017, el 2018 fue año fuerte para energía eólica. Con el crecimiento producido el año pasado se llegó a tener un acumulado de 591 GW a nivel mundial en donde 46,8 GW fueron en instalaciones terrestres con predominancia por parte de China y E.E.U.U con nuevas instalaciones del orden de 21,2 GW y 7,6 GW respectivamente, en Europa se instalaron 9 GW. Los mercados en crecimiento como lo son África, Oriente Medio, América Latina y el sudeste asiático instalaron 4,8 GW cerca del 10% de las instalaciones nuevas.[12]

El mayor crecimiento en cuanto a la demanda de energía eléctrica se presenta en los países en vía de desarrollo, los cuales casi se ha triplicado dicha demanda. Esto debido a la industrialización, el aumento de los ingresos, crecimiento de la clase media y el acceso a la electricidad, como se muestra en la Figura 5. Lo anterior a pesar que las medidas tomadas por estos países frente al aumento de la eficiencia energética durante el periodo de tiempo comprendido entre el 2000 y el 2017 evitaron una adición de 1400 TWh de demanda eléctrica al 2017. La producción industrial ha crecido en las economías en desarrollo a tal punto que pasaron de generar el 40% de los productos industriales del mundo en el año 2000 a producir más de dos tercios de dichos productos. El sector industrial en este tipo de economías representa alrededor del 50% del uso de electricidad.[1]

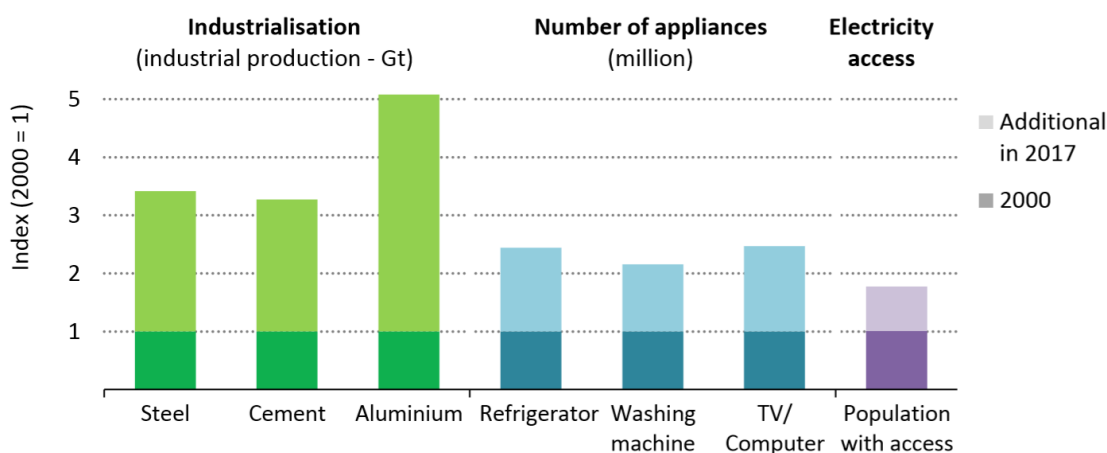


Figura 5. Motores claves del crecimiento de la demanda de electricidad en las economías en desarrollo, 2000-2017.

Fuente IEA.[1]

La energía eólica y solar está en aumento, a tal punto de lograr superar a los combustibles fósiles para 2017 en términos de adiciones de capacidad. Las adiciones mundiales de energía eólica cayeron a 48 GW en 2017, un 7% por debajo del nivel de 2016 y un 30% por debajo del pico en 2015: sin embargo, el mercado eólico marino agregó un récord de 3.8 GW de nueva capacidad en 2017. Caso contrario con la energía solar fotovoltaica ya que esta presentó un récord en 2017 con 97 GW de nuevas adiciones de capacidad casi un 30% más que el año anterior. Lo anterior se muestra en la Figura 6.[1]

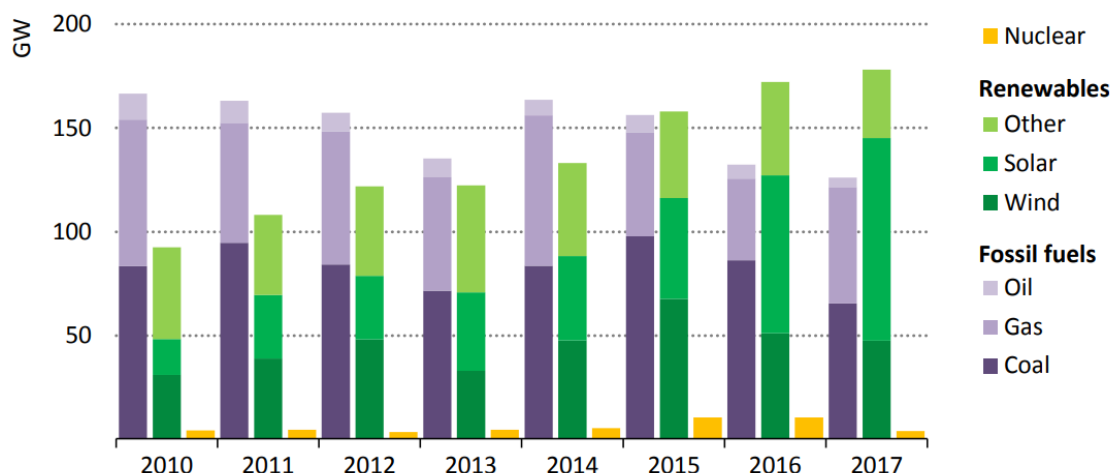


Figura 6. Adiciones anuales de capacidad de generación de energía eléctrica, 2010-2017.
Fuente IEA. [1]

Los proyectos de generación eléctrica previsto para entrar en ejecución antes del 2020, muestran por segundo año consecutivo un decrecimiento en los combustibles fósiles. Las adiciones de capacidad mediante combustibles fósiles son lideradas por el carbón con 65 GW, seguidas del gas con 56 GW y petróleo con 5 GW. Las adiciones de capacidad por carbón alrededor de una cuarto por debajo del 2016, el nivel más bajo en la década. La industria de la energía nuclear continúa enfrentados desafíos especialmente en las economías avanzadas, relacionado con los bajos precios del gas y la electricidad al por mayor, así como sus costos de producción. La energía hidroeléctrica también está programada para un crecimiento más lento pues los últimos cinco años promediaron solo 22 GW de las decisiones finales de inversión por año, un 23% menos que el promedio de los últimos cinco años. La energía solar fotovoltaica y la energía eólica lideran las adiciones de capacidad a corto plazo, aunque también se espera que alrededor de 300 GW de plantas de energía de combustibles fósiles comiencen a operar en 2020. Esto se muestra en la Figura 7.[1]

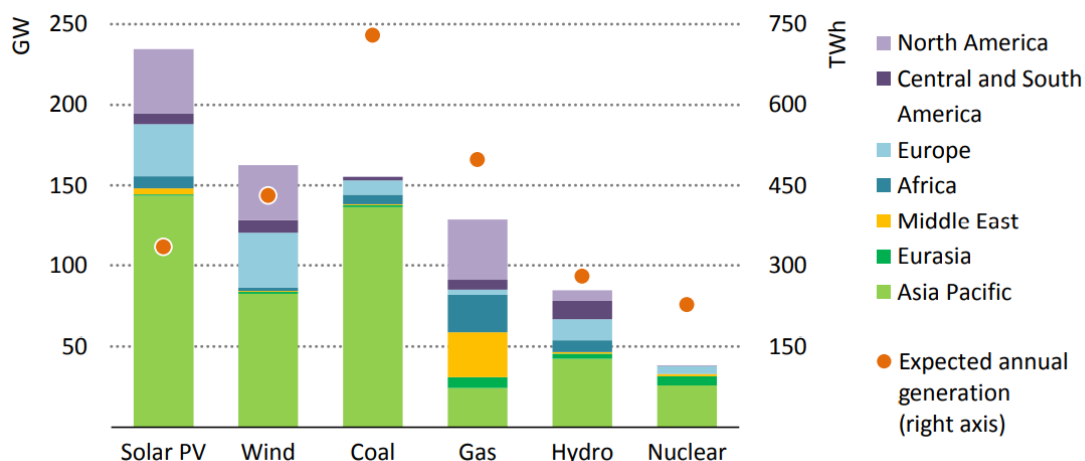
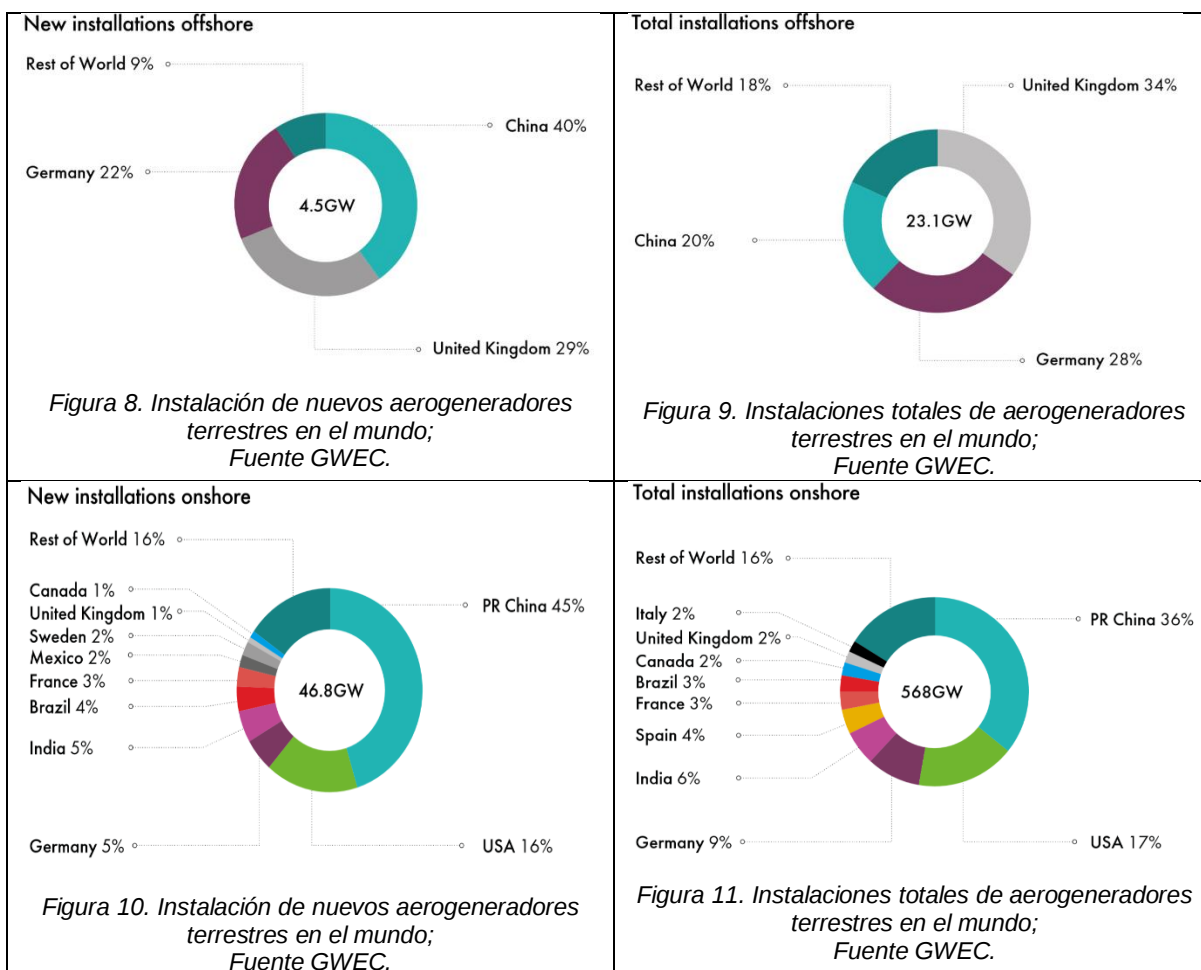


Figura 7. Centrales eléctricas en construcción o previstas para 2020 y generación anual prevista en 2020.
Fuente IEA. [1]

Los grandes mercados como China y Estados Unidos se mantuvieron en crecimiento para el año 2018, México ha presentado un gran crecimiento en comparación con años anteriores, pues crecieron 500 MW con lo que llegaron a 0,9 GW de nuevas instalaciones, en el caso de África, Egipto, Medio Oriente y Kenia mantuvieron el crecimiento. La reducción se presentó en el mercado europeo, esto se atribuye esencialmente menos volúmenes en Alemania y el Reino Unido. Como se muestra en las figuras.[12]



7. Panorama a nivel sur américa

En Sur América se ha generado inversiones en energías renovables superiores a los US\$ 1.000 millones al año. Esta tendencia es posible a la reducción de costos de este tipo de energías y a que los países de la región son percibidos cada vez más como economías con grandes ventajas y estabilidad [13]

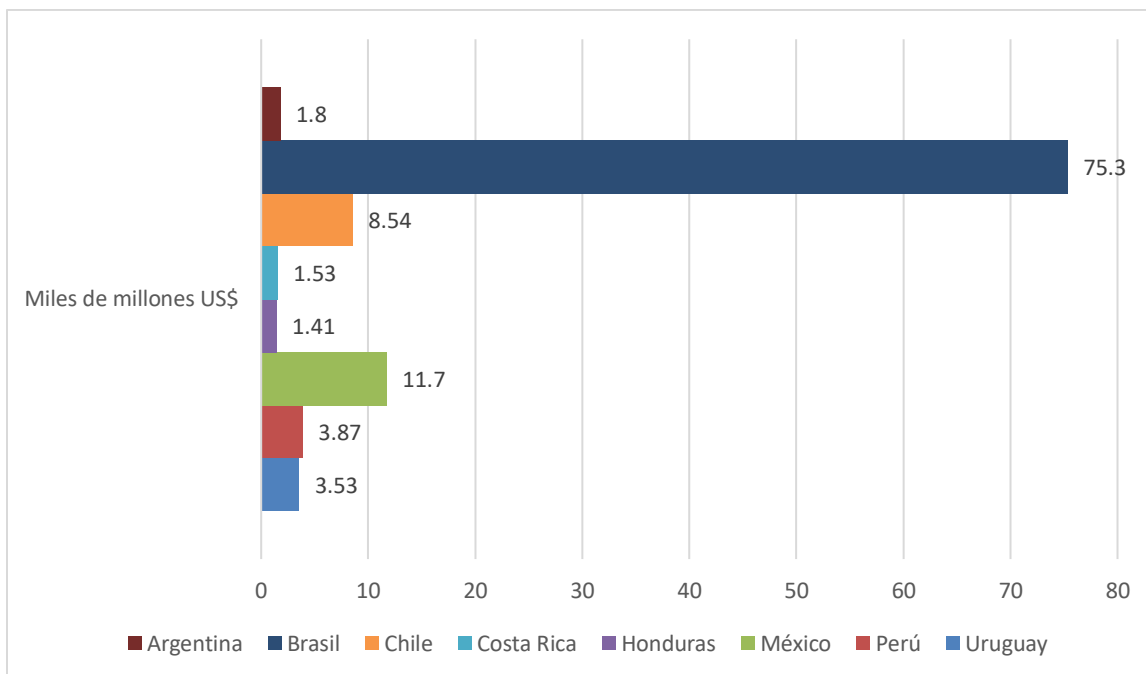


Figura 12. Total, de inversiones acumuladas en energías renovables 2009-2014 por país.
Fuente KPMG

En la Figura 12 se muestra que Brasil es el país que lleva el liderato en Sur América en cuanto a inversiones de energías renovables. Actualmente las energías renovables más propicias para América Latina son la eólica, solar fotovoltaica y la biomasa, esto debido a los costos de inversión, los cuales pueden ser menores a los US\$ 2 millones por megavatio instalado. En particular la energía eólica constituye la mejor opción de las regiones que cuentan con velocidad del viento lo suficientemente constantes, pues los costos de instalación se reducen a menos de US\$ 1 millón por MW.

Según el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Latinoamérica es la región más verde del mundo en cuanto a la generación de energía eléctrica. La principal fuente de generación eléctrica es el agua, con esto se llega a un 60% del consumo eléctrico con energías renovables, mientras que la media en el mundo es del 25%. [14]

Uno de los mayores obstáculos que se han presentado para la implementaciones de las energías renovables en Sur América es la falta de actualización de políticas de generación, pues se consideran demasiado costosas teniendo en cuenta que la región cuenta con abundancia en recursos como el petróleo, gas e hidro energética. [15][16]

8. Panorama a nivel nacional

La matriz energética del país se abastece principalmente de energía hidráulica llegando a tener cerca de un 70% de la capacidad instalada en grandes centrales hidroeléctricas, debido a los inconvenientes que produce los fenómenos climatológicos (como el fenómeno del niño), la reducción de los costos de las tecnologías de las FNCER y a los acuerdos y metas que tiene el país para la reducción de gases de efecto invernadero como es el acuerdo de París. Se genera un ambiente adecuado para la inclusión de energías menos contaminantes dentro de la matriz energética como lo es la energía

eólica.

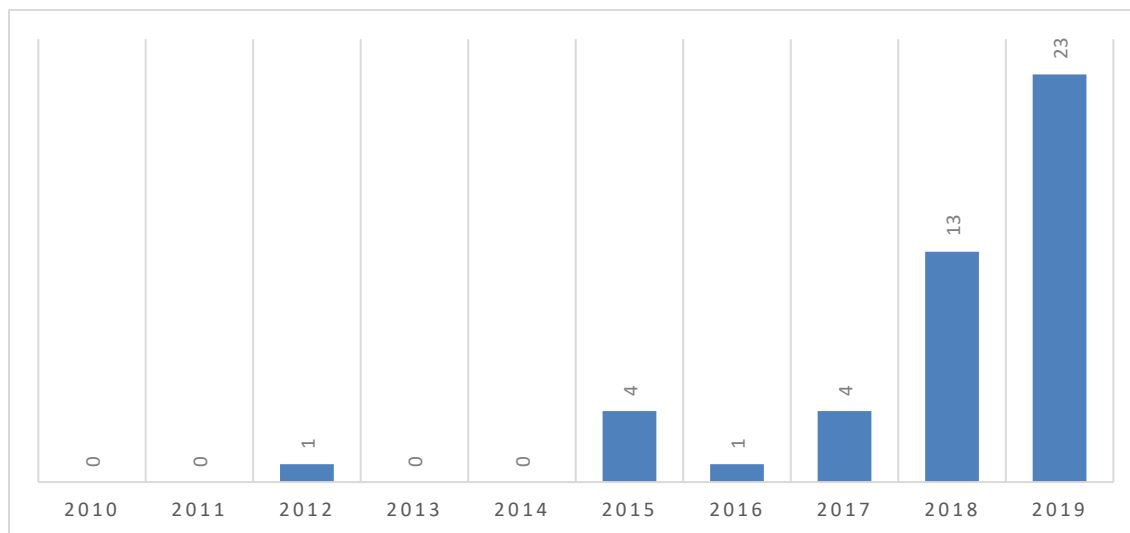
Desde 2003 se tiene una capacidad instalada en el país de 19,5 MW conectados al SIN los cuales no se han incrementado. Al comparar a Colombia con el resto del mundo, el país no cuenta con los mejores vientos para implementar estas tecnologías, en casos específicos como La Guajira y gran parte de la región Caribe al igual que zonas específicas de Risaralda, Tolima, Valle del Cauca y Boyacá cuentan con recursos aprovechables. Los potenciales para las regiones en el país se muestran en la Tabla 1.[17]

Área	Potencial eólico (MW de capacidad instalable)
Costa Norte	20000
Santanderes	5000
Boyacá	1000
Risaralda – Tolima	1000
Huila	2000
Valle del Cauca	500

*Tabla 1. Potenciales para diferentes zonas de la Región Central.
Fuente UPME.*

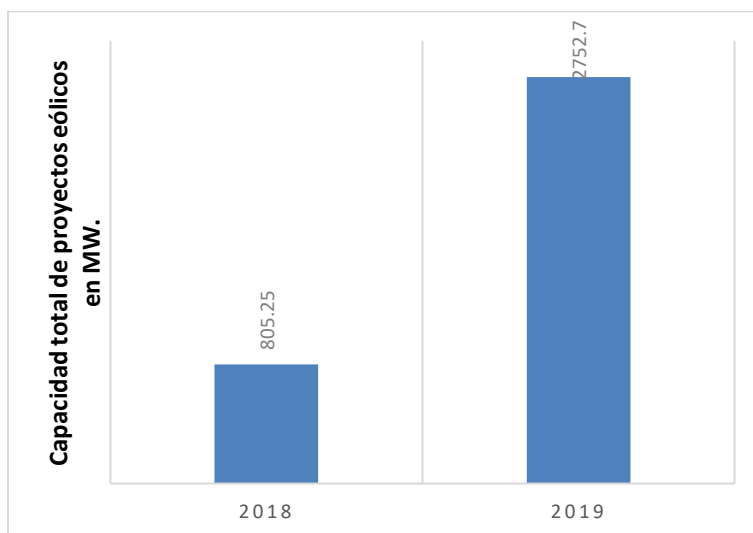
9. Actual y en vigencia

Según el Informe de registro de proyectos de generación con corte en la semana 39 del 2019, en lo corrido del año se han inscrito 23 nuevos proyectos de generación eólica en el país, conservando la tendencia de crecimiento de proyectos con este tipo de tecnología. Con lo cual se supera el número de proyectos inscritos a cierre del 2018, por lo que se espera un gran crecimiento al cierre del 2019 como se explicará más adelante, en la Figura 13 se muestran el historial de proyectos inscritos en la UPME con tecnología eólica.[18]



*Figura 13. Historial de proyectos eólicos vigentes inscritos en la UPME.
Datos UPME. Elaboración propia.*

De los anteriores proyectos inscritos se encuentran en vigencia actual 28, los cuales tiene una capacidad instalada total como se muestra en la Figura 14, de estos 5 proyectos fueron inscritos en el año 2018 y 23 fueron inscrito el año 2019.[18]



*Figura 14. Capacidad total de proyectos eólicos.
Datos UPME; Elaboración propia.*

Los proyectos con vigencia a la semana 39 se encuentran ubicados por departamento como se muestra en la Tabla 2, en donde La Guajira cuenta con más del 60% de los proyectos eólicos inscritos en el país.

Departamento	Número de proyectos eólicos
La Guajira	18
Atlántico	3
Boyacá	3
Bolívar	2
Magdalena	2
Total	28

Tabla 2. Número de proyectos eólicos inscritos por departamento.
Fuente UPME.

Teniendo en cuenta los proyectos inscritos desde enero del 2018 se tiene una proyección estimada de 34 proyectos vigentes para enero del 2020, como se muestra en la

Figura 15, evidenciando el crecimiento constante de proyectos eólicos en el país.

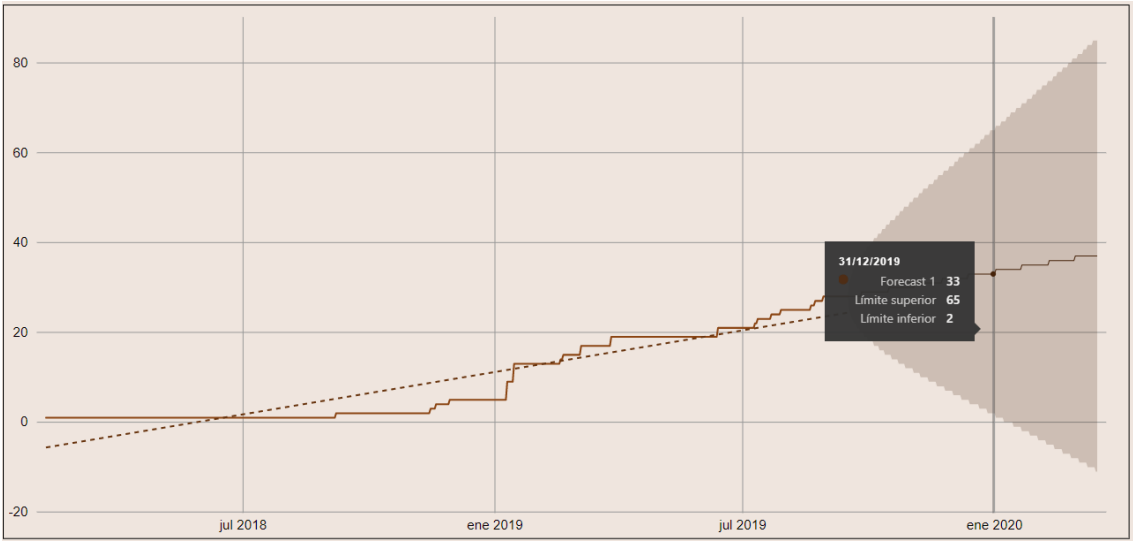
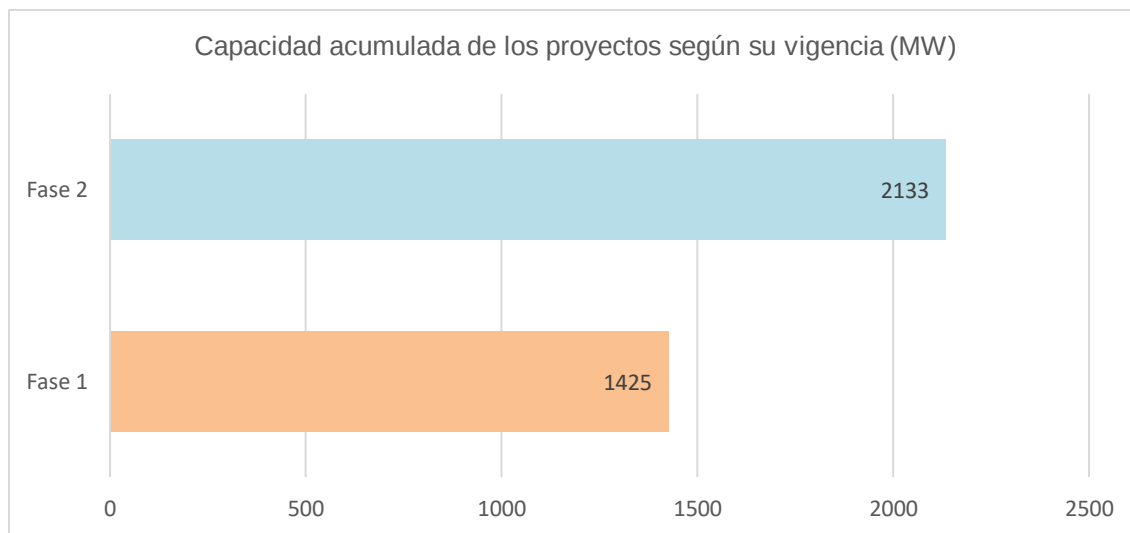


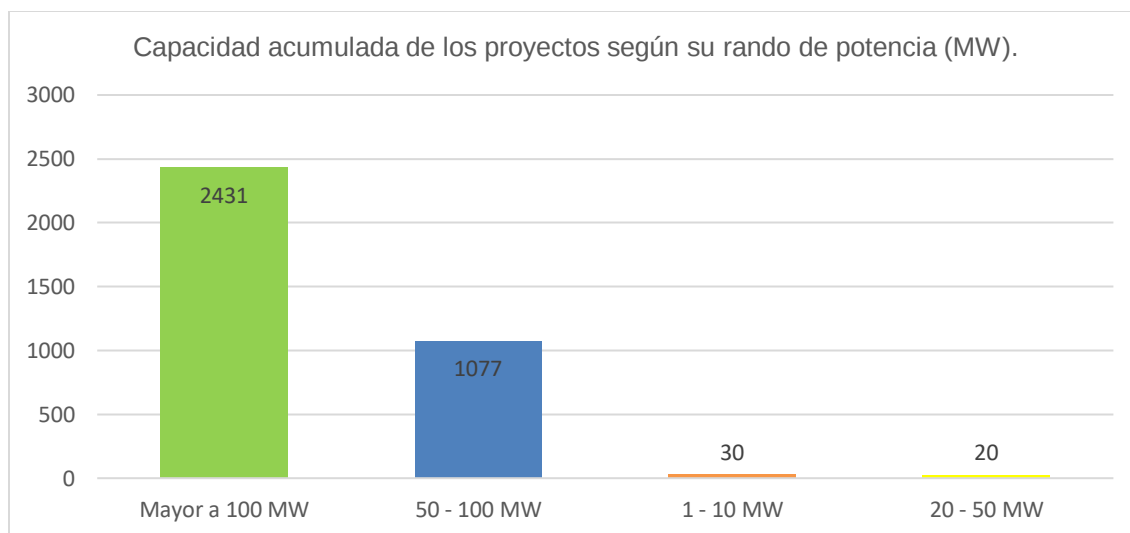
Figura 15. Proyección del acumulado de número de proyectos vigentes eólicos.
Fuente UPME

La vigencia se los proyectos se encuentran clasificadas por fases las cuales se muestra el nivel de avance que tengan los proyectos, teniendo como fase 1 la inscripción del proyecto y fase 3 la terminación y entrada en operación de dicho proyecto. La capacidad acumulada de los proyectos eólicos vigentes se muestra la Figura 16.



*Figura 16. Capacidad acumulada de los proyectos eólicos según su vigencia (MW).
Fuente UPME.*

La capacidad acumulada de los proyectos según su rango de potencia determina en qué sector del mercado eléctrico entra a participar. Esta capacidad se muestra en la Figura 17.



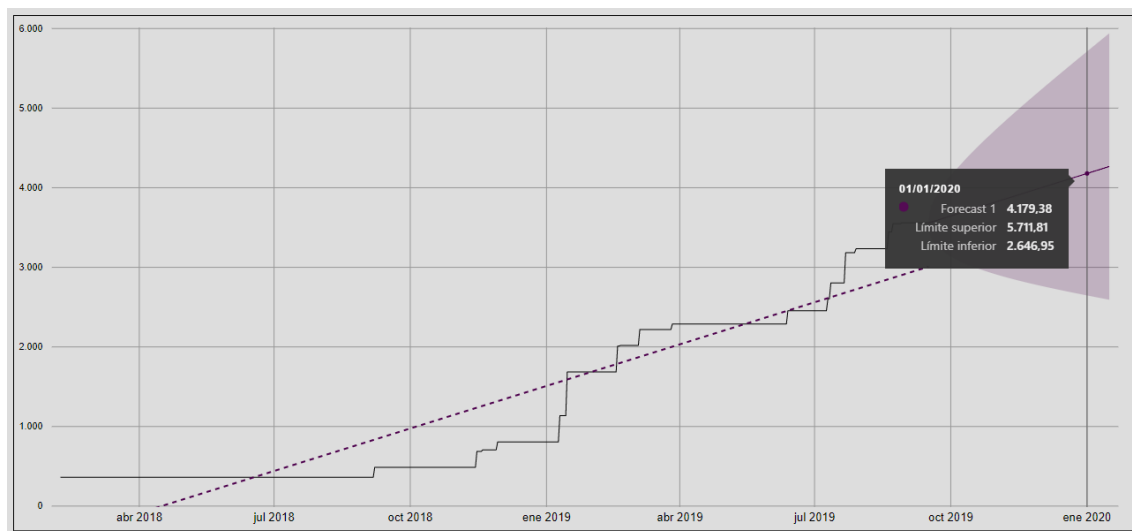
*Figura 17. Capacidad acumulada de los proyectos según su rango de potencia (MW).
Fuente UPME.*

Como se menciona en la tabla 2, existen 5 departamentos que cuentan con proyectos eólicos vigentes ante la UPME, estos departamentos tienen distribuida su capacidad acumulada como se muestra en la Tabla 3.

Departamento	Capacidad (MW)
La Guajira	2778
Boyacá	290
Atlántico	220
Magdalena	200
Bolívar	70
Total	3558

*Tabla 3. Capacidad de proyectos eólicos.
Datos UPME. Elaboración propia.*

Teniendo en cuenta la potencia de los proyectos eólicos inscritos desde enero del 2018 se tiene una proyección de crecimiento como se muestra en la Figura 18, en donde se espera que para enero del 2020 los nuevos proyectos eólicos inscritos tengan una potencia acumulada del orden de 4180 MW.



*Figura 18.. Proyección capacidad acumulada (MW) de proyectos vigentes eólicos.
Fuente UPME.*

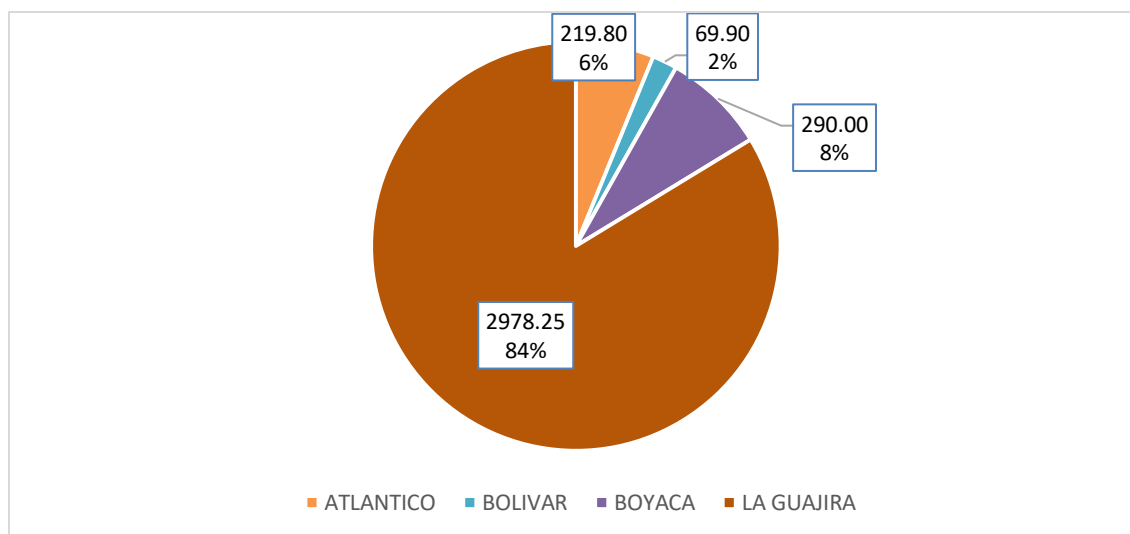
Los proyectos con vigencia activa inscritos en la UPME se presentan de forma más detallada en la Tabla 4.

Nombre Proyecto	Capacidad MW	Departamento	Municipio
PUNTA COCOS	362,25	LA GUAJIRA	URIBIA
RICAUURTE	125,00	BOYACA	SAMACA
SAN MARTIN ENERGY GREEN	200,00	ATLANTICO	PIOJO
PARQUE EÓLICO GUAJIRA I	20,00	LA GUAJIRA	URIBIA
PROYECTO EOLICO URRACHI - CHEMESKY	98,00	LA GUAJIRA	URIBIA
ACACIA 2	80,00	LA GUAJIRA	MAICAO
CAMELIA 1	52,00	LA GUAJIRA	MAICAO
CAMELIA 2	99,00	LA GUAJIRA	URIBIA
CAMELIA	99,00	LA GUAJIRA	URIBIA
PARQUE EÓLICO CARRIZAL	195,00	LA GUAJIRA	URIBIA
PARQUE EOLICO CASA ELÉCTRICA	180,00	LA GUAJIRA	URIBIA
PARQUE EÓLICO IRRAIPA	99,00	LA GUAJIRA	URIBIA
PARQUE EÓLICO APOTOLORRU	75,00	LA GUAJIRA	URIBIA
PARQUE EÓLICO GUAJIRA II	325,00	LA GUAJIRA	MAICAO
PARQUE EÓLICO VIENTOS GALERAZAMBA	9,90	BOLIVAR	SANTA CATALINA
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	99,90	MAGDALENA	SITIONUEVO
PARQUE EÓLICO CULANTRAL	99,90	MAGDALENA	SITIONUEVO
PARQUE EÓLICO VIENTOS DE GALERAZAMBA II	60,00	BOLIVAR	SANTA CATALINA
PARQUE EÓLICO BOCA TOCINO	9,90	ATLANTICO	PIOJO
PARQUE EÓLICO COLIBRÍ III	92,00	BOYACA	RAQUIRA
PARQUE EÓLICO COLIBRÍ II	73,00	BOYACA	SACHICA
PARQUE EÓLICO DIVIDIVI	150,00	LA GUAJIRA	URIBIA
EO200i	201,00	LA GUAJIRA	URIBIA
ANDREAS JUSAYU (ANTES CERRITO)	378,00	LA GUAJIRA	URIBIA
PARQUE EÓLICO EL AHUMADO	50,00	LA GUAJIRA	RIOHACHA
ALPHA	212,00	LA GUAJIRA	MAICAO
SAN JUAN EÓLICO	103,20	LA GUAJIRA	FONSECA
EÓLICO CARRETO	9,90	ATLANTICO	JUAN DE ACOSTA

*Tabla 4. Proyectos con vigencia inscritos en la UPME.
Datos UPME; Elaboración propia.*

De la tabla 4 se evidencia que la mayor cantidad de proyectos de generación eólica inscritos se encuentran en el departamento de La Guajira seguido por Atlántico, y que tan solo cuatro departamentos cuentan con proyectos eólicos inscritos.

En la Figura 19 se muestra la relación de los departamentos con la suma de la potencia registrada en los proyectos. Donde se puede ver que La Guajira también es líder de capacidad (MW) en los proyectos, seguido por Atlántico.



*Figura 19. Suma de la capacidad instalada de proyectos por departamento (MW).
Datos UPME; Elaboración propia.*

10. Barreras para la aplicación de proyectos de Aero generación

El siguiente capítulo es un resumen del Capítulo 3 del documento titulado “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” elaborado por la UPME en 2015.[17]

Las FNCER presentan ciertas dificultades que se encuentran a la hora de querer aplicar este tipo de proyectos a los diferentes países, en donde Colombia no es excepción. Estas tecnologías penetran los mercados debido a una serie de políticas que buscan eliminar barreras que se presentan al querer insertar nuevas tecnologías a un mercado tradicional acostumbrado y reglamentado a las fuentes convencionales de generación. Entre estas barreras que pueden ser principalmente económicas, regulatorias e institucionales, sobresalen las siguientes.

- Incentivos erróneos, subsidios a fuentes convencionales.
- Altos costos y dificultades de financiamiento.
- Barreras de mercado, reglas ajustadas a fuentes convencionales.
- Competencia imperfecta, fuertes oligopolios basados en fuentes convencionales.
- Externalidades que no son valoradas e internalizadas.
- Falta de información en torno a recursos renovables.
- Falta de capital humano con conocimiento de las tecnologías.
- Prejuicio tecnológico, inclinación por tecnologías convencionales.
- Mayores costos transaccionales, investigación, negociación, ejecución.
- Factores regulatorios e institucionales, esquemas en torno a lo convencional.

Para la energía eólica se tiene un avance por parte de grandes generadores nacionales y firmas internacionales como los son, la instalación e implementación de estaciones y proyectos de medición del recurso, estos proyectos han sido instalados con anterioridad esperando el momento propicio en las condiciones normativas, regulatorias y financieras permitan dar luz verde al desarrollo de proyectos de generación. Estos proyectos de aprovechamiento del recurso se someten a grandes dificultades como la infraestructura de conexión y acceso, su integración y aceptación por parte de la comunidad local, su participación en el mercado mayorista y valoración de la energía eólica como una fuente de generación complementaria a la matriz hídrica, entre otros.

En la Tabla 5 se muestran las barreras identificadas por parte de la UPME y un equipo asesor integrado por representantes de los grandes sectores de la industria y la generación eléctrica. A cada una de las barreras se asocia el tema en el que se enmarca, seguido de una detallada descripción.

Tema	Descripción de la barrera
Licenciamiento	Hasta la fecha, la normatividad ambiental ha reglamentado los temas de la generación con fuentes termoeléctricas convencionales e hidroeléctricas. Sin embargo, no se cuenta con términos de referencia (TDR) específicos para los estudios ambientales de las fuentes no convencionales.
Requerimientos técnicos	Licenciamiento corresponde a los procesos de consulta previa con comunidades indígenas como en el caso de La Guajira
Infraestructura	En la gran mayoría de los casos, para lo cual Colombia no es la excepción, las áreas con mayores potenciales para el aprovechamiento de las FNCER se encuentran localizadas en sitios alejados de obras de infraestructura esenciales como son redes eléctricas para la transmisión de la energía, adecuadas vías de acceso y comunicación y otros servicios básicos, lo cual dificulta la construcción de estos proyectos y, ante todo, su integración al Sistema energético nacional.

Tema	Descripción de la barrera
ENFICC y complementariedad	El concepto de energía firme, como energía que debe estar en capacidad de ser entregada en cualquier instante de tiempo, es bastante exigente para las FNCER de carácter variable que dependen de las condiciones climáticas y del momento del día, del mes o del año. La metodología de cálculo de la ENFICC -energía firme para el cargo por confiabilidad- vigente a 2014 para plantas eólicas es muy conservadora por lo cual no reconoce la totalidad de créditos que, según análisis realizados por terceros, la fuente puede aportar (COWI, 2014). Paralelamente, el beneficio de complementariedad que este tipo de plantas puede brindar en períodos de bajas hidrologías no es valorado y por tanto no es remunerado a través del esquema de CxC (cargo por confiabilidad) u otro mecanismo
Naturaleza del recurso	La energía eólica, al igual que otras FNCER como la energía solar y los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, por su naturaleza variable no se ajustan al modelo de regulación colombiano de fuentes “despachables” Bajo dicho modelo, el mercado eléctrico mayorista exige que todos los proyectos con capacidades mayores a 20 MW estén sujetos al despacho central, con lo cual pueden ser penalizados por desviaciones respecto a la energía ofertada el día anterior, no teniéndose la opción de realizar las ofertas con tan solo unas horas de anticipación.
Política energética	Aun cuando la política energética colombiana habla de promover el uso de las energías renovables (distintas de la hidroelectricidad), hasta antes de la Ley 1715 no era explícita en definir los elementos motivadores o “drivers” que llevan a tal promoción. Se ha de tener en cuenta que la definición de esta y las otras barreras tratadas en este documento se dio antes de la expedición de la Ley 1715
Conocimiento del recurso	Si bien existen iniciativas puntuales de entidades como la UPME y el IDEAM, para brindar información de caracterización del recurso eólico como una primera aproximación para agentes interesados en su aprovechamiento, no existe un mecanismo para brindar información pública suficiente de este recurso, u otras FNCER. Así mismo, no existen obligaciones por parte de quienes estudian estos recursos para compartir información con entidades como la UPME para planear su adecuado aprovechamiento.

Tema	Descripción de la barrera
Financiación	La falta de conocimiento local en el desarrollo de proyectos eólicos, sus características en materia de tecnología, rendimientos, costos operacionales, riesgos, etc., y la ausencia de mecanismos locales de promoción para el desarrollo de esta fuente, dificulta el acceso de los agentes interesados a fuentes de financiación favorables para la realización de estos proyectos.
Costos de inversión	Si bien los costos de inversión de la tecnología para el aprovechamiento de la energía eólica han venido reduciéndose en la medida en que su eficiencia y factores de planta se han venido incrementando, y en algunos casos se puede decir que están en la frontera de competitividad con las fuentes tradicionales, los costos nivelados de la energía a partir de esta fuente aún pueden resultar relativamente altos dadas las implicaciones comerciales de la variabilidad del recurso.

Tabla 5. Barreras identificadas para la energía eólica
Fuente UPME.

De las anteriores barreras se profundizan a continuación las prioritarias y las que presentan mayores beneficios al ser obtenido su remoción

Primera barrera prioritaria. Licenciamientos.

El proceso de licenciamiento para los proyectos de generación requiere de una consulta previa y negociación con las comunidades, las cuales habitan o tienen derecho sobre el área de influencia. Con estos acuerdos se pretende lograr el consentimiento por parte de la comunidad para la realización de las obras y operación del proyecto, concertando con la comunidad los beneficios a los que estas han de ser partícipe. Esta barrera puede removida mediante una participación del estado a través de entidades delegadas, el cual debe ser garante y mediador con el fin de facilitar estas licencias.

Segunda barrera prioritaria. Requerimientos técnicos.

Los proyectos de generación eólica no poseen un reglamento técnico y operativo con la que se den los parámetros desde el mismo diseño para la conexión al SIN. Estos parámetros darán una guía y certeza a los agentes desarrolladores de este tipo de proyectos. Y aunque se cuenta con un código de redes, como parte del reglamento de operación del SIN, este solo hace referencia a plantas hidráulicas y térmicas. Este requerimiento puede ser atendido por las autoridades competentes del estado, sin constituir altos costos o grandes esfuerzos.

Tercera barrera prioritaria. Infraestructura.

Esta barrera hace referencia a la inexistencia de redes de transmisión cercanas a áreas con mayor potencial del recurso eólico, como lo es la Alta Guajira. Y aunque este no es caso para la región central, se presenta dificultades en términos de la precaria calidad de las vías de acceso y las condiciones adversas en términos de infraestructura adecuada para el transporte y manipulación de equipos como aspas y grandes componentes que deben ser conducidos por vía terrestre desde los puertos[17]. Teniendo en cuenta que dentro de la Región Central se encuentran numerosas comunidades las cuales requieren del servicio de energía eléctrica, pero no cuentan con una infraestructura adecuada en términos de vías de acceso.

11. Instrumentos

El siguiente capítulo es un resumen del Capítulo 4 del documento titulado “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” elaborado por la UPME en 2015.[17]

Teniendo de precedente las barreras descritas anteriormente, se identifican circunstancias, elementos y hechos particulares los cuales deben ser atendidos y trabajados con el fin de propiciar un ambiente adecuado para el desarrollo de las FNCER en Colombia teniendo en cuenta los nichos de oportunidad.

A nivel internacional en las últimas décadas y en especial en los últimos 15 años se han implementado distintos mecanismos o instrumentos con el fin de promover las FNCER, dichos instrumentos comprenden principalmente algunos mecanismos indirectos tales como la obtención de mecanismos para la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero GEI, e instrumentos directos como lo son políticas energéticas dirigidas a facilitar la integración de estas fuentes alternativas a la matriz energética y mecanismos de financiamiento y fiscales a fin de dar un ambiente propicio para la inclusión de dichas tecnologías.

Dichos instrumentos internacionales son analizados haciendo énfasis en lo conveniente y viable que resulte tomarlos como patrón para el diseño de instrumentos específicos a la medida de Colombia.

11.1. De instrumentos de la Ley 1715

Hasta la expedición de la Ley 1715 del año 2014 en Colombia no se había implementado mecanismos para el apoyo específico a FNCER. Los instrumentos de apoyo a este tipo de tecnología son los siguientes.

- “Art. 8: la posibilidad a auto generadores para entregar excedentes a la red y su reconocimiento como créditos de energía (medición bidireccional) para el caso de proyectos de pequeña escala que generen con FNCER, así como el reconocimiento de beneficios proporcionados por la generación distribuida y lineamientos para su remuneración”.
- “Art. 10: la creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (el FENOGÉ), destinado a financiar programas y proyectos en dichas áreas a partir de recursos aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, y organismos de carácter multilateral e internacional”.

- “Art. 11 a 14: la disposición de cuatro incentivos fiscales explícitos: (a) posibilidad de deducir de la renta gravable hasta el 50% de la inversión en proyectos con FNCER, hasta por 5 años (Art. 11), (b) exclusión del IVA (Art. 12), (c) exención arancelaria (Art. 13), y (d) depreciación acelerada (Art. 14)”.
- “Art 15 a 23: apoyos generales para la biomasa, la energía eólica, la geotermia, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía de los mares y más detallados para la energía solar.”

11.2. Instrumentos adicionales a los de la Ley 1715

De los instrumentos mencionados anteriormente, que internacionalmente mantienen la precaución de no alterar los mecanismos competitivos del mercado que existen desde la emisión de las leyes 142 y 143 de 1994. Ahora se plantea cómo las experiencias de otros países pueden ser utilizados como base para la reglamentación de las FNCER en Colombia.

Se toman algunos instrumentos para la reducción de emisiones como lo son impuesto o topes a las emisiones de GEI. A pesar que los impuestos son un mecanismo de implementación relativamente fácil, son un instrumento impopular y difícil de llevar a la práctica. Existen otros mecanismos como el “cap and trade” en el cual se emiten permisos para la emisión de carbono, estos no son aplicables para el caso colombiano pues el sector eléctrico tiene emisiones relativamente bajas y los emisores de carbono son pocos. Por otro lado un impuesto o un tope al carbono emitido sería más conducente y beneficioso para el caso de Colombia, pero no en el sector eléctrico, su aplicación sería más beneficiosa en el sector de la industria y los automotores, ya que estos son los mayores emisores de gases de efecto invernadero en el país, y las fuentes de energía como la biomasa o la energía eléctrica renovable podría sustituir el consumo de combustibles fósiles como los derivados del petróleo, el carbono y el gas natural.

11.3. Feed-In Tariff

Este instrumento también es conocido en español como tarifa garantizada administradas por la autoridad regulatoria, el consiste en establecer un precio de compra por parte de las empresas de energía a los productores de energía renovable. En Europa Alemania estableció las FITs en 1990, donde las empresas debían comprar energías de fuentes renovables a un precio igual a un porcentaje del precio final de venta.

Con el fin de establecer el valor o el nivel FIT, el cual resulta ser un aspecto crítico en la implementación de este instrumento se han manejados dos enfoques tradicionales:

- a- Los precios son basados en el costo de producir la energía renovable.
- b- Precios basados en el costo evitado. (similar al “Public Utility Regulatory Policies Act”, conocido como PURPA, el cual fue implementado en los Estados Unidos en 1978. El cual se estableció una forma para el precio de la energía comprada por las empresas distribuidoras.

En Europa gran parte de los países que lo comprende que han implementado FITs aplican los precios basado en el costo de producción de las energías renovables. Dando como resultado diferentes precios para las energías eólica, solar biomasa, etc. Otro aspecto a tener en cuenta es que la duración de FIT en Europa es típicamente del orden de 15 a 20 años; los precios han sido muy variables y han venido decreciendo años a año, o en recientes ocasiones de mes a mes.

Un de los países en donde ha sido exitosa la aplicación del FITs es Alemania, en donde la energía eólica tuvo un incremento de 55 MW en 1990 a 4,5 GW en 200 y 27,2 GW a finales de 2010, en el caso de solar FV se pasó de escasos 2 MWp en 1990 a 114 MWp en 200 y 17,5 GWp en 2010. Este mecanismo también ha sido implementado en países como España en donde estas fuentes contribuyen en un orden similar.

En términos generales, los Flts son muy versátiles pues admiten múltiples ajustes, tales como el decrecimiento de precios en el tiempo para reflejar el progreso tecnológico, así como también la calidad del recurso, discriminando por recurso (a precios mayores recursos más pobres, y viceversa). Para el caso de América Latina los FITs han sido implementados en países como Nicaragua el cual para el año 2012 contaba con 117 MW de energía eólica, 77 MW de geotérmica y 126 MW en plantas de bagazo, dentro de una matriz eléctrica que a tal año contaba con una capacidad total instalada de 990 MW en su Sistema interconectado nacional.

En Colombia la aplicación de los FITs, basados en la experiencia internacional, dan lugar a pensar en la posibilidad de producir aumentos no deseables en los costos finales a los consumidores, además poder introducir al mercado una distorsión, mercado que hasta el momento ha respondido a los diferentes incentivos económicos cuantificables por parte de la oferta. Sin embargo, teniendo en cuenta la eficacia que ha tenido a nivel mundial para desarrollar las FNCER, posiblemente sí podría explorarse combinación de mecanismos entre las FITs y las subastas similares a las realizadas en Brasil en las que se establezca una tarifa de remuneración garantizada máxima que se estaría dispuesto a pagar y un nivel predeterminado de energía renovable deseada para ser integrada al SIN, lo anterior con el propósito de que por medios competitivos la tarifa adjudicada termine siendo menor. Sin embargo, se produce un gran inconveniente para la aplicación del mencionado mecanismo combinado, radica en la imposibilidad del estado para establecer acuerdos de compra de esa energía por 15 o 20 años. Por ende, se toma esta posibilidad como una medida la cual tiene que ser madurada en conjunto con otras.

11.4. Cuotas

Otro instrumento utilizado por la comunidad internacional consiste en establecer cuotas para la participación de energías renovables, esta se puede dar en términos generales o por metas específicas en la capacidad instalada. Un enfoque particular de esta consiste en una cuota mínima de energía renovable a ser comercializada, esta cuota la coloca el gobierno y los precios los establece las fuerzas del mercado. Este mecanismo también es conocido en Estados Unidos como RPS (Renewable Portfolio Standards) o en español portafolio estándar de energía renovable. Con el fin de lograr el cumplimiento de estas cuotas existen dos mecanismos los cuales son: los métodos basados en subastas y los certificados de energía renovable o RECs (Renewable Energy Certificates).

Instrumentos de este estilo han sido implementados en Estados Unidos y en el caso latinoamericano en Chile en donde para el año 2008 se expidió la Ley 20257 y su respectiva regulación, la cual dictamina que la cuota de energías renovables deber ser del 10% de la energía comercializada por lo generadores para el año 2024. El procedimiento para llegar a esta cuota es fijar una cuota del 5% desde enero del año 2010 hasta el 2014, la cual debe incrementarse en 0,5% anualmente hasta el 2014 para cumplir con el requerimiento de 10%. Adicionalmente para los nuevos proyectos de generación esta cuota obligatoria es del 20%.

Si bien los antecedentes del caso de Chile para el uso de este enfoque parecen sensatos, Chile cuenta con una matriz energética con una dependencia de más 60% en combustibles fósiles, en el caso colombiano resulta muy pequeño el mercado para un instrumento de este tipo, al menos en el corto plazo. Adicionalmente, el establecimiento de cuotas obligatorias para una tecnología específica, podría interpretarse como impropio ante los principios de prevalencia de mercado en los servicios públicos domiciliarios de energía y eficiencia económica en el régimen tarifario, establecidos por las leyes 142 y 143 de 1994.

11.5. Certificados de energía renovable RECs

El instrumento de certificación de energía renovables RECs (por sus siglas en inglés) otorga a los productores de energías renovables certificados, los cuales pueden ser comercializados. El gobierno establece una meta de energía renovables para lo cual las empresas generadoras de energía tienen dos alternativas, la primera es instalar una planta de energía renovable, la segunda alternativa es comprar en el mercado RECs. De esta manera se genera la demanda de RECs. El encargado de otorgar los RECs a las empresas generadoras es el regulador, esto lo hace de acuerdo con las políticas en pro de fomentar determinados recursos renovables.

Los RECs tienen tres funciones básicas, la primera es representar la producción de un mega watt-hora (MWh) de generación de electricidad por parte de un generador, En segundo lugar, tenemos que incluye el momento de producción de ese MWh y por último algunas características descriptivas asociadas a la fuente como el tipo de generación, la ubicación y el número de emisiones. Teniendo en cuentas estas funciones los RECs se pueden utilizar con los siguientes propósitos.

- Desagregación: los RECs pueden ser separados de la energía eléctrica asociada, dando al agente que los genera mayor flexibilidad. Esta separación no es obligatoria y permite que pueden ser agrupados con la electricidad mediante contratos de largo plazo.
- Verificación: es utilizado como medio para lograr trazabilidad de la generación de energías renovables, así como para cumplir con Renewable Portfolio Standards RPSs (por sus siglas en inglés).
- Mercantilización: en este propósito pueden ser usados como una mercancía la cual puede ser negociada y usada para apoyar la formación de precios en mercados líquidos si se estructuran correctamente.

Este tipo de mecanismo han sido utilizados en Estados Unidos desde la década de los 90s para cumplir con los RPSs establecidos por diferentes estados. De esta experiencia se destaca como los créditos de energía renovable pueden ofrecer precios “basados en el mercado” teniendo en cuenta que los precios de los RECs son fijados por su oferta y demanda. Por otro lado, como punto desfavorable se tiene que este mecanismo no se caracteriza por procurar mínimos precios de la energía renovable en el mercado debido a su inherente volatilidad de los precios.

Para el caso de Colombia y teniendo en cuenta la experiencia internacional al aplicar el mecanismo de RECs los generadores los cuales deben generar sus ingresos a partir de la venta de electricidad y de RECs, traen consigo el riesgo de elevar sus costos financieros. Por lo anterior descrito no es recomendable adoptar el mecanismo de RECs a corto plazo para Colombia, teniendo en cuenta que en comparación con otros mecanismos como el de subastas el REC resulta menos eficientes y más costoso.

11.6. Contratos por diferencias CFD

Los CFD (Contrac for Difference), en español contrato por diferencia, es un instrumento por el cual se les garantiza a los generadores con energías renovables un precio fijo por la energía que generen, después de participar en el mercado. Este precio fijo se garantiza por medio de pago de una prima equivalente a la brecha entre el precio pactado y el valor al cual los generadores venden en el mercado al contado. En el caso que el precio del mercado sea mayor que el precio pactado, los generadores no reciben la prima, y en la mayoría de los casos los generadores deben pagar o devolver la diferencia. El precio pactado o de ejercicio predeterminado puede representar una aproximación del valor de la energía renovable al sistema de red, o el costo de desarrollar proyectos de energía renovable. En la mayoría de casos se usa el costo por desarrollar los proyectos, para este caso se debe tener en cuenta factores determinantes como, tipo de tecnología, capacidad de generación, ubicación entre otros. El costo de estos CFDs puede ser recuperado por los contribuyentes (presupuesto del Gobierno) o quienes pagan la electricidad. Adicionalmente, para limitar los costos asociados a la aplicación de los CFDs, es posible establecer un precio mínimo del mercado para el cual los generadores no recibirán mayor pago adicional.

Algunos de los países en donde se ha aplicado este instrumento son: Holanda, Suiza, Alemania y Reino Unido. En Holanda, los CFDs son financiados por el gobierno, los cuales buscan limitar los costos implementando límites a los presupuestos anuales y requiriendo múltiples rondas de licitación por orden de llegada entre proyectos potenciales para seleccionar el más rentable.

En Suiza, el precio pactado es diferenciado por tecnología y financiado por los consumidores mediante un Cargo de sistema de beneficio (SBC - System Benefit Charge).

Alemania le da la opción a los generadores de energía renovable de usar CFDs, este instrumento es llamado mercado Premium (Market Premium), este nuevo esquema constituye un incentivo para que los productores se integren al mercado eléctrico desarrollando proyectos eficientes.

Por su parte el Reino Unido utilizan los CFDs como la característica principal de su reforma al mercado (EMR - Electricity Market Reform), el cual tiene tres objetivos principales, los cuales son: tener una suficiente inversión en tecnologías bajas en carbono, provisión segura de electricidad y los mejores beneficios al mínimo costo para los consumidores y los contribuyentes.

Los CFDs logran garantizar a los inversionistas para invertir en proyectos de energías renovables, permitiendo tener tasas de retorno razonables sobre la inversión y el acceso a capital de bajo costo. Sin embargo, para lo pequeños generadores, este instrumento representa una carga ya que deben incurrir en altos costos de transacción para procurar la venta de su energía en el mercado. Adicionalmente no se garantiza la compra de energía con fuentes renovables (como sí es la práctica en el caso de los FITs), provocando que tanto los desarrolladores de proyectos como los inversionistas corran el riesgo de su energía no sea comprada. Adicionalmente al manejar supuestos de largo plazo para el establecimiento de los precios pactados genera el riesgo de sobre o subcompensar al generador, corriéndose el riesgo de otorgar beneficios extraordinarios u ocasionar que la capacidad de expansión de las FNCER sea precaria. Por lo anterior descrito, no se recomienda que Colombia aplique el instrumento de CFDs.

11.7. Incentivos por encima del precio del mercado.

Otro instrumento el cual fomenta la penetración de energías renovables a la matriz son los incentivos por encima del precio del mercado. El cual consiste en asignar una tarifa constante adicional al precio del mercado mayorista. Estos incentivos pueden otorgarse a través de pagos en efectivo o créditos fiscales. De las estructuras de aplicación, las más usadas son: estructuras fijas en ciertos montos, este consiste en conceder una tarifa constante en el tiempo, una segunda estructura consiste en mantener un porcentaje fijo por encima del precio del mercado mayorista, por lo cual con esta estructura el incentivo varía con respecto a los precios de la energía. Este instrumento normalmente se aplica por un tiempo fijo determinado.

En el caso colombiano, se identifica la oportunidad de que este instrumento pueda ser homólogo o similar al ya existente de pago de cargo por confiabilidad, el cual está disponible para grandes plantas de generación como lo son grandes centrales hídricas y generadores térmicos los cuales pueden ofrecer firmeza al sistema. Para Colombia se recomienda adopte un pago neutro en tecnología, este pago debe reflejar el valor de la energía que el sistema obtiene de fuentes renovables, teniendo en cuenta para esta valoración algunos beneficios como:

- **Perdidas evitadas:** esta depende de la distancia que tiene que recorrer la energía desde la planta de generación hasta el consumidor, para el caso de las energías solar FV en techos y cogeneración con biomasa en industrias la poca distancia permite ahorrar gastos en pérdidas por transmisión e incluso distribución. Para el caso de grandes plantas de generación con FNCER como el caso de la energía eólica en La Guajira este beneficio no aplica. Por lo anterior se debe revisar cada proyecto para aplicar este beneficio.

- Capacidad de generación evitada: con las energías renovables se pueden evitar o por lo menos diferir las necesidades de capacidad de generación adicional dependiendo del sistema y del grado en que los aportes de generación de energía renovable pueden ser considerados confiables.
- Capacidad de transmisión y distribución evitada: hace referencia a energías renovables distribuidas en donde pueden evitar o diferir la necesidad de construir nuevas infraestructuras para transportar la energía, como es el caso de las zonas no interconectadas. En este beneficio se debe contemplar variables como el crecimiento proyectado de la demanda, las características específicas de la ubicación y la cantidad de tiempo que la inversión de transmisión y distribución puede ser aplazada.

Para la aplicación en Colombia es necesario hacer análisis y estudios los cuales permitan valorar estos beneficios más a detalle. Una vez valorados el país podrá adoptar un incentivo a las FNCER.

12. Potencial eólico

La velocidad del viento es un parámetro de estudio muy variable tanto en el tiempo como en el espacio.

En Colombia se presentan dos grandes tipos de circulación de vientos, la primera es una circulación del viento bastante definida en el transcurso del año, influenciadas por el comportamiento típico de los vientos alisios, esta sucede en las regiones planas, como la llanura del Caribe, la Orinoquía y la Amazonía, mientras que en los valles interandinos y en las zonas montañosas, las condiciones fisiológicas determinan en gran medida la dirección y velocidad del flujo de aire.

12.1. Velocidad del viento promedio a 2 m de altura.

Las distintas presiones en la superficie terrestre producen unas corrientes de aire llamadas viento, la velocidad del viento es la relación entre la distancia recorrida por el aire y el tiempo que tarde en recorrerla. La “velocidad instantánea”, de ahora en más “velocidad” corresponde al caso de un intervalo de tiempo infinitamente pequeño.

A nivel país, con un tiempo anual, se encontró que las mayores velocidades del viento se presentan sobre las montañas de las cordilleras Central y Oriental, norte del Cesar y Sierra Nevada de Santa Marta, además del corredor del litoral Caribe, estas velocidades están en el orden de los 3 m/s o mayores.

Las velocidades medias del país se encuentran en las regiones Pacífica, Caribe, Orinoquía y norte de la Andina predominan velocidades de viento que oscilan entre 1 m/s y 2.5 m/s. En este rango, las mayores velocidades se presentan sobre la cordillera Occidental, piedemonte llanero a la altura del departamento de Casanare, con extensión hasta el centro-norte de Vichada, centro-oriente de Meta y oriente de Arauca.

Los vientos más débiles se presentan en la Amazonía con valores de hasta 1,0 m/s, exceptuando las inmediaciones de la zona orográfica, comprendida por la Sierra de Chiribiquete, Cerro Azul, Cerro Quemado y Mesas de Iguaje, donde se registran valores de hasta 1.5 m/s.

Desde una escala mensual, se destaca el mar Caribe por la presencia de las mayores velocidades el viento, con toques máximos en el periodo comprendido entre diciembre y abril, seguido por el bimestre junio-julio. En las máximas elevaciones del sistema orográfico nacional, durante el trimestre junio-julio-agosto aumenta la velocidad del flujo, especialmente en la cordillera Central, desde el Macizo Colombiano hasta el área limítrofe entre los departamentos de Valle del Cauca (Pacífico) y Tolima (Andina). En la Figura 26 se muestra el mapa de la velocidad del viento a una altura de 2 m con promedio anual. Y en la Figura 27 se muestran los promedios mensuales.[4]

12.2. Velocidad del viento promedio a 10 m de altura.

En la escala anual se presentan velocidades de vientos máximos del orden de 6 m/s las cuales se observan en el mar Caribe, litoral de los departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena, en el norte de La Guajira y en la región Andina, particularmente sobre las zonas de mayor elevación entre el Macizo Colombiano y el complejo montañoso ubicado entre los departamentos de Nariño, Cauca, Valle del Cauca y Tolima. En el área marítima y litoral Caribe, así como en la alta montaña de la región Andina, desde el Nudo de Almaguer hasta la Sierra Nevada de Santa Marta, especialmente sobre las cordilleras Central y Oriental. Incluyendo el valle del Magdalena (en el departamento del Tolima) y el altiplano cundiboyacense. Se presentan velocidad promedio anual de 5 m/s. La cordillera Occidental, centro y sur del litoral Pacífico, piedemonte llanero y la Serranía de La Macarena presentan velocidades que alcanzan los 4 m/s. Como se muestra en la Figura 28.

En escala mensual, las velocidades del viento sobre el mar Caribe y las zonas de montaña aumentan durante los periodos de diciembre a marzo y de junio a agosto. En el periodo de diciembre a marzo las velocidades son particularmente altas en la región marítima y en el norte de la Orinoquía; para el periodo comprendido entre junio a agosto, las mayores velocidades se presentan en las máximas elevaciones de la cordillera de los Andes, especialmente en el sur del país, desde el Macizo Colombiano hasta el departamento del Tolima. Como se muestra en Figura 29.[4]

12.3. Viento más probable a 10 m de altura.

Hace referencia a los valores de la velocidad del viento que se presenta en un lugar determinado con mayor frecuencia. Para calcularlo se usa el registro histórico de las observaciones de comportamiento del viento en las estaciones meteorológicas.

Las mayores velocidades se presentan en la región del mar Caribe con vientos más probables de 9 m/s desde diciembre hasta abril, entre el trimestre de septiembre a noviembre se presentan velocidades cercanas a los 6 m/s.

Sobre la región de la alta montaña la cual se extiende desde el Tolima siguiendo la cordillera Central hasta llegar al Macizo Colombiano, prevalece un flujo de viento del orden de los 7 m/s.

Vientos con velocidades cercanas a los 2 m/s se presentan en amplios sectores del territorio nacional, como lo son los departamentos del Amazonas, Putumayo, Caquetá, Guaviare, Guainía, Vaupés y Vichada. Como se muestra en la Figura 30 y la Figura 31.[4]

12.4. Velocidad máxima del viento

Hace referencia al máximo valor absoluto registrado en la serie de datos históricos, por lo cual no siempre coincide con la variación observada en el comportamiento medio y depende tanto de las características geográficas del lugar y de la época del año.

Los valores del viento presentados en el territorio nacional mayores a 39 m/s, están localizados sobre las máximas elevaciones del sistema orográfico de los Andes, particularmente en el centro y sur de la cordillera Central, entre Nariño, Cauca y límites entre Valle del Cauca y Quindío con el departamento del Tolima; adicionalmente, en el área marítima del Caribe, incluida la isla de San Andrés, el litoral entre los departamentos de Atlántico y Magdalena, y en el sur del Cesar.

Velocidades del viento superiores a 30 m/s se presenta en gran parte de la región Caribe, destacándose los departamentos de La Guajira y el Córdoba, en cuanto a región Andina se destacan los departamentos de Risaralda, Nariño y Cauca, así como en sectores del occidente de Antioquia, valle del Magdalena desde Tolima hacia el norte del país, altiplano cundiboyacense y occidente de los Santanderes. Esto se puede ver en la Figura 32.[4]

12.5. Probabilidad de ocurrencia del viento máximo

En este se hace referencia a la cuantificación de la frecuencia de ocurrencia de la mayor velocidad que presenta el viento en un lugar determinado, con base en las series históricas de datos.

En general, sobre el territorio nacional se presenta una probabilidad de ocurrencia del viento máximo muy baja, del orden de 4% - 8%.

Las mayores probabilidades de ocurrencia del viento máximo se presentan en el occidente del litoral del departamento del Valle del Cauca, nororiente de Casanare, occidente de Putumayo y centro-sur del Amazonas, esta máxima probabilidad es del orden del 16%. Como se puede ver en la Figura 33.[4]

12.6. Periodo de retorno del viento máximo.

Los periodos de retorno del viento máximo hacen referencia al tiempo esperado o lo que es lo mismo el tiempo medio entre sucesos de baja probabilidad, para lo cual se hace la cuantificación estadística de la probabilidad de ocurrencia de un evento máximo en el futuro, dentro de un umbral de tiempo determinado.

En el territorio nacional, se presenta un periodo de retorno del viento máximo de 20 a 30 años en las zonas de menor elevación, y para las zonas de montaña se presentan valores de 10 a 20 años, en donde fluyen vientos con velocidades significativas.

Para zonas de las regiones Orinoquía y Amazonía, concentradas en los departamentos de Casanare, Vichada, Meta y Amazonas, así como en La Guajira, se presentan periodos de retorno de 50 años. La posible ocurrencia de vientos más pequeña que va de 0 a 10 años, se presenta en las zonas del occidente del litoral Pacífico del Valle del Cauca y alrededor del archipiélago de San Andrés y Providencia. Estas probabilidades de ocurrencia se muestran en la Figura 34.[4]

12.7. Dirección del viento.

La dirección del viento define la procedencia del viento, es decir expresa el punto del horizonte desde el cual sopla el viento. Su unidad de medida son grados sexagesimales, contados en sentido de las manecillas del reloj, partiendo del norte geográfico, utilizando los rumbos de la rosa de vientos.

Desde una escala anual, se destaca el flujo del este de los alisios (típicos de la franja ecuatorial en superficie) en las regiones Andina, Orinoquía y Amazonía. En la región Caribe, en el sur del Cesar, zonas del litoral y La Guajira, se presentan vientos del este; entre Bolívar y Sucre fluye del sur y en Córdoba del oeste. [4]

Al mirar las regiones desde un comportamiento estacional se tiene que:

- Región Caribe.

A lo largo del año predomina vientos provenientes del norte y el este, especialmente se registran vientos del oeste en sectores del centro hacia el occidente de la región desde abril hasta noviembre y los vientos que se presentan en los departamentos de Sucre, Bolívar y Magdalena durante julio y agosto provienen del sur.

- Región Andina.

En las zonas montañosas de la Región Andina se identifica un patrón asociado al flujo típico de los vientos alisios, los cuales son recurrentes durante todo el año. Pero la zona norte de Antioquia difiere de dicho comportamiento ya que en él predominan vientos desde el oeste. Vientos de componente norte se observan en el área septentrional durante el primer y último trimestre del año.

- Región Orinoquía.

En esta región se presenta dos estados, el primero, en los meses de octubre a marzo, se presentan vientos provenientes del norte, los cuales se van tornando hacia componente sur desde mayo hasta agosto. Por otro lado, abril y septiembre presentan algún ingreso de viento del este con transición de los dos patrones mencionados.

- Región Amazonía.

Los meses comprendidos entre septiembre y febrero se presentan vientos con componente del norte, mientras que en febrero se observa componente del este, los cuales se extienden hasta abril. En las zonas desde el centro hacia el norte de la región se presentan vientos desde el sur en el mes de mayo. Vientos provenientes del oeste se presentan en julio, especialmente en los cuales se extienden por toda la región en el mes de agosto y durante septiembre se desplaza hacia el oriente de esta, puesto que la componente norte predomina hacia el sector occidental.

- Región Pacífica.

En esta región se presenta un solo patrón de comportamiento en el año el cual tiene componente sur-oeste. Sin embargo, durante diciembre a marzo se observa ingreso de viento del norte en el norte del Chocó.

- Áreas Marítimas

En esta se destaca el predominante flujo del sur en la Región Pacífica, el cual se ve interrumpido en el norte por viento que se desplaza hacia el sur durante el intervalo transcurrido entre diciembre y marzo, temporada en la que se observa la posición media de la zona de confluencia intertropical.

En el Caribe, se presenta flujo de viento de las componentes norte y oeste en general para los mismos sectores, durante todo el año. En la Figura 35 se presenta la dirección que predomina de forma anual en las diferentes regiones del país, y en la Figura 36 se muestra el ciclo de la dirección predominante del viento.[4]

12.8. Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento.

La distribución de probabilidad de Weibull nos permite representar la asimetría que presenta el comportamiento del viento, o en otras palabras permite describir la variación del viento en un emplazamiento típico. Por lo cual, la distribución de Weibull permite valorar la dispersión de un conjunto de datos alrededor de su valor medido.[19] Matemáticamente se expresa:

$$\sigma(C, K) = C \sqrt{r \left(1 + \frac{2}{K}\right) - r^2 \left(1 + \frac{2}{K}\right)} \quad [[3], Ecuación 2]$$

Donde:

σ = Distribución de Weibull
 C = Identifica el grado de dispersión de los datos alrededor de la media.
 K = Pendiente de la distribución de Weibull.

Entre menor sean los valores, menor será la dispersión de datos y por lo tanto mayor frecuencia de estos datos alrededor del promedio.

Esto resulta relevante pues si se presenta poca variación en las velocidades del viento, se asegura un mejor aprovechamiento energético más continuo de dicho recurso.

En la escala anual, se presentan desviaciones del orden de 3,5 a 4,0 m/s en las zonas entre el Nudo de los Pastos y El Macizo Colombiano. En los sectores de mayor elevación en la cordillera Oriental y en la región del mar Caribe se presentan valores alrededor de los 3 m/s. Los valores mínimos de desviaciones se presentan en el área marítima del Pacífico con registros que oscilan entre los 0,5 a 2,0 m/s. Esto se muestra en la Figura 37 y la Figura 38.[4]

12.9. Densidad del aire.

La densidad del aire se define como la masa por unidad de volumen de gases atmosféricos. Su comportamiento está determinado por la altura, la temperatura y la presión; principalmente la altura ya que los valores más altos de densidad en el aire se presenta a nivel del mar y van disminuyendo a medida que se aumenta la altura.

Esta propiedad del aire resulta relevante pues, la densidad del gas presente en un volumen dado es proporcional a la interacción molecular, lo cual provoca que un aire más denso golpee mejor las aspas de un molino o genere un mejor torque en las turbinas del rotor de una turbina, lo anterior para el caso eólico.

Como se mencionó anteriormente las variaciones espaciales de este parámetro depende de la altura por lo cual a nivel nacional depende de la topología del terreno. Los valores más bajo se presentan en las máximas elevaciones las cuales hacen parte del Macizo colombiano, en las regiones limítrofes entre Valle del Cauca y Tolima, sobre el eje cafetero a la altura del Parque Nacional Los Nevados y el altiplano cundiboyacense con valores del orden de $0,0 \text{ kg/m}^3$ y $0,85 \text{ kg/m}^3$. Con valores de $0,9 \text{ kg/m}^3$ a $1,1 \text{ kg/m}^3$ se encuentra el complejo orográfico de los Andes colombianos, especialmente en las cordilleras además de la sierra de la Macarena y la Sierra Nevada de Santa Marta. Los mayores valores de densidad se presentan en las zonas planas de la Orinoquía, Amazonía, Caribe, Pacífico y áreas marítimas, con valores de $1,1 \text{ kg/m}^3$ y $1,2 \text{ kg/m}^3$. Estas densidades son especificadas en la Figura 39 y la Figura 40, esta última mostrando además que es baja, pero se presenta un aumento de la densidad del aire de $1,10 \text{ kg/m}^3$ – $1,15 \text{ kg/m}^3$ a $1,15 \text{ kg/m}^3$ – $1,20 \text{ kg/m}^3$ en la Orinoquía.[4]

12.10. Densidad de energía eólica a 80 m.

La densidad de energía eólica hace referencia a la cantidad de energía acumulada y disponible en un lugar determinado, esta se calcula a partir de la energía cinética del viento. Dicho valor es un promedio temporal de energía disponible por metro cuadrado de área del barrido de una turbina, que se incrementa de forma potencial al cubo de dicha velocidad.

Para el cálculo de la densidad de energía eólica es necesario conocer la distribución de Weibull de los registros de la densidad del aire y la velocidad del viento.

El comportamiento de esta variable es proporcional a la velocidad del viento, que a su vez es influenciado por interacción de diferentes sistemas atmosféricos los cuales regulan las condiciones de tiempo en el país; en resumen, en lugares donde se presenta mayor velocidad del viento, se presentan mayores valores de densidad de energía, mientras que en ubicaciones donde la velocidad del viento es menor la densidad de energía se reduce significativamente.

Teniendo en cuenta los registros anuales, se tiene que las mayores densidades de energía se presentan sobre el mar Caribe, litoral de Bolívar, Atlántico, Magdalena, el norte de La Guajira y límite entre Nariño y Cauca, presentando valores mayores o iguales a 1000 W/m^2 . A diferencia de las regiones Pacífica y Amazonía, en el norte de la Andina y el sur de la Caribe, en donde se presentan las menores densidades de energía con valores que van desde 27 W/m^2 hasta los 125 W/m^2 . [4]

A continuación, se hace una descripción más específica de cada una de las regiones.

- **Región Caribe.**

En el litoral Caribe se presenta densidad energética con valores por encima de los 1331 W/m^2 durante todo el año. Los valores mayores o iguales de 1728 W/m^2 se registran de diciembre a julio desde Bolívar hasta La Guajira.

El norte de La Guajira presenta valores alrededor de 1728 W/m^2 en todo el año. El resto de la Región Central presenta valores que oscilan desde 27 W/m^2 hasta 216 W/m^2 .

- Región Andina.

Los valores en la región oscilan entre 8 W/m^2 y 125 W/m^2 .

Exceptuando las mayores elevaciones del Macizo Colombiano, desde el departamento de Nariño hasta el Quindío, en donde se presentan los máximos valores de densidad energética, los cuales son del orden de 1331 W/m^2 hasta 1728 W/m^2 . Seguido de valores que alcanzan 1331 W/m^2 en zonas de la cordillera Occidental entre Huila y los Santanderes.

- Región Orinoquía.

Los máximos valores se presentan durante los meses comprendidos entre noviembre y marzo, con máximos permanentes entre diciembre a febrero, que alcanzan los 512 W/m^2 , con énfasis en el norte de Vichada y el departamento de Casanare. En los meses restantes se presentan valores de con máximo de 125 W/m^2 .

- Región Amazonía.

Se presentan niveles bajo de densidad de energía eólica con valores máximos entre 64 W/m^2 a 125 W/m^2 en el periodo entre diciembre y febrero en los departamentos de Caquetá y Guaviare. Durante el resto del año presenta valores entre 27 W/m^2 y 64 W/m^2 .

- Región Pacífica.

En zonas de menor elevación el departamento del Chocó se registran valores de 27 W/m^2 a 64 W/m^2 , las demás zonas de la región presentan registros de densidad de energía eólica de 64 a 125 W/m^2 . Sobre el litoral, estos valores ascienden notoriamente al rango de 125 a 216 W/m^2 .

- Áreas Marítimas.

En el océano Pacífico los valores oscilan durante el año entre 343 y 729 W/m^2 .

En el mar Caribe los valores de densidad de energía son altos, mayores o iguales a los 1728 W/m^2 . [4]

Lo anterior descrito se muestra en la Figura 20 mostrando los valores promedio anuales, y en la Figura 21 se muestran los valores promediados por cada mes.

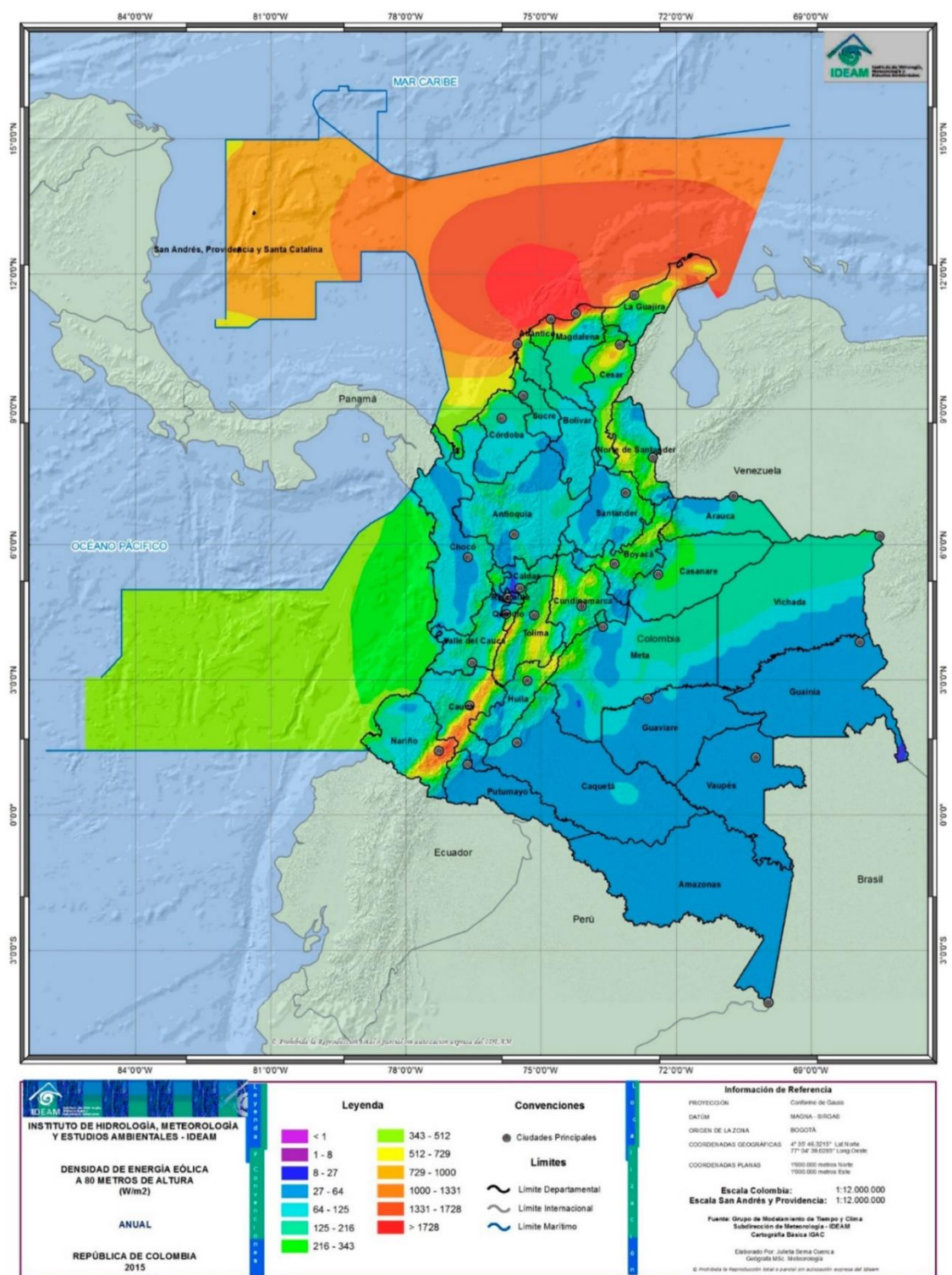


Figura 20. Densidad anual de energía eólica a 80 m de altura.
Fuente IDEAM.

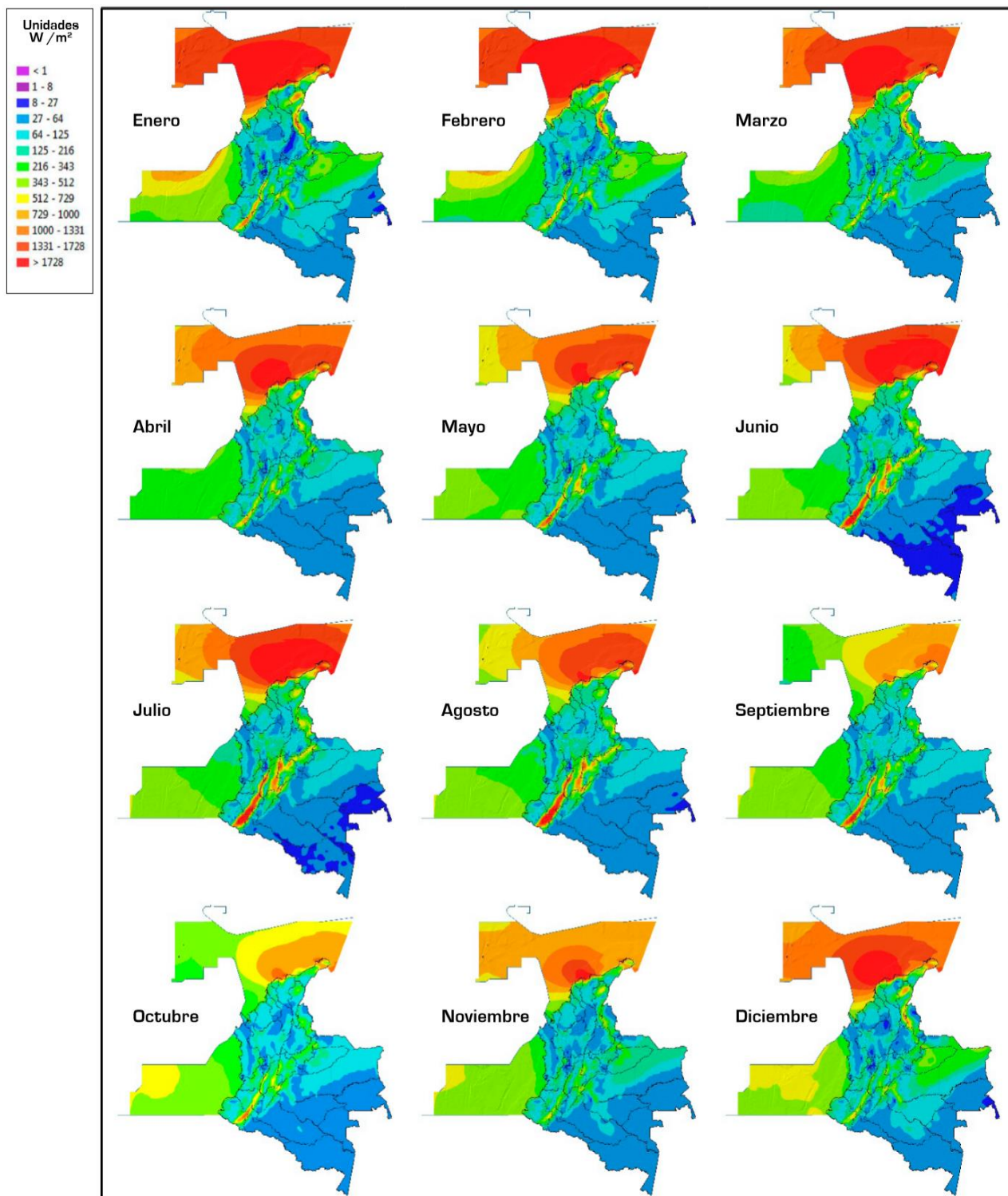


Figura 21. Ciclo anual de la densidad de energía eólica a 80 m de altura.
Fuente IDEAM.

13. Impacto ambiental

Como se ha mencionado anteriormente la energía eólica como fuente para generar electricidad es amigable con el medio ambiente, esto debido a que no genera gases de efecto invernadero.[20]

Por cada unidad de (kWh) de electricidad producida con aerogeneradores se desplaza una unidad de electricidad que iba a ser generada por una central que quema combustibles fósiles. Una turbina eólica del orden de 600 kW ubicada donde se presenten fenómenos ambientales favorables como el viento, la densidad del aire entre otros, en promedio reemplaza entre 20000 y 30000 toneladas de CO_2 , según el régimen de vientos y el factor de capacidad, en su vida útil de 20 años.[21]

Desde el punto de vista ambiental, poder generar energía eléctrica evitando el proceso de combustión supone un proceso muy limpio y amigable con el medio ambiente; además que no solo se suprime el proceso de combustión, sino que también se evita los impactos negativos originados por la extracción de combustibles, transformación y transporte.

14. Panorama a nivel región RAPE

14.1. Actual y en vigencia

De los 28 proyectos eólicos vigentes inscritos en la UPME, tan solo tres se encuentran dentro de la Región Central, estos están ubicados en el departamento de Boyacá.

La suma de potencias de los proyectos eólicos ubicados en Boyacá da 290 MW, lo que representa el 2% de la capacidad instalada de los proyectos eólicos en vigencia inscritos en la UPME.

En la Tabla 6 se muestran algunas especificaciones de estos proyectos.

Nombre Proyecto	Capacidad MW	Departamento	Municipio
RICAURTE	125,00	BOYACA	SAMACA
PARQUE EÓLICO COLIBRÍ III	92,00	BOYACA	RAQUIRA
PARQUE EÓLICO COLIBRÍ II	73,00	BOYACA	SACHICA

Tabla 6. Proyectos con vigencia inscritos en la UPME, Región Central.
Fuente UPME.

Samaca es el municipio con mayor capacidad instalada en los proyectos inscritos en la UPME con el 43%, seguido de Raquira con el 32% y por último Sachica con el 25% que equivale a 73 MW, como se muestra en la Figura 22.

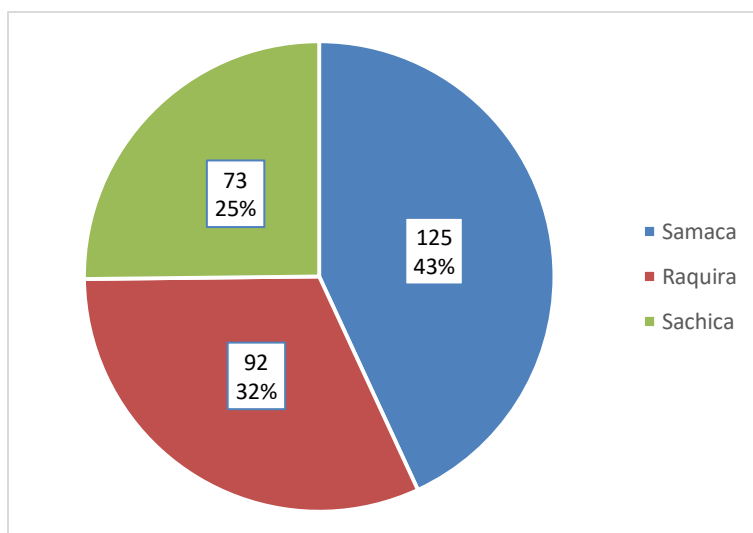


Figura 22. Capacidad de proyectos con vigencia inscritos en la UPME, Región Central.
Datos UPME; Elaboración propia.

15. Potencial eólico en la Región Central

Del estudio hecho en capítulos anteriores sobre el potencial eólico en Colombia, se reduce el espectro a la Región Central, como se muestra a continuación:

15.1. Velocidad del viento promedio a 2 m de altura, Región Central.

En la mayoría de la Región Central se presentan a 2 m de altura velocidades del orden de 0,5 a 2,5 m/s.

El Meta es el departamento que presenta las menores velocidades promedio de la región, presenta los registros con mayor velocidad en inmediaciones de Huila y Cundinamarca, con valores entre los 3,0 y los 4,0 m/s; en el caso de Cundinamarca se presentan vientos desde 2,5 hasta 5 m/s, presentando cuatro puntos con los mayores registros promedios de viento, el primero se presenta en los límites con Meta, el segundo en el oeste del departamento, en inmediaciones con el Tolima, el tercero y cuarto se presentan en el centro y noreste; por su parte Boyacá, presenta velocidades entre 1,0 m/s a 8 m/s, teniendo su punto de mayor velocidad en el noreste limitando con Arauca; por último el departamento de Tolima presenta velocidades promedio del orden de 1,0 a 8 m/s, este contiene los puntos con mayor área de la región con velocidades entre 7 a 8 m/s, en el oeste y sur-oeste en límites con los departamentos de Quindío, Valle del Cauca y Cauca. Lo anterior se puede ver en la Figura 41.

15.2. Velocidad del viento promedio a 10 m de altura. Región Central.

En la escala de la Región Central se presentan velocidades máximas por encima de los 6 m/s en las zonas con mayor elevación entre el macizo colombiano y el complejo montañoso ubicado en varios departamentos incluyendo el Tolima. Seguido de estas velocidades se encuentra el valle del Magdalena (en el departamento del Tolima) y el altiplano cundiboyacense, con velocidades de 5 m/s.

Los valores máximos de velocidad de viento en la Región Central se registran en el oeste y sur-oeste del Tolima, con valores que oscilan alrededor de los 6,0 m/s y los 7,0 m/s; en Cundinamarca se presentan vientos entre 7,0 y 8,0 m/s en el centro, noreste en cercanías a Boyacá, en el oeste en límites con Tolima y sur, en la periferia con Meta; por su parte Meta es el departamento que presenta menores velocidades promedio del viento en región, presenta un máximo en el noroeste con magnitudes del orden de 7,0 a 8,0 m/s. Esto se puede ver en la Figura 42.

15.3. Viento más probable a 10 m de altura. Región Central.

En la Región Central se presentan velocidades más probables del orden de 1 a 5 m/s. Meta es el departamento con menores velocidades, Cundinamarca, Tolima y Boyacá presentan vientos por el orden de los 5 m/s en gran parte sus superficies.

El Meta presenta en la gran mayoría de su área velocidades entre 1 y 3 m/s, exceptuando el noroeste, en límites con Huila y Cundinamarca con valores que oscilan entre los 4 a los 5 m/s; Boyacá tiene su máximo en el sureste pasando por el centro y terminando en noreste en límites con Arauca; por su parte Tolima presenta valores de 4 a 5 m/s en el oeste y suroeste y un pequeño punto en el centro; por último Cundinamarca presenta su máximos registros en una gran área que va desde el suroeste en límites con el Meta, pasando por el centro de acá existen dos ramificaciones, una al noreste en cercanías con Boyacá y la otra hacia el oeste en cercanías con Tolima. Se puede ver de forma más detallada en la Figura 43.

15.4. Velocidad máxima del viento. Región Central.

Las velocidades máximas del viento se presentan con mayor frecuencia sobre las mayores alturas del complejo orográfico colombiano. Estos valores máximos en los registros de las series de datos para la Región Central, se presentan con mayor magnitud en tres puntos específicos del territorio. El primero se presenta la periferia del Tolima con los departamentos de Valle del Cauca y Quindío con valores superiores a los 39 m/s. El segundo mayor registro de velocidad se presenta en el noreste de Cundinamarca en límites con Boyacá. Por último, en Boyacá con límites con Arauca se presentan velocidades máximas registradas mayores a 39 m/s. Meta es el departamento que presenta las menores velocidades dentro de la Región Central, en gran parte del territorio presenta máximas velocidades del orden de 21 a 27 m/s. Como se muestra en la Figura 44.

15.5. Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento. Región Central.

En general en el territorio nacional tanto continental como marítimo se presentan probabilidades muy bajas del orden de 4% a 8%. Y la Región Central concuerda con este comportamiento y tan solo en sur-oriente del Tolima y en Cundinamarca al sur de Bogotá se presenta valores entre 12% y 14% como puntos máximos de ocurrencia en la región. Esto se muestra en la Figura 45.

15.6. Periodo de retorno del viento máximo. Región Central.

La cuantificación estadística de la probabilidad de ocurrencia de un evento máximo en el futuro, suelen ser de 20 a 30 años para las zonas de menor elevación, y de 10 a 20 años en zonas de montaña.

En la Región Central predominan periodos de ocurrencia entre 10 20 años, se presenta un área en el centro noreste del Meta con valores de 40 hasta 60 años, en Tolima y Cundinamarca los valores registrados en la gran mayoría de sus áreas son de 10 a 20 años, con unos pequeños puntos que llegan hasta los 30 y 40 años; para el caso de Boyacá tiene un punto valores máximos en el sureste, cerca al departamento de Casanare con valores de 30 a 40 años. Como se ve en la Figura 46.

15.7. Dirección del viento. Región Central.

En la Región Central se identifican patrones de comportamiento sobre las regiones de montaña, asociado al fujo típico de los vientos alisios, recurrentes durante todo el año. En gran parte del territorio de Boyacá se presentan direcciones del viento de este y sureste, al igual que en Cundinamarca, Tolima presenta direcciones del viento de sureste, suroeste y sur, en el Meta las direcciones del centro hacia el este predominan vientos hacia el sureste y del centro del Meta hacia el oeste los viento son variados y no hay una predominancia significativa. Esto se muestra en la Figura 47.

15.8. Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento. Región Central.

La dispersión del conjunto de datos alrededor de su valor medio en la Región Central se presenta poca oscilación en los datos que varían entre 1,5 y 2,5 m/s. Esto se ve en la Figura 48.[23]

15.9. Densidad del aire. Región Central.

La densidad del aire está relacionada de forma proporcional con la altura sobre el nivel del mar, por lo tanto, se observan valores bajos en las zonas con mayor elevación del Macizo colombiano, en las regiones limítrofes entre el Valle del Cauca y Tolima, en el altiplano cundiboyacense con valores de 0,0 a 0,85 Kg/m³. Dentro de la Región Central el departamento con densidad de aire mayor es el Meta, con valores entre 1,10 y 1,20 Kg/m³, exceptuando el noroeste en límites con Huila y Cundinamarca donde se presentan calores inferiores a los 1,05 Kg/m³; Tolima presenta valores inferiores a 1,05 Kg/m³ excepto en el noreste del departamento en límites con Cundinamarca; por su parte en Cundinamarca y Boyacá los valores son inferiores a 1,00 Kg/m³ en la mayoría de su superficie. Como se muestra en la Figura 49.

15.10. Densidad de energía eólica a 80 m de altura. Región Central.

Esta cantidad de energía acumulada y disponible a partir de la energía cinética del viento. Para la Región Central, los valores oscilan entre 8 W/m² y 125 W/m² con un máximo en el departamento de Tolima entre el punto común que comparte con Quindío y Valle del Cauca.

El Meta tiene la menor densidad de energía eólica con valores promedios que van desde 8 W/m² a 216 W/m², El departamento de Cundinamarca cuenta con los mayores valores en los límites con Tolima, estos son del orden de 512 W/m² a 729 W/m². Boyacá tiene valores máximos de 343 W/m² a 600 W/m² en el sur de su periferia con Arauca. Esto se puede ver en la Figura 23.

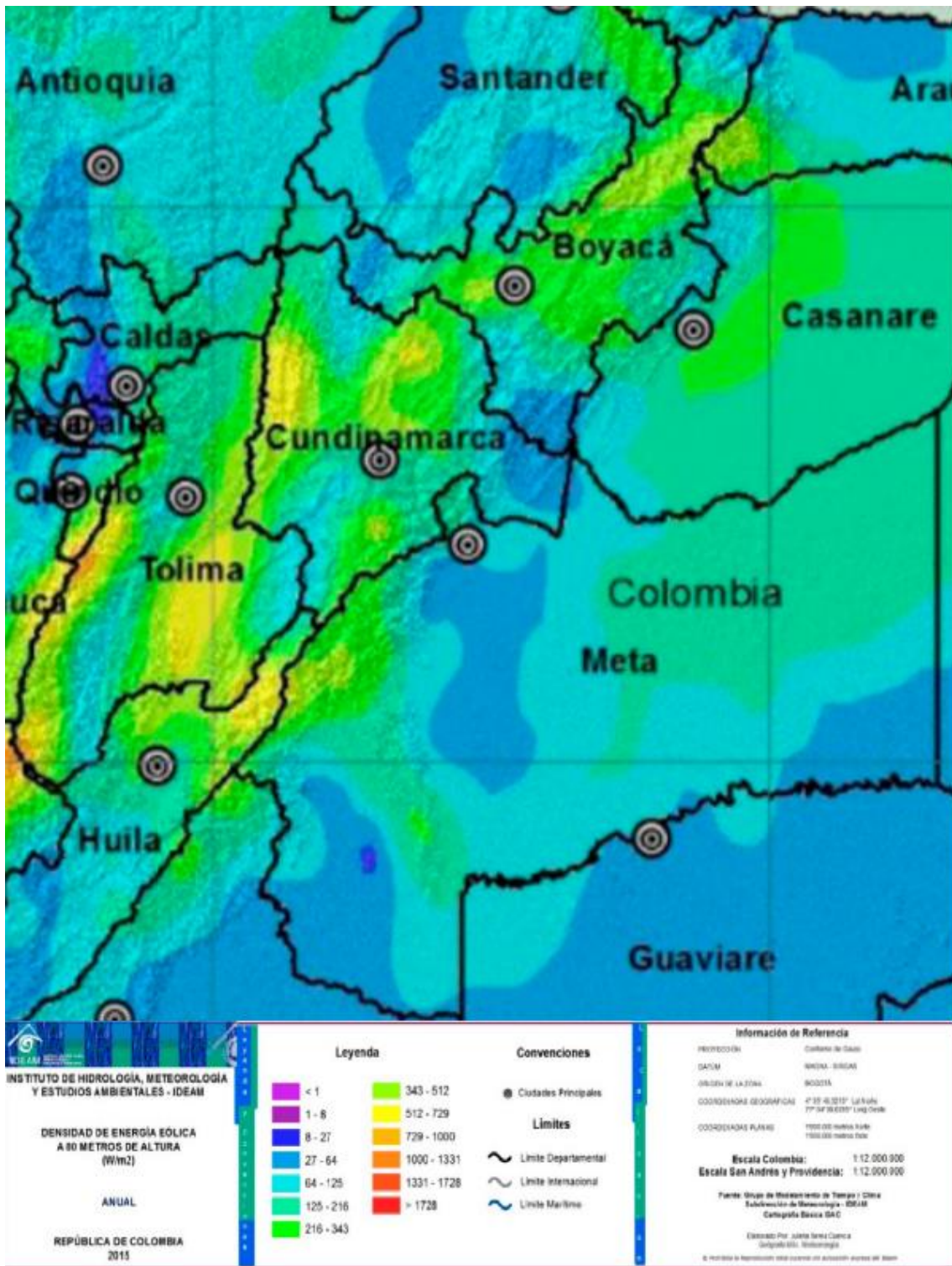


Figura 23. Densidad anual de energía eólica a 80 m de altura. Región Central.
Fuente IDEAM.

Análisis local de radio estaciones.

El comportamiento de las variables meteorológicas está determinado por las características geográficas y la dinámica atmosférica. En las Tabla 7 y Tabla 8 se presentan un cuadro resumen de las estaciones convenciones del IDEAM las cuales describen la climatología del viento a nivel local, se muestran las estaciones que se encuentran dentro de la Región Central. Se aclara que Colombia cuenta con 67 estaciones convencionales y están ordenadas de mayor a menor en una escala anual que presentan mayores velocidades de viento en la superficie, registrada a 10 m de altura, según los estándares y la normatividad de la OMM.[4] En la Figura 24 se muestra el mapa nacional con las posiciones anteriormente descritas y en la Figura 25 se muestra las estaciones en la Región Central con sus respectiva posición.

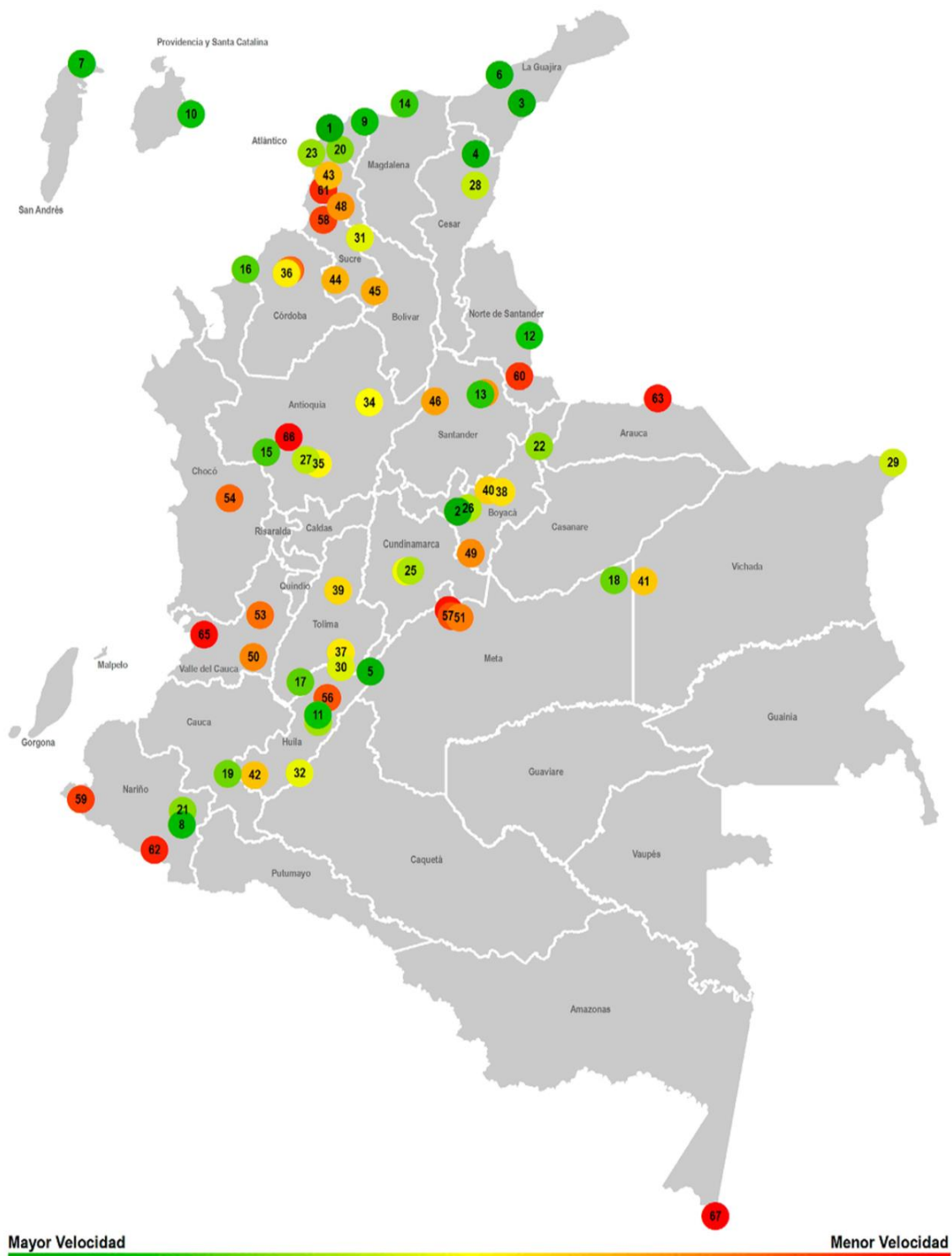


Figura 24. Posición nacional referente a los promedios anuales de velocidad del viento.
Fuente IDEAM.

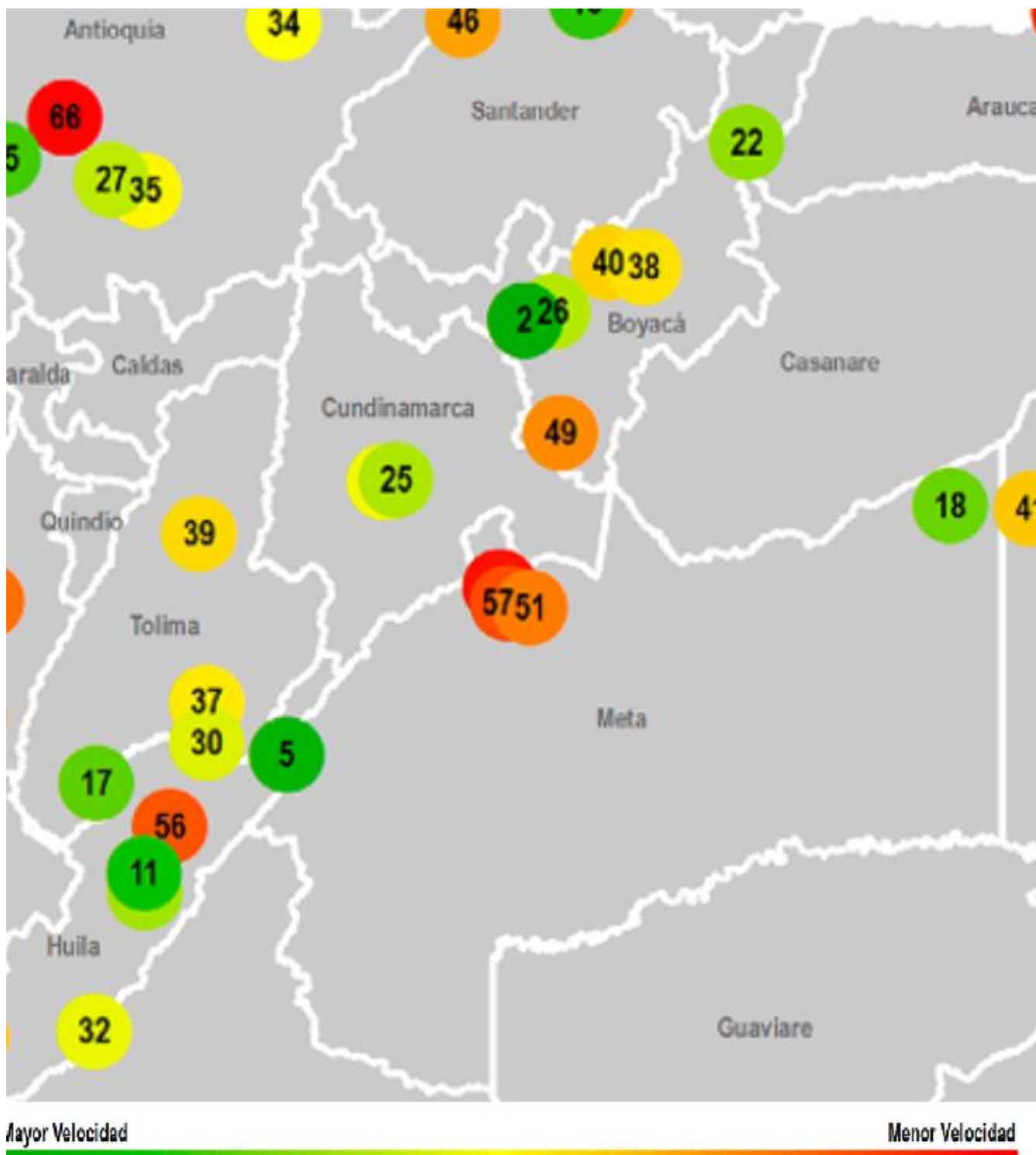


Figura 25. Posición nacional referente a los promedios anuales de velocidad del viento. Región Central.
Fuente IDEAM.

En la Tabla 7 y Tabla 8, se muestran el departamento, el municipio, la corriente de viento a la que pertenece el viento, el periodo de tiempo en el cual se tomaron las medidas, los registros promediados por mes y por año y la posición que ocupa a nivel nacional de las estaciones ubicadas dentro de la Región Central. Dentro de la región se encuentra 15 estaciones meteorológicas ubicadas de la siguiente manera, Bogotá y Cundinamarca cuenta con una estación respectivamente, le sigue Tolima con tres estaciones, Meta con cuatro y Boyacá con seis, es el departamento con mayor número de estaciones dentro de la Región Central.

Lo anterior muestra que en segundo lugar a nivel nacional de velocidad del viento a 10 m de altura se encuentra la estación convencional ubicada en Boyacá en el municipio de Samacá, en el puesto 17 y 18 se encuentra Planadas en Tolima y Puerto Gaitán en el Meta respectivamente.

Estación	Departamento	Municipio	Corriente	Periodo	Anual	Posición
Villa Carmen	Boyacá	Samacá	Gachaneca	2002 - 2008	4,01	2
Apto. Planadas	Tolima	Planadas	Ata	1981 - 2001	2,59	17
Carimagua	Meta	Puerto Gaitán	Muco	1981 - 2003	2,51	18
Sierra Nevada del Cocuy	Boyacá	Güicán	Quebrada Lagunillas	2002 - 2008	2,46	22
Apto. El Dorado	Bogotá D.C.	Bogotá D.C.	Bogotá	1981 - 2010	2,31	25
U.P.T.C	Boyacá	Tunja	Chulo	2001 - 2008	2,26	26
Tibaitatá	Cundinamarca	Mosquera	Balsillas	1981 - 2009	2,01	33
Anchique	Tolima	Natagaima	Anchique	2002 - 2009	1,97	37
Belecito	Boyacá	Nobsa	Chicamoca	2002 - 2012	1,88	38
Apto. Perales	Tolima	Ibagué	Opia	1981 - 2010	1,87	39
Sirbata Bonza	Boyacá	Duitama	Surba	2002 - 2004	1,83	40
Inst. Agropecuario de Macanal	Boyacá	Macanal	Bata	1983 - 2008	1,57	49
La Libertad	Meta	Villavicencio	Negro	1981 - 2010	1,52	51
UNILLANOS	Meta	Villavicencio	Guatiquía	1983 - 2010	1,31	57
Apto. Vanguardia	Meta	Villavicencio	Guatiquía	1981 - 2010	1,18	64

*Tabla 7. Posición nacional referente a los promedios anuales de velocidad del viento-1, Región Central.
Fuente UPME.*

Estación	Departamento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Posición
Villa Carmen	Boyacá	3,9	3,7	3,7	3,6	4,3	4,4	4,6	4,9	4,3	3,5	3,3	3,9	2
Apto. Planadas	Tolima	2,7	2,6	2,5	2,5	2,6	2,5	2,8	2,8	2,8	2,5	2,3	2,5	17
Carimagua	Meta	3,8	3,6	2,8	2,1	1,9	2	2	2	1,9	2,1	2,5	3,4	18
Sierra Nevada del Cocuy	Boyacá	2,6	2,5	2,4	2,2	2,3	2,7	2,7	2,7	2,2	2,1	2,7	SD	22
Apto. El Dorado	Bogotá D.C.	2,2	2,3	2,3	2,1	2,2	2,6	2,7	2,7	2,3	2,1		2,1	25
U.P.T.C	Boyacá	2,3	2,4	2,3	2	2,1	2,5	2,5	2,6	2,2	2,1	2	2,1	26
Tibaitatá	Cundinamarca	1,9	2	2	1,8	1,9	2,2	2,3	2,4	2,1	1,9	1,8	1,9	33
Anchique	Tolima	1,3	1,4	1,4	1,5	2	2,5	3,1	3,6	2,8	1,6	1,2	1,2	37
Belecito	Boyacá	2	2	1,9	1,7	1,9	2	2	2	1,8	1,7	1,7	1,8	38
Apto. Perales	Tolima	1,8	1,9	1,9	1,7	1,8	2	2,2	2,3	1,9	1,7	1,6	1,6	39
Sirbata Bonza	Boyacá	2,1	2,3	1,9	1,7	1,8	1,7	2	2,1	1,7	1,7	1,8	1,2	40
Inst. Agropecuario de Macanal	Boyacá	1,8	1,8	1,7	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,6	49
La Libertad	Meta	1,8	1,8	1,6	1,4	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	51
UNILLANOS	Meta	1,3	1,4	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	57
Apto. Vanguardia	Meta	1,2	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	64

*Tabla 8. Posición nacional referente a los promedios anuales de velocidad del viento-2, Región Central.
Fuente UPME.*

Lista de importancia de instituciones involucradas

UPME

IDEAM

Índice de mapas

Figura # mi documento	Nombre de la Figura	Documento de donde la saqué	Figura # en el documento origen	Nombre en documento origen.
12	Velocidad promedio anual del viento a 2 m de altura; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Mapa 3,1	Velocidad promedio anual del viento a 2 m de altura
13	Ciclo anual de la velocidad promedio del viento a 2 m de altura; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Figura 3,1	Ciclo anual de la velocidad promedio del viento a 2 m de altura
14	Velocidad promedio anual del viento a 10 m de altura; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Mapa 3,2	Velocidad promedio anual del viento a 10 m de altura
15	Ciclo anual de la velocidad promedio del viento a 10 m de altura; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Figura 3,2	Ciclo anual de la velocidad promedio del viento a 10 m de altura
16	Velocidad anula del viento más probable a 10 m de altura; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Mapa 3,3	Velocidad anula del viento más probable a 10 m de altura
17	Ciclo anual de la velocidad del viento más	Atlas de vientos de Colombia	Figura 3,3	Ciclo anual de la velocidad del viento más

Figura # mi documento	Nombre de la Figura	Documento de donde la saqué	Figura # en el documento origen	Nombre en documento origen.
	probable a 10 m de altura; Elaboración UPME.	IDEAM UPME		probable a 10 m de altura
18	Velocidad máxima del viento; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Mapa 3,4	Velocidad máxima del viento
19	Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Mapa 3,5	Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento
20	Periodo de retorno de la velocidad máxima del viento; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Mapa 3,6	Periodo de retorno de la velocidad máxima del viento; Elaboración UPME.
21	Dirección predominante del viento; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Mapa 3,7	Dirección predominante del viento
22	Ciclo anual de la dirección predominante del viento; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Figura 3,4	Ciclo anual de la dirección predominante del viento
	Desviación estándar anual según Weibull para la velocidad del viento;		Mapa 3,8	Desviación estándar anual según Weibull para la velocidad del

Figura # mi documento	Nombre de la Figura	Documento de donde la saqué	Figura # en el documento origen	Nombre en documento origen.
	Elaboración UPME.			viento
	Ciclo anual del comportamiento de la desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento; Elaboración UPME. Densidad del aire		Figura 3,5	Ciclo anual del comportamiento de la desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento
23	Densidad del aire anual; elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Mapa 3,9	Densidad del aire anual
24	Ciclo anual del comportamiento de la densidad del aire; Elaboración UPME.	Atlas de vientos de Colombia IDEAM UPME	Figura 3,6	Ciclo anual del comportamiento de la densidad del aire
25	Densidad anual de energía eólica a 80 m de altura; Elaboración UPME.		Mapa 3,10	Densidad anual de energía eólica a 80 m de altura
26	Ciclo anual de la densidad de energía eólica a 80 m de altura; Elaboración UPME.		Figura 3,7	Ciclo anual de la densidad de energía eólica a 80 m de altura

Recomendaciones

- Actualizar la información que se encuentra en el atlas de los vientos

- Instalar mayor número de estaciones meteorológicas, especialmente en el Oeste y Suroeste del Tolima, en límites con Quindío, Cauca y Valle del Cauca, debido a que allí es donde se presenta la mayor densidad energética de la Región Central y e requiere tener datos más precisos y exactos.
- Teniendo en cuenta que dentro de la Región Central el departamento con mayor densidad energética es Tolima, se recomienda incentivar más proyectos de generación eólica en este departamento.
- Aprovechar el departamento de Boyacá en límites con Arauca, instalando proyectos de generación eólica.
- Instalar proyectos eólicos en el sur del Meta, limitando con Huila, pues el punto de mayor densidad energética del departamento.
- Instalar proyectos eólicos en el sur de Cundinamarca, en límites con Tolima, ya que es el punto que presenta mayor densidad energética dentro del departamento.

Conclusiones

- El atlas de los vientos fue publicado en el 2017, pero con datos del 2015
- En Colombia se encuentran 16 estaciones meteorológicas, con las cuales se hace el levantamiento de la información para poder hallar la densidad energética eólica.
- Dentro de la Región Central los departamentos con mayor densidad energética eólica son Tolima y Boyacá.
- Los proyectos eólicos vigentes en la región son pocos en comparación con el potencial energético eólico presente en la Región Central.
- Tolima tiene una gran densidad energética en comparación con los demás departamentos de la Región Central, pero no cuenta con proyectos eólicos vigentes inscritos en la UPME.
- Los proyectos eólicos inscritos en la UPME solo se encuentran en Boyacá, aun cuando Tolima es el departamento que presenta mejores densidades energéticas dentro de la Región Central.
- Boyacá presenta un punto con mayores densidades energéticas, en los límites con Arauca, en comparación con los puntos en donde se encuentran ubicados los proyectos inscritos en la UPME, por lo tanto, el departamento cuenta con un gran potencial eólico sin aprovechar.

[22][24][25][26][27][28][29][30][31][32][33][34][35][36][37][38][39][40][41][42][43][44][45]
[46][47][48][49][50][51][15][52][53][35][54][55][56][57][58][59][60][61][62]

Bibliografía

- [1] International Energy Agency - IEA, «World Energy Outlook 2018: The Future is Electrifying», *Int. Energy Agency IEA*, 2018.
- [2] A. Sepúlveda, «La Energía Eólica en Colombia: Desarrollos-Usos», *Rev. Procesos. Vientos Cambio*, n.º 2, pp. 5-8, 2009.
- [3] J. Soto Gutiérrez, «Desarrollo de la Energía Eólica en Colombia», *Univ. América*, 2016.
- [4] M. y E. ambientales-I. Unidad de planeación mimerio energético - UPME, Instituto de Hidrología, *Atlas de viento de Colombia*. 2017.

- [5] Asociación Empresarial Eólica - AEE, «Anuario Eólico 2019», 2018.
- [6] J. Moragues y A. Rapallini, «Energía eólica», *Energía Eólica*, p. 22, 2003.
- [7] J. Mur Amada, «Curso de energía eólica», *Master Eur. en Energías Renov. y Efic. Energética*, p. 108, 2009.
- [8] R. Ferry y E. Monoian, «A Field Guide to Renewable Energy technologies», p. 69, 2012.
- [9] F. Eraso Checa y E. Escobar Rosero, «Metodología para la determinación de características del viento y evaluación del potencial de energía eólica en Túquerres-Nariño», *Rev. científica*, vol. 1, n.º 31, pp. 19-31, 2018.
- [10] S. Arciniegas Arenas, Esneider, E., Flórez, J., «Diseño y simulación de un concentrador de flujo para aumentar la potencia eólica disponible en un aerogenerador de baja potencia», vol. 9, n.º 2, pp. 127-135, 2018.
- [11] C. Veloz y C. Augusto, «Estudio técnico económico para el suministro de electricidad de baja potencia, a través de energía eólica.», p. 97, 2011.
- [12] G. Wind y E. Council, «2018 Wind Energy Report», *Global Wind Energy Council. - GWEC*, n.º April, 2019.
- [13] R. Regueiro Ferreira y H. Chavez Acosta, «El desarrollo eólico en Brasil, Ecuador y España: Reflexiones a partir del marco normativo», *Rev. Estud. económicos y Empres.*, n.º 26, pp. 95-112, 2014.
- [14] KPMG, «Desarrollo de energías renovables. Contexto latinoamericano y el caso argentino», *Energía y Recur. Nat.*, vol. 1, pp. 1-16, 2016.
- [15] P. Meisen y S. Krumpel, «Renewable Energy Potential of Latin America», *Environ. Earth Sci.*, vol. 70, n.º 8, pp. 3875-3893, 2009.
- [16] A. C. Ayestarán, «Perspectivas De Desarrollo De La Energía Eólica En La Argentina Y El Mundo», *Director*, p. 81, 2005.
- [17] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2015.
- [18] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, «Informe de Registro de Proyectos de Generación Inscripción según requisitos de las Resoluciones UPME No . 0520 , No . 0638 de 2007 y No . 0143», n.º 0520, 2019.
- [19] D. Henao león, A. C. Báez Alarcón, y J. B. Pedroza Rojas, «Metodología para determinar la viabilidad de generación de energía eléctrica por medio del recurso eólico», *Investig. e Innovación en Ing.*, vol. 6, n.º 2, pp. 6-15, 2018.
- [20] P. A. Moreno Córtes, «Energía eólica: ventajas y desventajas de su utilización en Colombia», 2013.
- [21] A. T. R. Jaime A. Morangues, «Aspectos ambientales de la energía eólica», pp. 1-10, 2004.
- [22] A. Cusarí y J. Quiroga, «Estudio del potencial de generación de energía eólica en la zona del páramo de Chontales, municipios de Paipa y Sotaquirá, departamento de Boyacá a 3534», *Rev. Av. Investig. en ...*, vol. 10, n.º 2, pp. 18-26, 2013.

- [23] W. F. Álvarez Castañeda y L. A. Martínez Tejada, «Aplicación de la Ecuación de Weibull para determinar el potencial eólico en Tunjá, Colombia», *XX Simp. Peru. Energía Sol.*, pp. 11-15, 2013.
- [24] W. F. S. T. Alvarez Castañeda y A. C. L. de C. Alvarado Fajardo, «Evaluación del potencial eólico en el alto de Soracá-Tunja», pp. 8-10, 2014.
- [25] D. Fernando, F. Fajardo, S. María, R. Caicedo, L. Alberto, y R. Narváez, «Análisis del recurso eólico en regiones ZNI de nariño», *Tecnura Tecnol. y Cult. Afirmando el Conoc.*, vol. 19, n.º 2, pp. 78-82, 2015.
- [26] C. Ochoa, «Modelado De La Generación Eólica Para Estudios En Redes Eléctricas», ., p. 90, 2011.
- [27] C. D. González Cantino, «Análisis del pontencia técnico, económico y ambiental del aprovechamiento de energía eólica en la Ciénaga de la Virgen», *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, n.º 9, pp. 1689-1699, 2019.
- [28] C. Arnés Gonzáles, «Estudio del potencial eólico para generación eléctrica en el itsmo de Tehuantepec, Oaxaca, México», *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind.*, vol. 125, n.º November, pp. 248-257, 2017.
- [29] I. Pertini, J. Denegri, y E. Hadad, «INVESTIGACION Y ESTUDIO AMBIENTAL , ECONOMICO Y SOCIAL , DE LA MICROAEROGENERACION EN SIERRA DE LOS PADRES», 2014.
- [30] C. M. Ochoa, J. D. H. Betancur, y Ó. M. G. Múnera, «La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales», *Cuad. Adm.*, vol. 25, n.º 44, pp. 193-231, 2012.
- [31] J. Encinas, R. Torrez, y F. Ghezzi, «Características del viento y del potencial eólico del altiplano central», pp. 20-24, 2015.
- [32] H. A. Restrepo y I. A. Isaac, «Esquema de incorporación de las Smart Grids en el sistema de potencia colombiano», *Rev. Investig. Apl.*, vol. 5, n.º 1, pp. 21-26, 2011.
- [33] D. A. Perdomo Delgado, M. T. Jaimes Herrera, y J. E. Almeida, «La energía eólica como energía alternativa para el futuro de Colombia», *El Centauro*, 2014.
- [34] J. Muñoz Marcillo y F. Chávez Fuentes, «Determinación de áreas óptimas para instalaciones de energía solar y eólica en Quevedo, provincia de Los Ríos, aplicando sistemas de información geográfica», *RIAT Rev. Interam. Medioambiente y Tur.*, vol. 12, n.º 2, pp. 129-138, 2016.
- [35] C. J. Noriega y G. E. Díaz Bustos, «Recurso eólico en colombia», pp. 43-50, 2011.
- [36] I. A. Isaac, H. Biechl, y J. W. Gonzalez, «La energía eólica en Alemania: experiencias a tener en cuenta para el caso colombiano», *Rev. Investig. Apl.*, vol. 2, n.º 2, pp. 52-64, 2008.
- [37] I. Freddy, A. Leal, M. Mauricio, H. Cely, U. Francisco, y D. P. Santander, «Estudio Del Potencial Eólico Y Solar De Cúcuta, Norte De Santander», vol. 2, n.º 22, 2013.
- [38] A. Londoño, «Energías renovables en Colombia: una aproximación desde la economía», *Rev. Ciencias Estrategicas*, vol. 25, pp. 375-390, 2017.
- [39] A. Realpe Jiménez y J. A. Diazgranados, «Generación Eléctrica Y Evaluación Del

Potencial De Energía Eólica En Regiones De Colombia», vol. 171, pp. 116-122, 2012.

- [40] V. Cauca, «Análisis de recurso solar y eólico en Colombia. Caso Valle del Cauca», *El Hombre y la Máquina*, n.º 37, pp. 34-42, 2011.
- [41] F. Calizto Chavarro y L. M. Garzón Oejuela, «Propuesta de incentivos para el desarrollo de proyectos de autogeneración de energía eólica en el departamento de Cundinamarca», pp. 1-93, 2016.
- [42] L. O. Gonzalez, A. F. Rojas, y E. L. Varela, «Pueden Aprovecharse las Bajas Velocidades de Viento en Colombia, para Abastecimiento Electrico: Un Ejemplo Hipotético.», *Virtualpro*, vol. 1, n.º 123, p. 15, 2012.
- [43] R. C. Siabato Benavides, «Identificación de proyectos con potencial de generación de energía eólica como complemento a otras fuentes de generación eléctrica en el departamento de Boyacá», p. 156, 2018.
- [44] J. Diego y G. Ospina, «Caracterización Y Energización De Unidades Educativas En El Departamento Del Meta», 2016.
- [45] F. Delgado, D. Villamil, y E. Salazar, «Estudio del Potencial Eólico en Santa Rosa de Cabal para la Generación de Electricidad por Medio de Aerogeneradores», *Sci. Tech.*, n.º 51, pp. 222-229, 2012.
- [46] J. Serrano Rico, «Comparación de métodos para determinar los parámetros de Weibull para la generación de energía eólica», *Sci. Tech.*, vol. 18, n.º 2, pp. 315-320, 2013.
- [47] L. F. Coca Sema y N. F. Ferreira, «Diseño de un sistema de generación eólica para la iluminación exterior con tecnología LED, en un predio comercial en Atos de Cazucá-Cundinamarca», *Univ. Dist. Fr. Jose Caldas*, vol. 1, n.º 29, p. 63, 2015.
- [48] C. Angarita, «Una nueva perspectiva de la integración energética en Sudamérica», *Adm. y Desarro.*, vol. 46, n.º 1, pp. 23-32, 2016.
- [49] C. A. Zafra, L. H. Castillo, y S. A. Rico, «Pre-Factibilidad Técnica En La Generación De Energía Eólica Para Plantas Convencionales De Potabilización De Agua: Un Caso Regional Colombiano.», *Rev. U.D.C.A Actual. Divulg. Científica*, vol. 16, pp. 223-233, 2013.
- [50] J. H. Fonseca Mendoza y E. E. Manrique Lopez, «Diseño de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de recurso eólico (estudio de caso)», *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, n.º 9, pp. 1689-1699, 2013.
- [51] M. A. Loaiza Ocampo y I. Químico, «Metodología para la evaluación del potencial energético solar, eólico y de agua lluvia para aprovechamiento en zonas rurales de Bogotá», *reponameExpedito Repos. Inst. UJTL*, 2018.
- [52] N. L. Rondón Flórez, J. S. Bedoya Fierro, y I. Quitora Mendoza, «Metodología para un proyecto sostenible de energía comunitaria en el resguardo indígena Aico, departamento del Tolima», 2017.
- [53] L. C. Acosta Garcia y D. E. Pedraza Castellanos, «Diseño de una red híbrida para zona no interconectada en Tocaima-Cundinamarca como caso de estudio», *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, n.º 9, pp. 1689-1699, 2013.

- [54] S. Arjona Arozco y M. Á. Gómez Martínez, «Metodología de análisis cuantitativo para velocidades de viento y su factibilidad de generación mini-eólica en bogotá», n.º 1, pp. 2640-2644.
- [55] V. Duarte, V. Vega, y R. Serrano, «Evaluación y caracterización del recurso eólico en la Universidad Francisco de Paula Santander, Cúcuta, y prospectiva para el aprovechamiento energético en el Norte de Santander», *El Hombre y la Máquina*, n.º 46, pp. 144-152, 2015.
- [56] E. Ojeda Camargo, J. E. Candelo Becerra, y J. I. Silva-Ortega, «Caracterización de los potenciales de Energía Solar y Eólica para la integración de Proyectos sostenibles en Comunidades Indígenas en La Guajira Colombia», *Espacios*, vol. 38, n.º 37, 2017.
- [57] A. alfonso Guauque Pesca y G. F. Torres Ardila, «Análisis aerodinámico de una microturbina eólica de eje vertical para la generación de energía eléctrica en la zona urbana de Bogotá, Colombia», *Statew. Agric. L. Use Baseline 2015*, vol. 1, 2015.
- [58] H. García, A. Corredor, L. Calderón, y M. Gómez, «Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia», *Annu. Rep. - Conf. Electr. Insul. Dielectr. Phenomena, CEIDP*, pp. 1157-1160, 2013.
- [59] J. D. Pulgarín García, «Potencial de generación eléctrica con sistemas híbridos fotovoltaico-eólico en zonas no interconectadas de Colombia», *instnameUniversidad Pontif. Boliv.*, pp. 1-97, 2014.
- [60] J. M. Lara Ariza, «Cuantificación del potencial energético del recurso eólico y solar del departamento de Putumayo como energías alternativas para la generación de energía eólica y fotovoltaica», n.º 1, p. 43, 2018.
- [61] J. C. Calderón R, J. R. Marín T, y D. M. Martinez C, «Desarrollo de una método para la adquisición de datos para la estación meteorológica y cálculo de los potenciales eólico y solar de la Facultad Tecnológica de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas».
- [62] A. R. Guio, «Análisis de conveniencia para la aplicación de energía solar fotovoltaica y/o eólica en la sede bosa-porvenir de la Universidad Distrital Franciso José de Caldas», 2019.

Tabla de entidades

Entidad	Siglas	Página Web	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Comisión de Regulación de energía y Gas	CREG	www.creg.gov.co	Pública		Normatividad	Funciona como entidad regulatoria para los recursos energéticos buscando brindar garantías a los usuarios que hagan uso de los mismos.

Entidad	Siglas	Página Web	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Consejo Mundial de Energía	WEC	https://www.worldenergy.org/	Privada	Internacional	Energético	Definir, habilitar y acelerar las transiciones energéticas exitosas mientras se mantiene una perspectiva global de tecnología y recursos neutrales y mediante el uso generalizado de un kit de herramientas de liderazgo de transición flexible, información, eventos interactivos y plataformas dinámicas para entregar momentos estratégicos de impacto.
EL INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS	IPSE	www.ips.gov.co	Pública	Nacional	Energía Eléctrica	Se ha encargado del estudio y búsqueda de implementación de proyectos geotérmicos, en las regiones del país con potencial de tal recurso.

Entidad	Siglas	Página Web	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Expertos en Mercados	XM	https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestro-empresa-quienes-somos.aspx	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Realiza la gestión de sistemas en tiempo real consistente en la planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de sistemas transaccionales o plataformas tecnológicas, que involucran el intercambio de información con valor agregado, y mercados de bienes y servicios relacionados.
Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales	IDEAM	http://www.ideam.gov.co/	Pública	Nacional		El IDEAM es una institución pública de apoyo técnico y científico al Sistema Nacional Ambiental, que genera conocimiento, produce información confiable, consistente y oportuna, sobre el estado y las dinámicas de los recursos naturales y del medio ambiente, que facilite la definición y ajustes de las políticas ambientales y la toma de decisiones por parte de los sectores público, privado y la ciudadanía en general.”
Ministerio De Minas Y Energía	MinMinas	https://www.minenergia.gov.co	Pública	Nacional	Energético	Su función consiste en la formación y adopción de políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos para la contribución del desarrollo económico y social del país.

Entidad	Siglas	Página Web	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Unidad de Planeación Minero Energética	UPME	http://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx	Pública	Nacional	Energético	Planea el desarrollo minero - energético, apoya la formulación e implementación de la política pública y genera conocimiento e información para un futuro sostenible. Es decir, planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos, así mismo, produce y divulga la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones y apoya al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas

Tabla importancia Bibliografía

ID	Tipo	Nombre	Fuente
[3]	Documento	<i>Atlas de viento de Colombia. 2017</i>	Unidad de planeación mimerio energético UPME
[17]	Documento	Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia	Unidad de planeación mimerio energético UPME
[18]	Documento	Informe de Registro de Proyectos de Generación Inscrición según requisitos de las Resoluciones UPME No . 0520 , No . 0638 de 2007 y No . 0143», n.º 0520, 2019.	Unidad de planeación mimerio energético UPME
[1]	Documento	World Energy Outlook 2018: The Future is Electrifying	International Energy Agency - IEA
[9]	Documento	2018 Wind Energy Report	<i>Golbal Wind Energy Counc. GWEC</i>
[2]	Documento	La Energía Eólica en Colombia: Desarrollos-Usos	A. Sepúlveda
[4]	Documento	Anuario Eólico 2019	Asociación Empresarial Eólica - AEE
[6]	Documento	Curso de energía eólica	J. Mur Amada
[5]	Documento	Energía eólica	J. Moragues y A. Rapallini
[8]	Documento	Diseño y simulación de un concentrador de flujo para aumentar la potencia eólica disponible en un aerogenerador de baja potencia Design and simulation of a flow concentrator to increase the wind power available in a low power wind turbine	J. S. Esneider Arciniegas Arenas, E. Flórez
[7]	Documento	A Field Guide to Renewable Energy technologies	R. Ferry y E. Monoian
[12]	Documento	Energía eólica: ventajas y desventajas de su utilización en Colombia	M. C. P. Andrea
[13]	Documento	Aspectos ambientales de la energía eólica	A T. R. Jaime A. Morangue

ID	Tipo	Nombre	Fuente
[26]		Modelado De La Generación Eólica Para Estudios En Redes Eléctricas	C. Ochoa
[30]		La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales	C. M. Ochoa, J. D. H. Betancur, y Ó. M. G. Múnera
[27]		Análisis del pontencia técnico, económico y ambiental del aprovechamiento de energía eólica en la Ciénaga de la Virgen	C. D. González Cantino
[29]		INVESTIGACION Y ESTUDIO AMBIENTAL , ECONOMICO Y SOCIAL, DE LA MICROAEROGENERACION EN SIERRA DE LOS PADRES	I. Pertini, J. Denegri, y E. Hadad,
[40]		Análisis de recurso solar y eólico en Colombia. Caso Valle del Cauca	V. Cauca
[35]		Recurso eólico en colombia	C. J. Noriega y G. E. Díaz Bustos
[36]		La energía eólica en Alemania: experiencias a tener en cuenta para el caso colombiano	I. A. Isaac, H. Biechl, y J. W. Gonzalez
[31]		Características del viento y del potencial eólico del altiplano central	J. Encinas, R. Torrez, y F. Ghezzi
[41]		Propuesta de incentivos para el desarrollo de proyectos de autogeneración de energía eólica en el departamento de Cundinamarca	F. Calizto Chavarro y L. M. Garzón Oejuela
[33]		La energía eólica como energía alternatica para el futuro de Colombia	D. A. Perdomo Delgado, M. T. Jaimes Herrera, y J. E. Almeida
[39]		Generación Eléctrica Y Evaluación Del Potencial De Energía Eólica En Regiones De Colombia	A. Realpe Jiménez y J. A. Diazgranados
[37]		Estudio Del Potencial Eólico Y Solar De Cúcuta, Norte De Santander	I. Freddy, A. Leal, M. Mauricio, H. Cely, U. Francisco, y D. P. Santander
[32]		Esquema de incorporación de las Smart Grids en el sistema de potencia	H. A. Restrepo y I. A. Isaac

ID	Tipo	Nombre	Fuente
		colombiano	
[38]		Energías renovables en Colombia : una aproximación desde la economía	A. Londoño
[34]		Determinación de áreas óptimas para instalaciones de energía solar y eólica en Quevedo, provincia de Los Ríos, aplicando sistemas de información geográfica	J. Muñoz Marcillo y F. Chávez Fuentes
[49]		Pre-Factibilidad Técnica En La Generación De Energía Eólica Para Plantas Convencionales De Potabilización De Agua: Un Caso Regional Colombiano	C. A. Zafra
[53]		Diseño de una red híbrida para zona no interconectada en Tocaima-Cundinamarca como caso de estudio	L. C. Acosta Garcia y D. E. Pedraza Castellanos
[52]		N. L. Rondón Flórez, J. S. Bedoya Fierro, y I. Quitora Mendoza	Metodología para un proyecto sostenible de energía comunitaria en el resguardo indígena Aico, departamento del Tolima
[14]		Desarrollo de energías renovables. Contexto latinoamericano y el caso argentino	KPMG
[20]		Energía eólica: ventajas y desventajas de su utilización en Colombia	M. C. P. Andrea
[24]		Evaluación del potencial eólico en el alto de Soracá-Tunja	W. F. S. T. Alvarez Castañeda y A. C. L. de C. Alvarado Fajardo
[61]		Desarrollo de una método para la adquisición de datos para la estación meteorológica y cálculo de los potenciales eólico y solar de la Facultad Tecnológica de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas	J. C. Calderón R, J. R. Marín T, y D. M. Martinez C
[62]		Análisis de conveniencia para la aplicación de energía solar fotovoltaica y/o eólica en la sede bosa-porvenir de	A. R. Guio

ID	Tipo	Nombre	Fuente
		la Universidad Distrital Francisco José de Caldas	
[22]		Aplicación de la Ecuación de Weibull para determinar el potencial eólico en Tunjá, Colombia	W. F. Álvarez Castañeda y L. A. Martínez Tejada
[25]		Análisis del recurso eólico en regiones ZNI de nariño	D. Fernando, F. Fajardo, S. María, R. Caicedo, L. Alberto, y R. Narváez
[44]		Caracterización Y Energización De Unidades Educativas En El Departamento Del Meta	J. Diego y G. Ospina
[50]		Diseño de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de recurso eólico (estudio de caso)	J. H. Fonseca Mendoza y E. E. Manrique Lopez
[57]		Análisis aerodinámico de una microturbina eólica de eje vertical para la generación de energía eléctrica en la zona urbana de Bogotá, Colombia	A. alfonso Guauque Pesca y G. F. Torres Ardila
[15]		Renewable Energy Potential of Latin America	P. Meisen y S. Krumpel
[11]		Estudio técnico económico para el suministro de electricidad de baja potencia, a través de energía eólica.	C. Veloz y C. Augusto
[42]		Pueden Aprovecharse las Bajas Velocidades de Viento en Colombia, para Abastecimiento Electrico: Un Ejemplo Hipotético	L. O. Gonzalez, A. F. Rojas, y E. L. Varela
[55]		Evaluación y caracterización del recurso eólico en la Universidad Francisco de Paula Santander, Cúcuta, y prospectiva para el aprovechamiento energético en el Norte de Santander	V. Duarte, V. Vega, y R. Serrano
[43]		Identificación de proyectos con potencial de generación de energía eólica como complemento a otras fuentes de generación eléctrica en el departamento de Boyacá	R. C. Siabato Benavides

ID	Tipo	Nombre	Fuente
[51]		M. A. Loaiza Ocampo y I. Químico	Metodología para la evaluación del potencial energético solar, eólico y de agua lluvia para aprovechamiento en zonas rurales de Bogotá
[60]		Cuantificación del potencial energético del recurso eólico y solar del departamento de Putumayo como energías alternativas para la generación de energía eólica y fotovoltaica	J. M. Lara Ariza
[17]		Diseño y simulación de un concentrador de flujo para aumentar la potencia eólica disponible en un aerogenerador de baja potencia	S. Arciniegas Arenas, Esneider , E., Flórez, J
[28]		Estudio del potencial eólico para generación eléctrica en el itsmo de Tehuantepec, Oaxaca, México	C. Voyant
[16]		Perspectivas De Desarrollo De La Energía Eólica En La Argentina Y El Mundo	A. C. Ayestarán
[48]		Una nueva perspectiva de la integración energética en Sudamérica	C. Angarita
[45]		Estudio del Potencial Eólico en Santa Rosa de Cabal para la Generación de Electricidad por Medio de Aerogeneradores	F. Delgado, D. Villamil, y E. Salazar
[23]		Estudio del potencial de generación de energía eólica en la zona del páramo de Chontales, municipios de Paipa y Sotaquirá, departamento de Boyacá a 3534	A. Cusarúa y J. Quiroga
[58]		Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia	H. García, A. Corredor, L. Calderón, y M. Gómez
[59]		Potencial de generación eléctrica con sistemas híbridos fotovoltaico-eólico en zonas no interconectadas de	J. D. Pulgarín García

ID	Tipo	Nombre	Fuente
		Colombia	
[46]		Comparación de métodos para determinar los parámetros de Weibull para la generación de energía eólica	J. Serrano Rico
[47]		Diseño de un sistema de generación eólica para la iluminación exterior con tecnología LED, en un predio comercial en Atos de Cazucá-Cundinamarca	L. F. Coca Sema y N. F. Ferreira
[19]		D. Henao león, A. C. Báez Alarcón, y J. B. Pedroza Rojas	Metodología para determinar la viabilidad de generación de energía eléctrica por medio del recurso eólico
[54]		Metodología de análisis cuantitativo para velocidades de viento y su factibilidad de generación mini-eólica en bogotá	S. Arjona Arozco y M. Á. Gómez Martínez
[21]		Aspectos ambientales de la energía eólica	A. T. R. Jaime A. Morangues
[56]		Caracterización de los potenciales de Energía Solar y Eólica para la integración de Proyectos sostenibles en Comunidades Indígenas en La Guajira Colombia	E. Ojeda Camargo, J. E. Candelo Becerra, y J. I. Silva-Ortega

Anexos

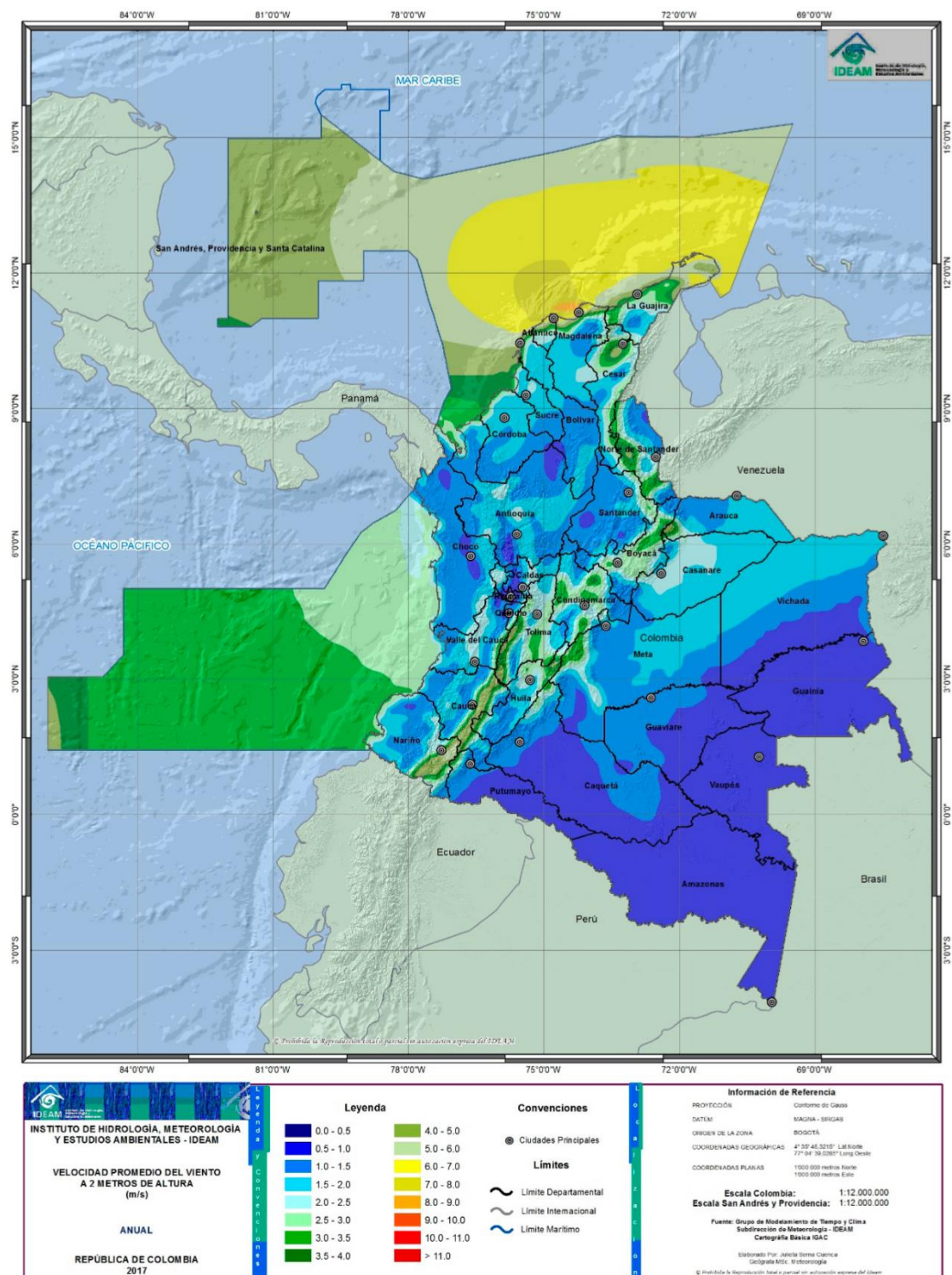


Figura 26. Velocidad promedio anual del viento a 2 m de altura.
Fuente IDEAM.

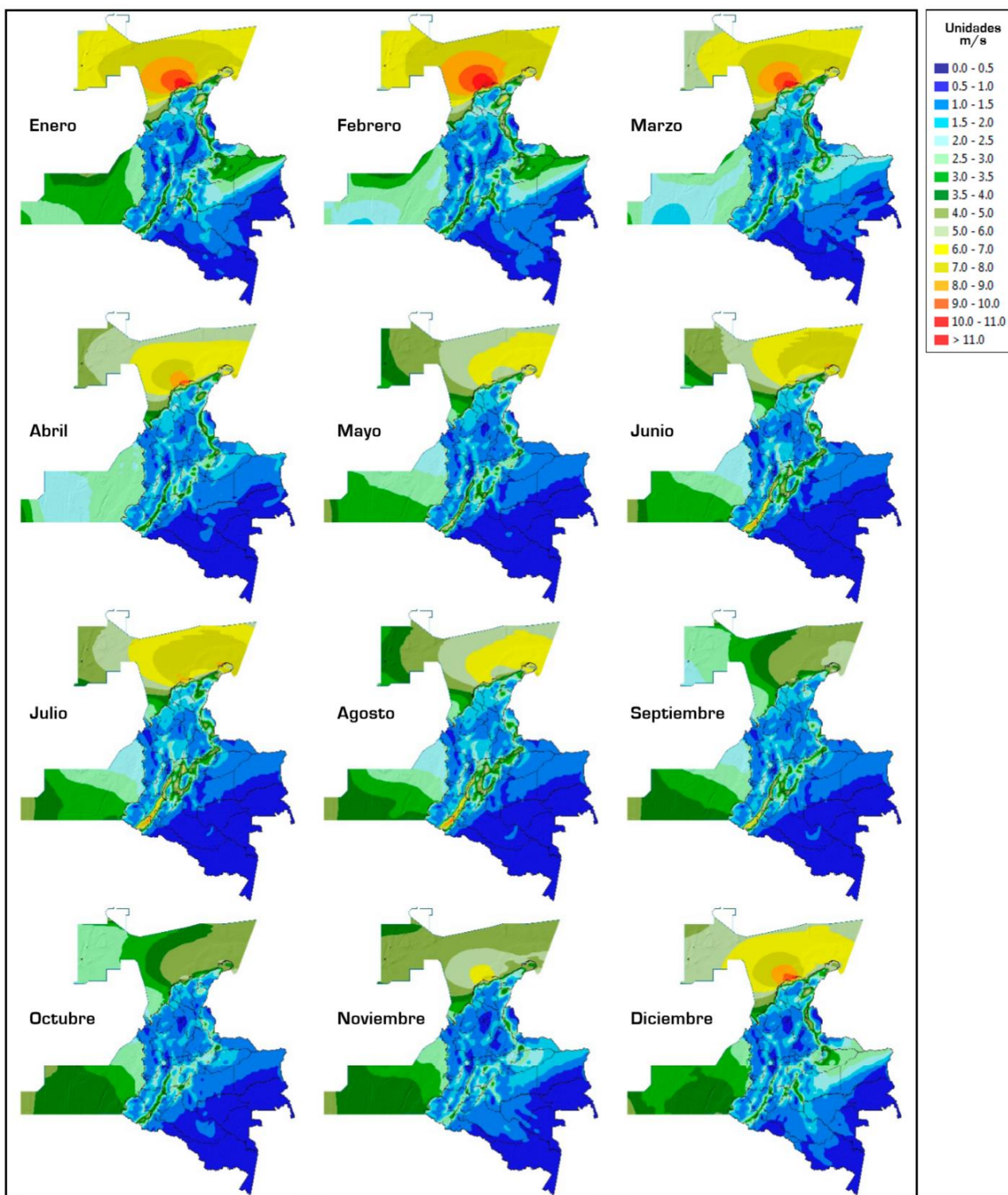


Figura 27. Ciclo anual de la velocidad promedio del viento a 2 m de altura.
Fuente IDEAM.

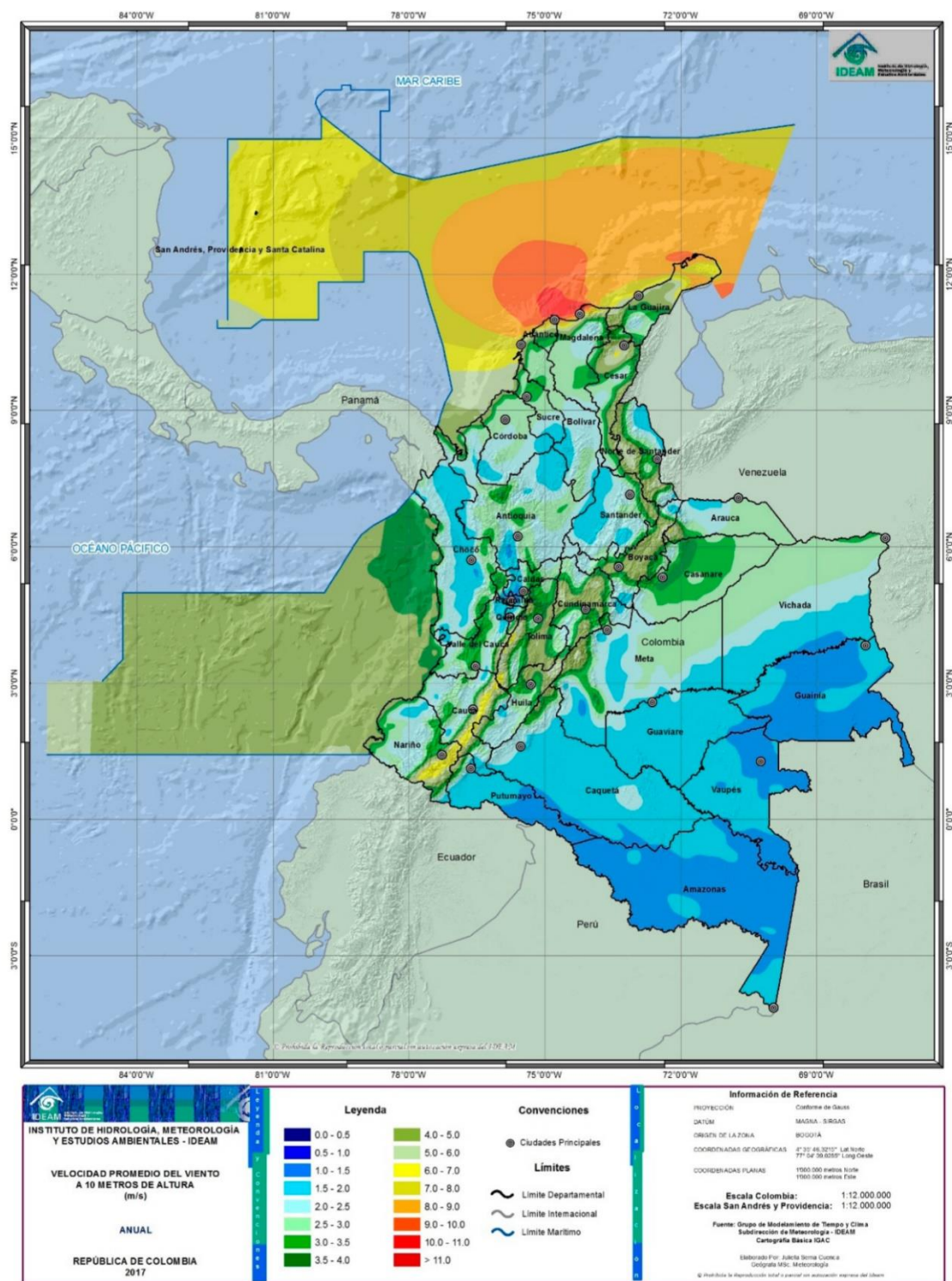


Figura 28. Velocidad promedio anual del viento a 10 m de altura.
Fuente IDEAM.

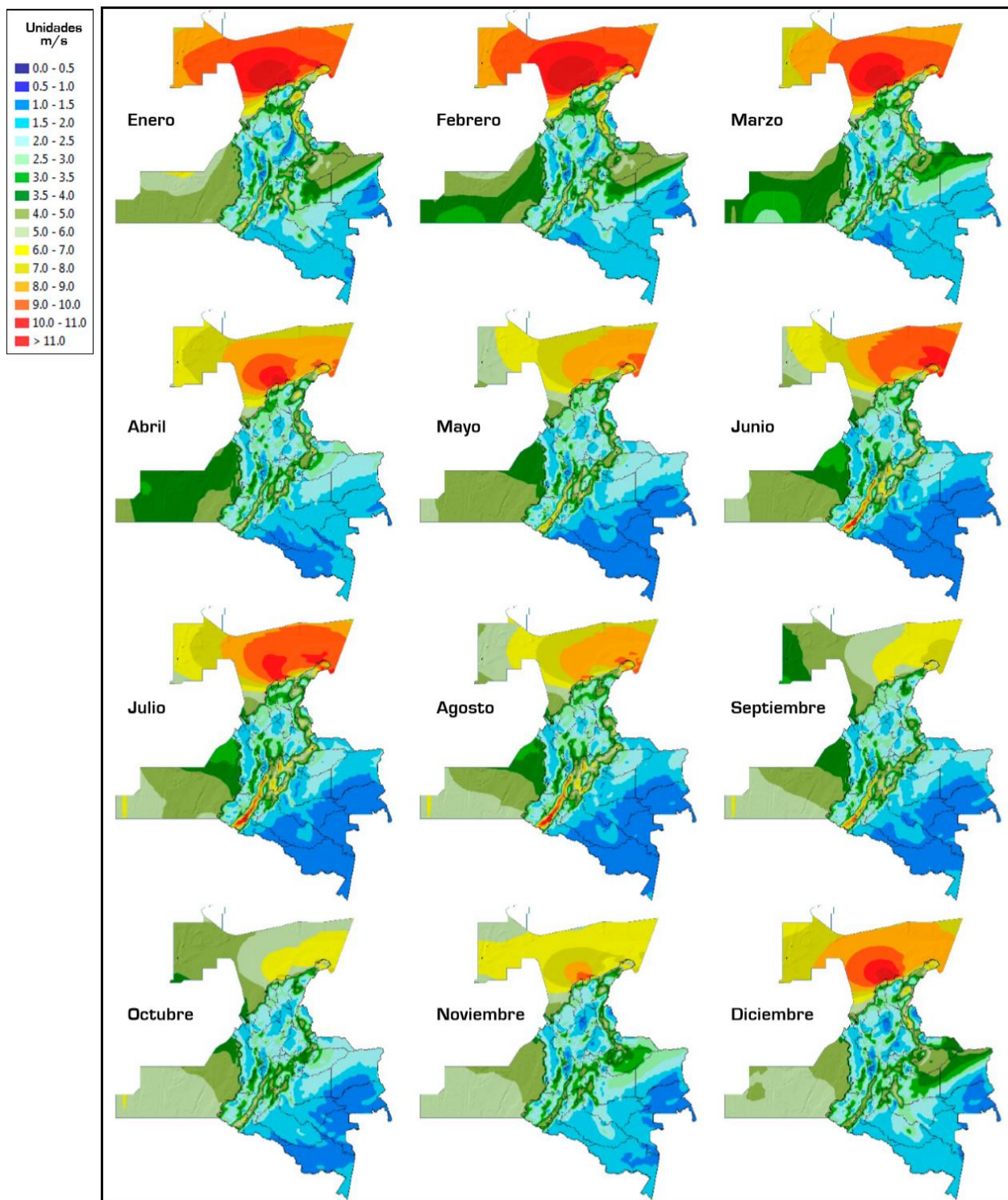


Figura 29. Ciclo anual de la velocidad promedio del viento a 10 m de altura.
Fuente IDEAM.

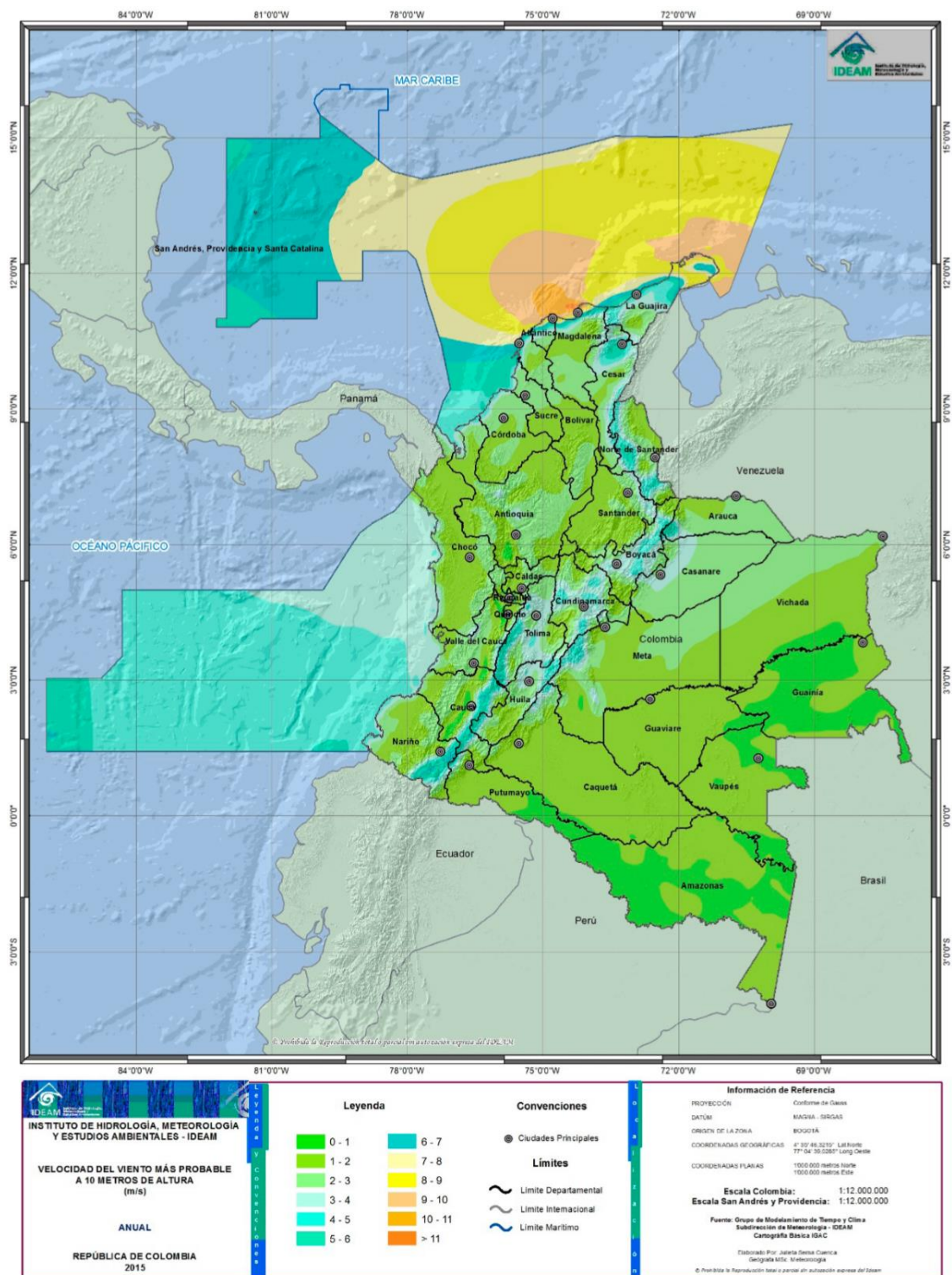


Figura 30. Velocidad anual del viento más probable a 10 m de altura.
Fuente IDEAM.

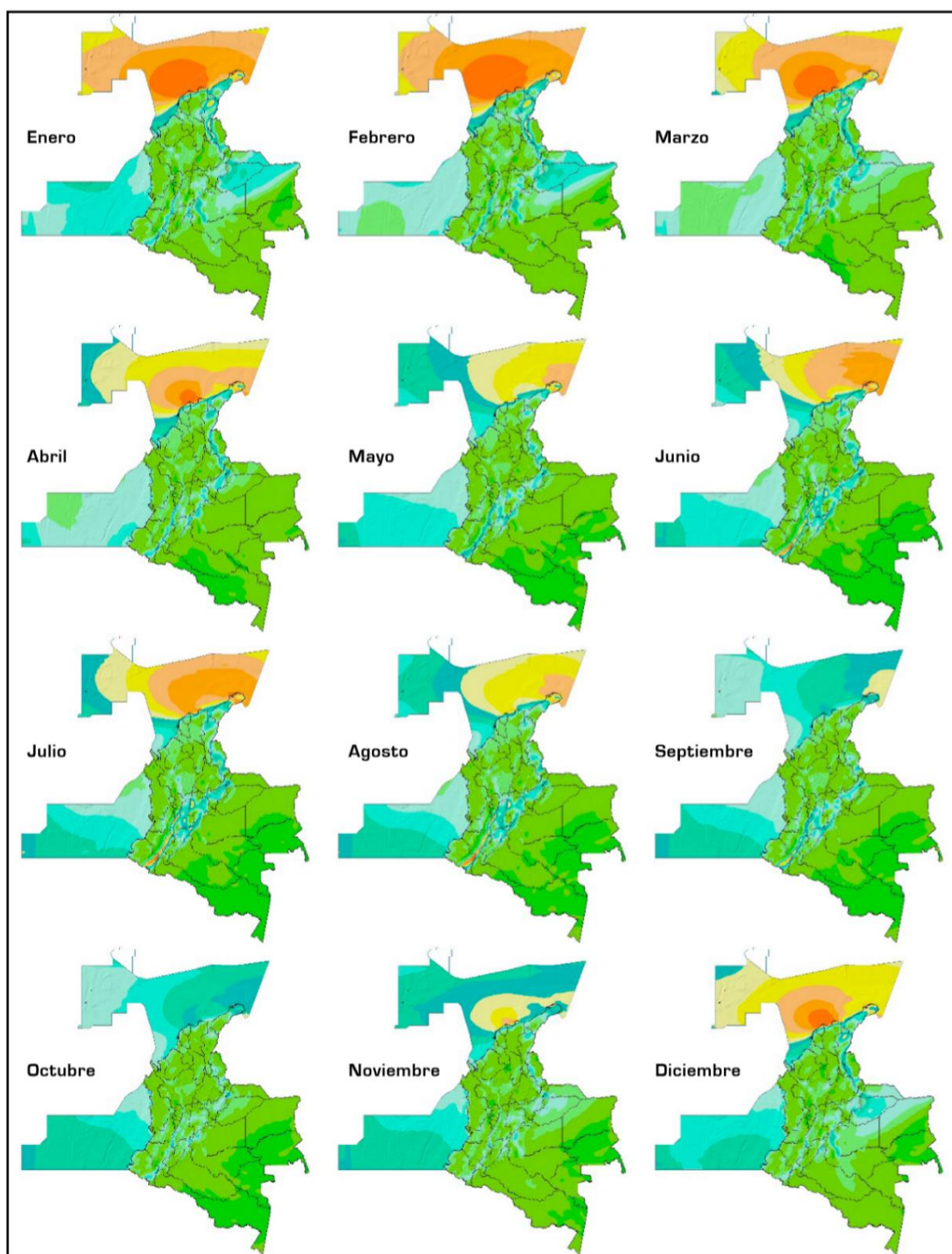


Figura 31. Ciclo anual de la velocidad del viento más probable a 10 m de altura.
Fuente IDEAM.

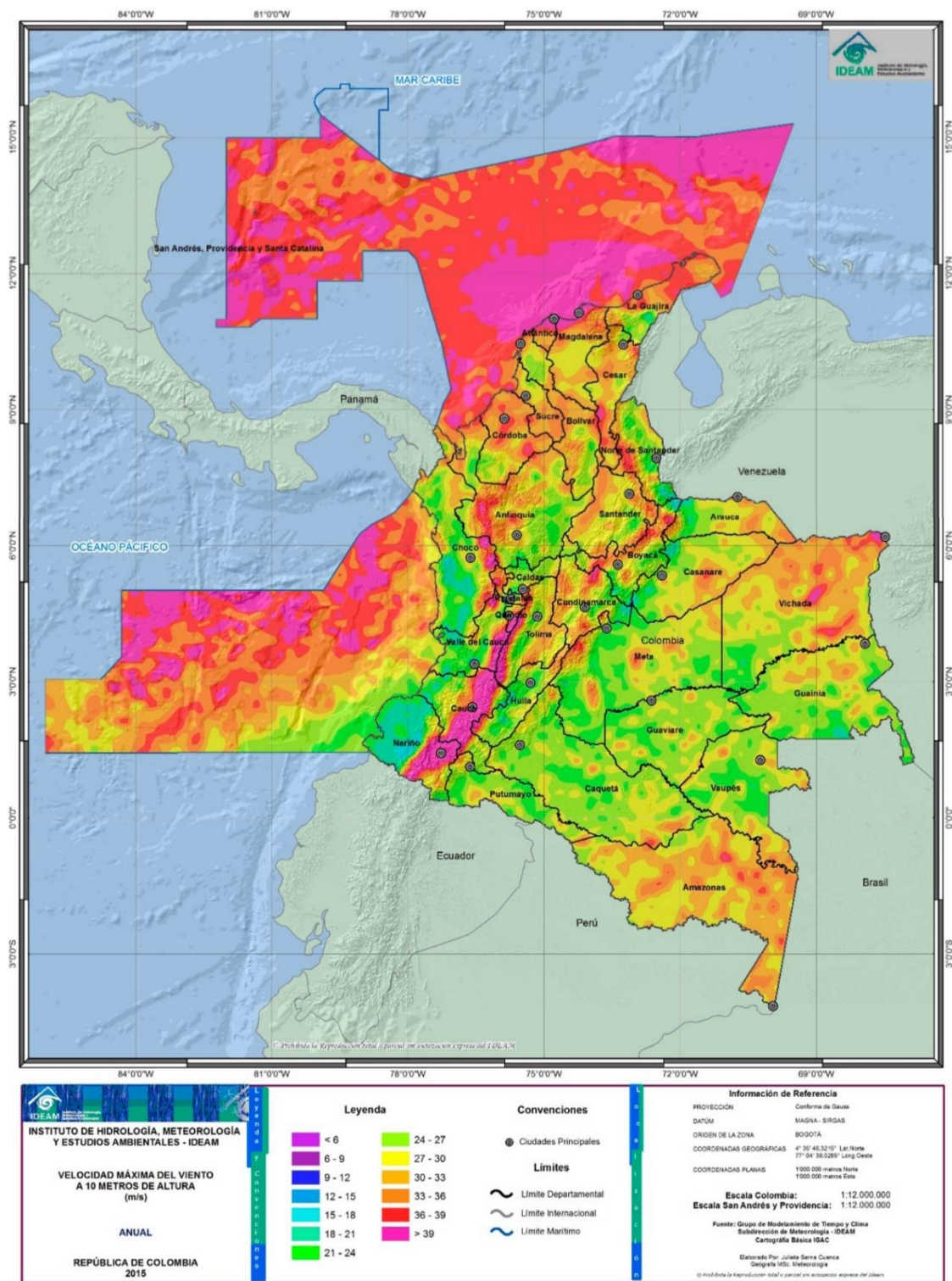


Figura 32. Velocidad máxima del viento.
Fuente IDEAM.

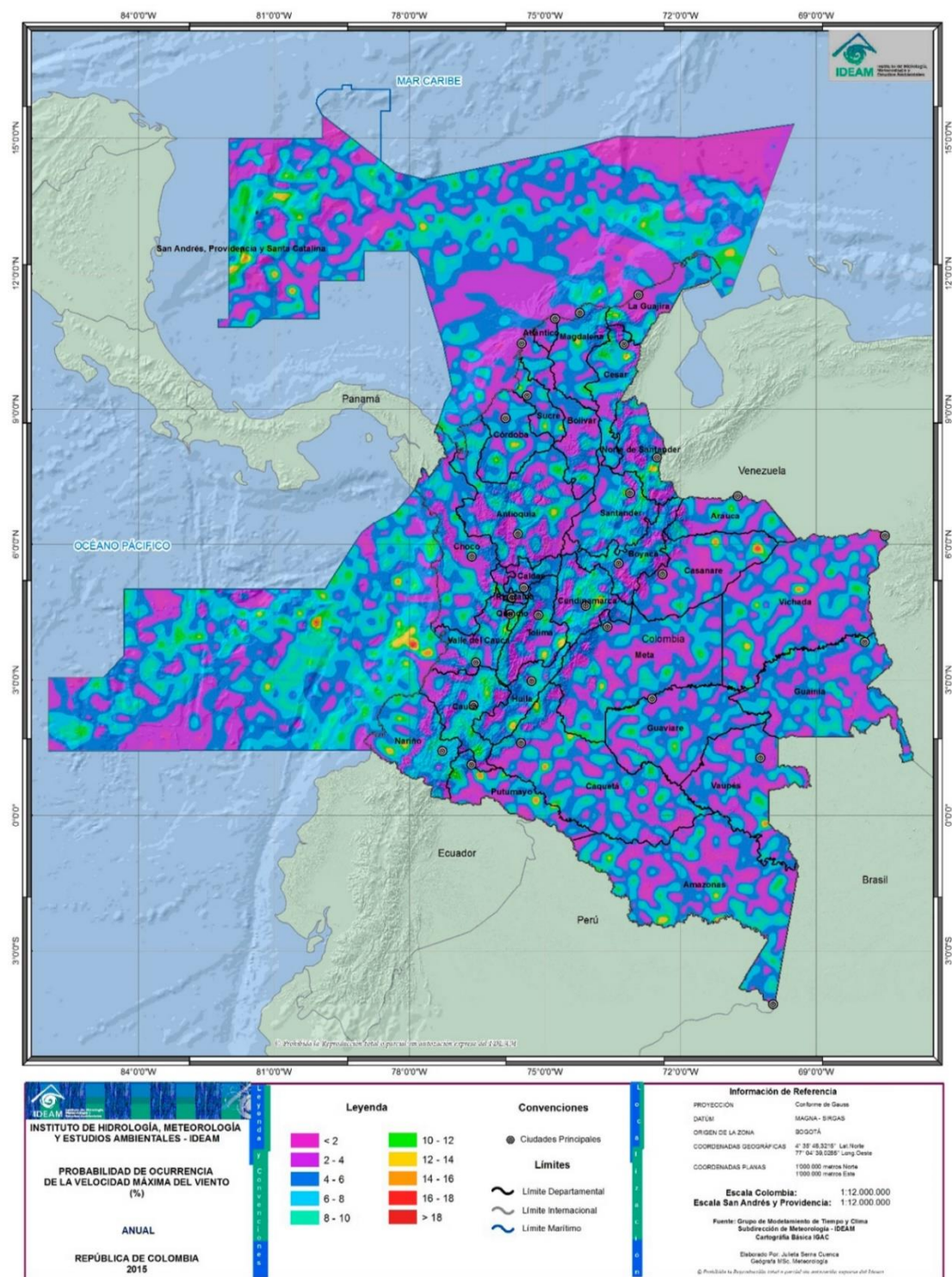


Figura 33. Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento.
Fuente IDEAM.

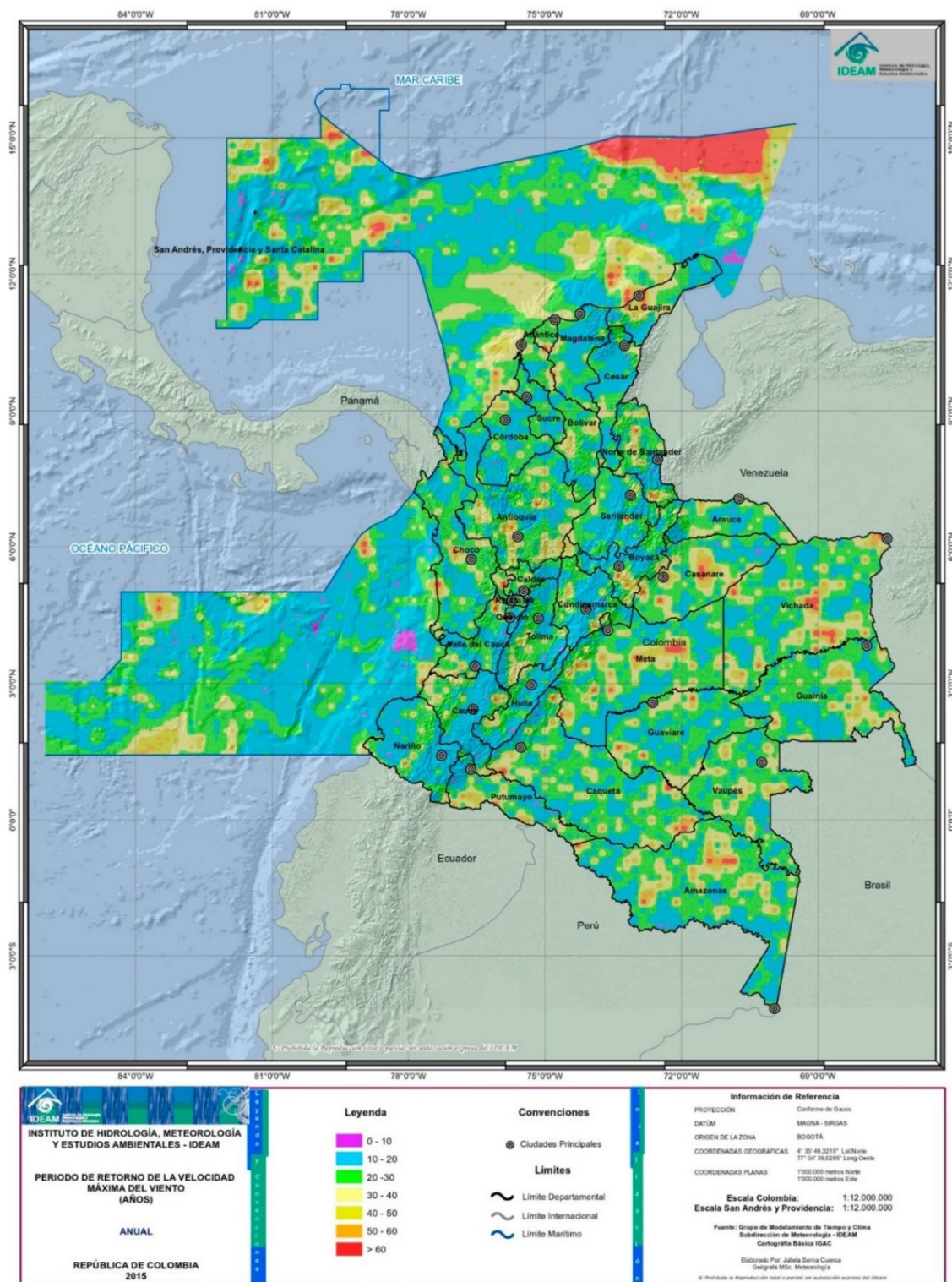


Figura 34. Periodo de retorno de la velocidad máxima del viento.
Fuente IDEAM.

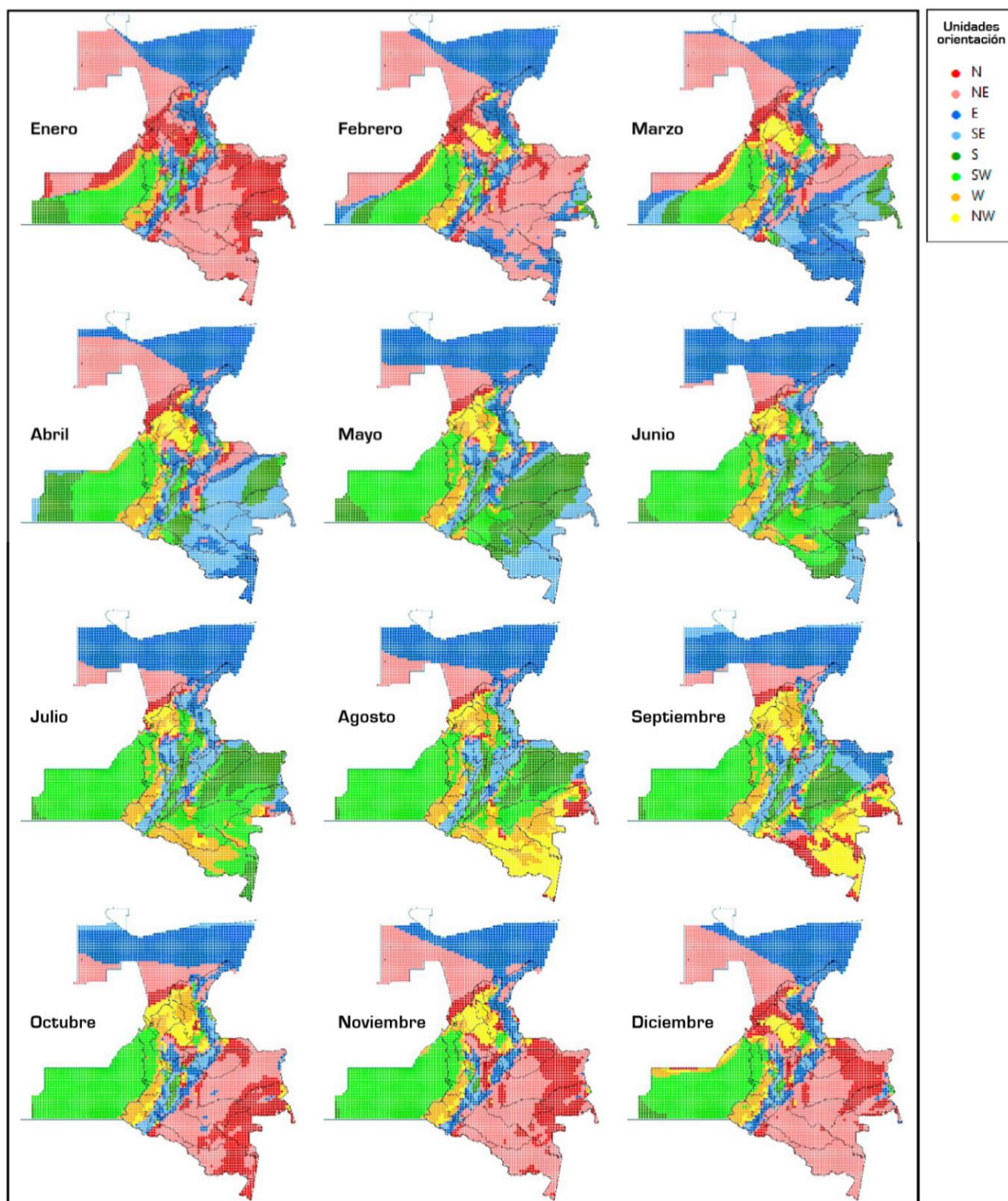


Figura 36. Ciclo anual de la dirección predominante del viento.
Fuente IDEAM.

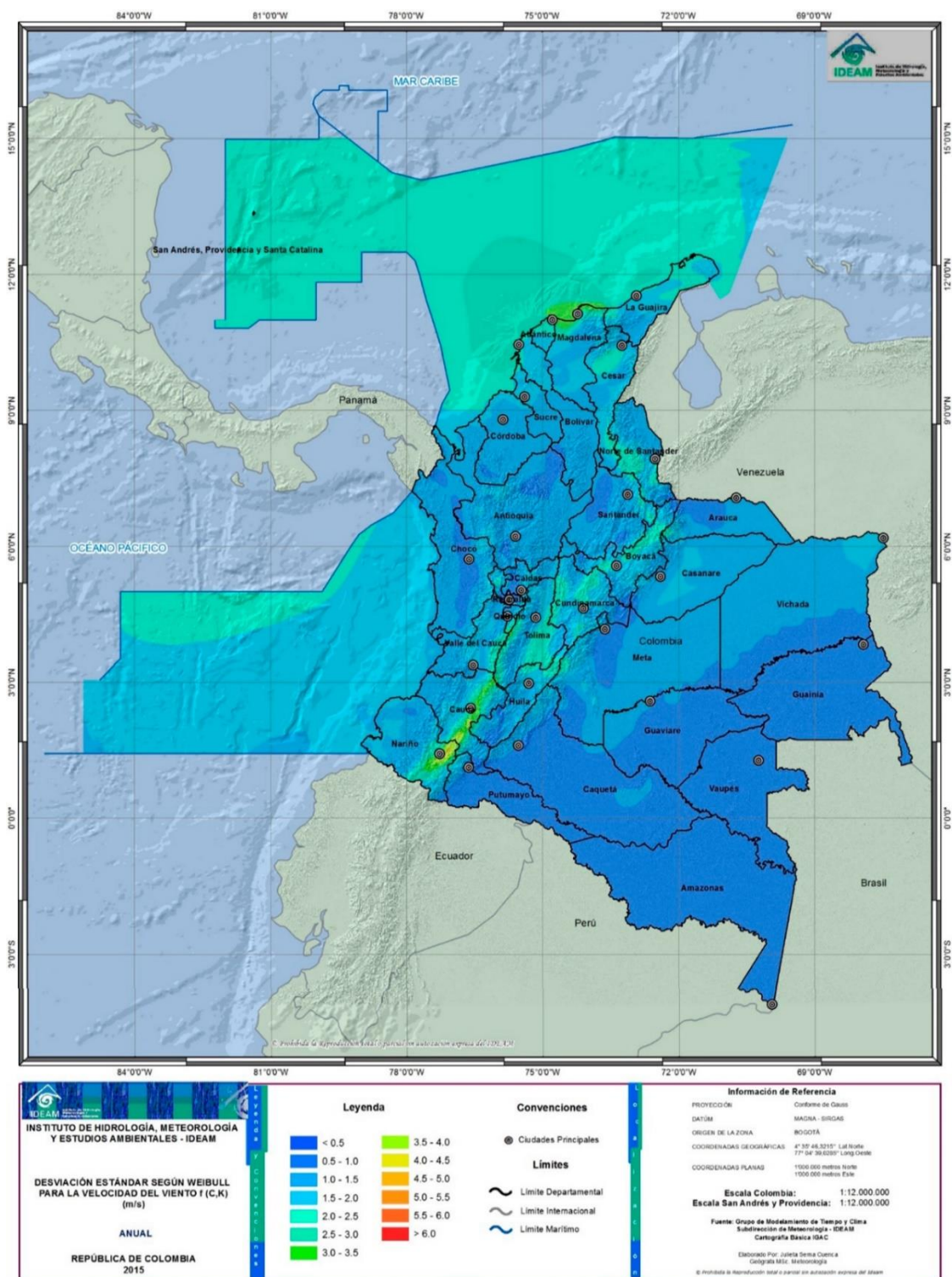


Figura 37. Desviación estándar anual según Weibull para la velocidad del viento.
Fuente IDEAM.

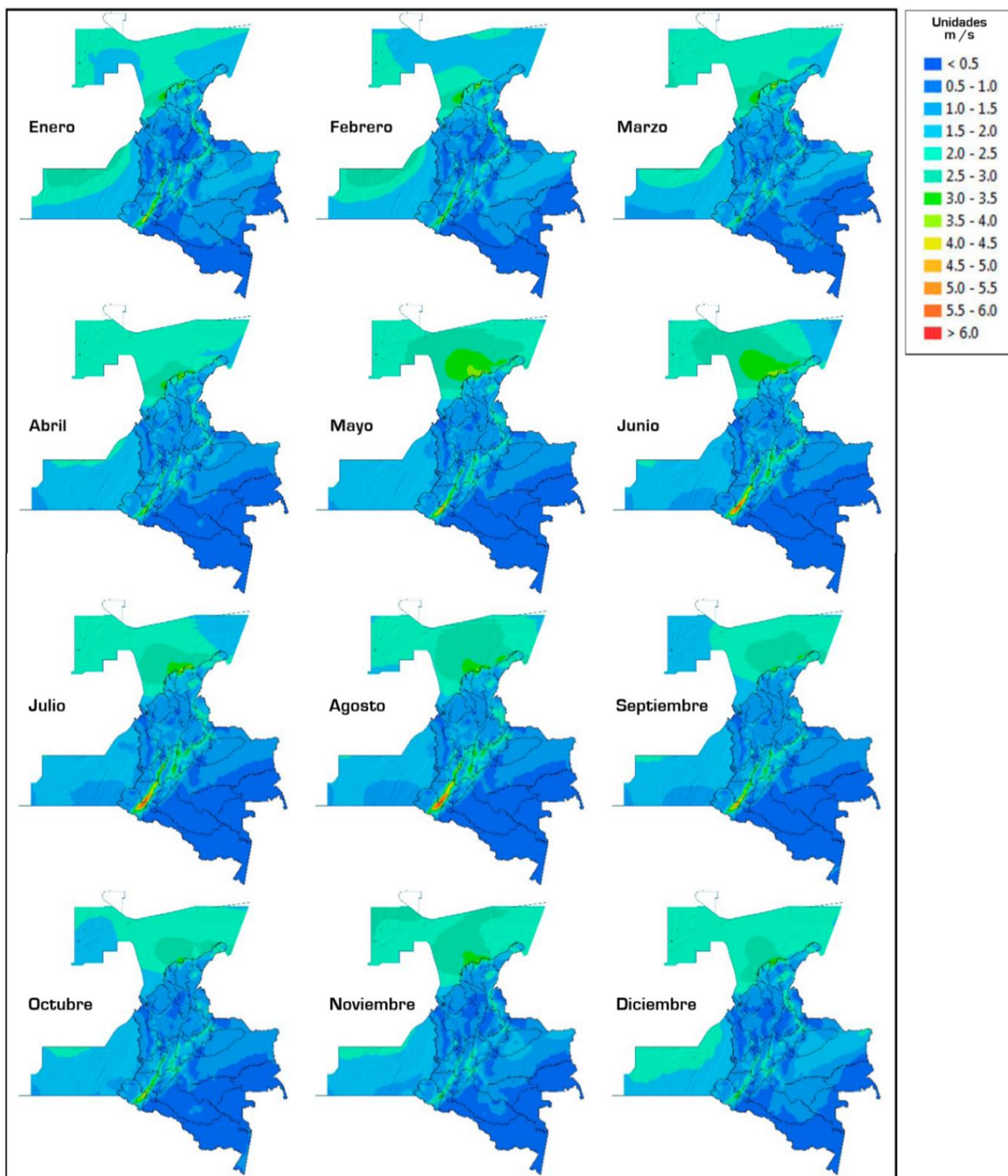


Figura 38. Ciclo anual del comportamiento de la desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento.
Fuente IDEAM.

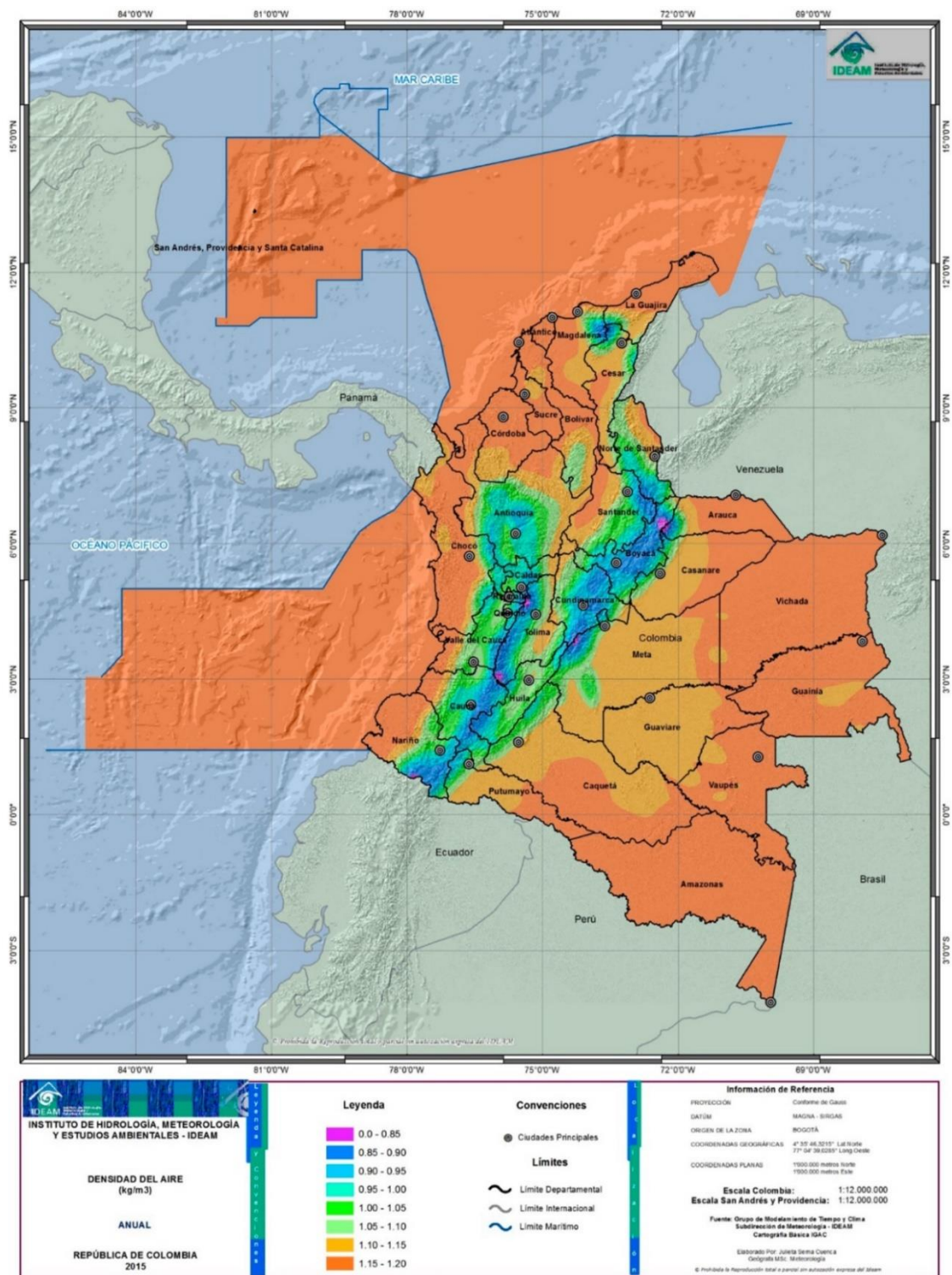


Figura 39. Densidad del aire anual.
Fuente IDEAM.

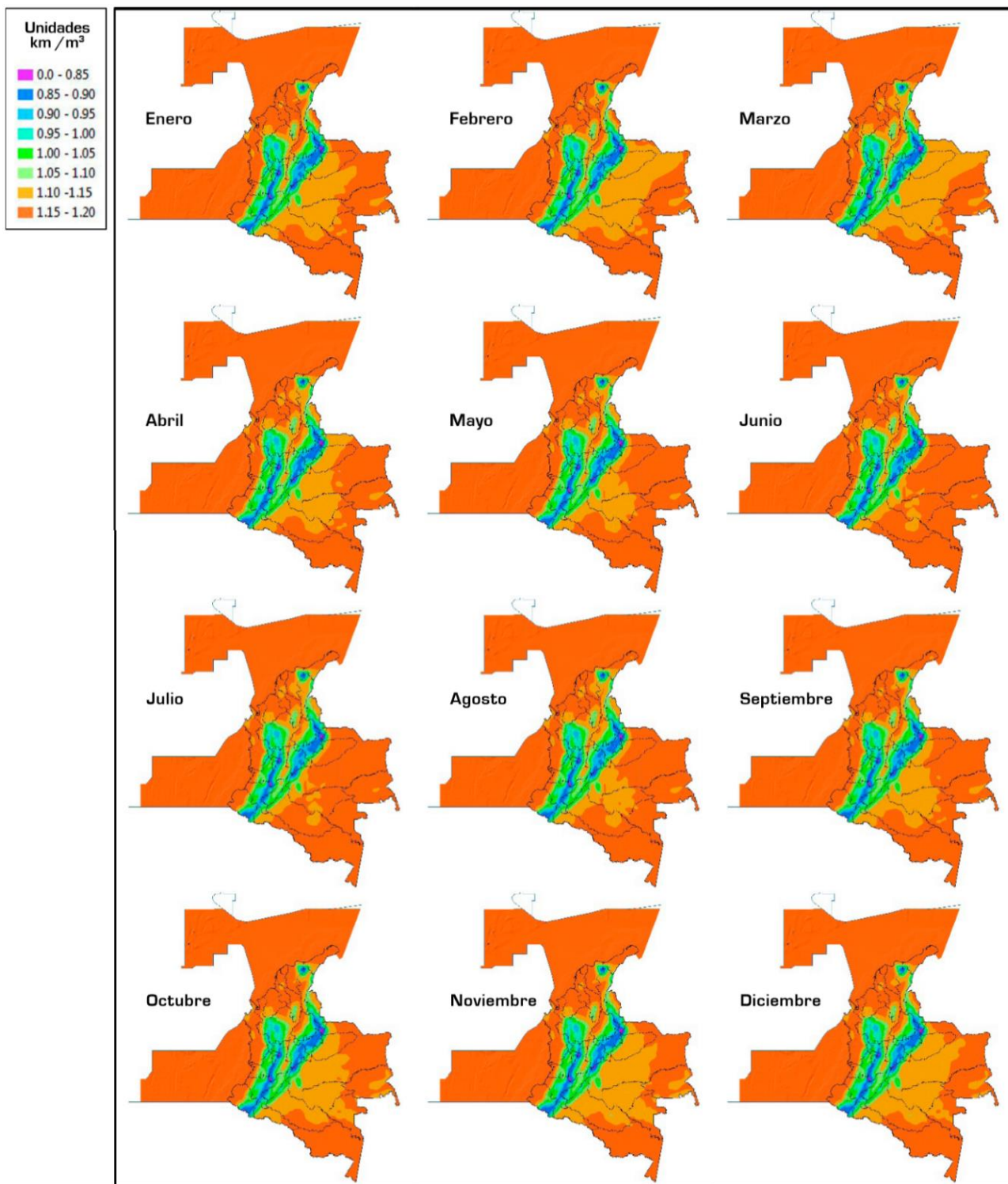


Figura 40. Ciclo anual del comportamiento de la densidad del aire.
Fuente IDEAM.

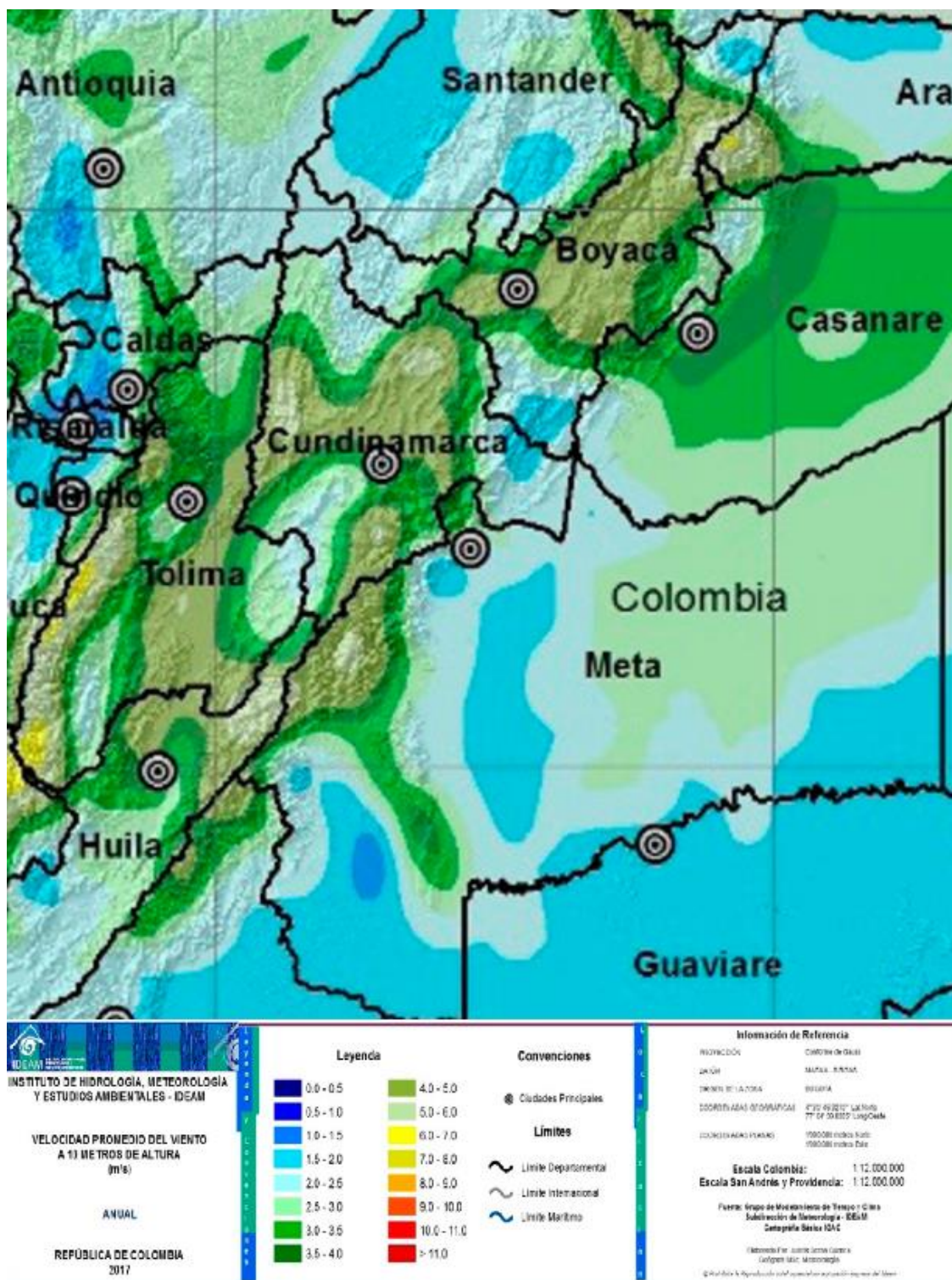


Figura 42. Velocidad promedio anual del viento a 10 m de altura. Región Central.
Fuente IDEAM.

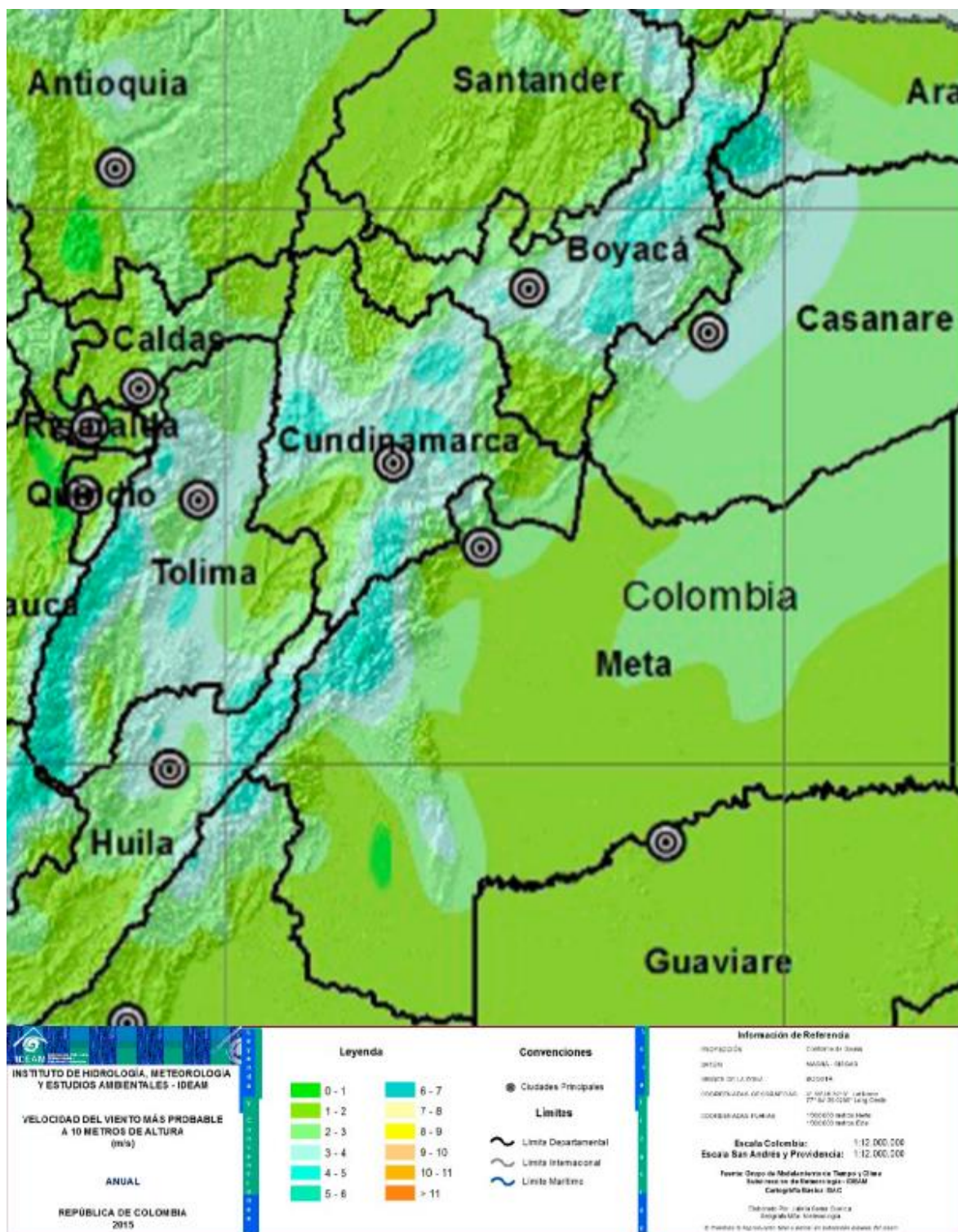


Figura 43. Velocidad anual del viento más probable a 10 m de altura. Región Central.
Fuente IDEAM.

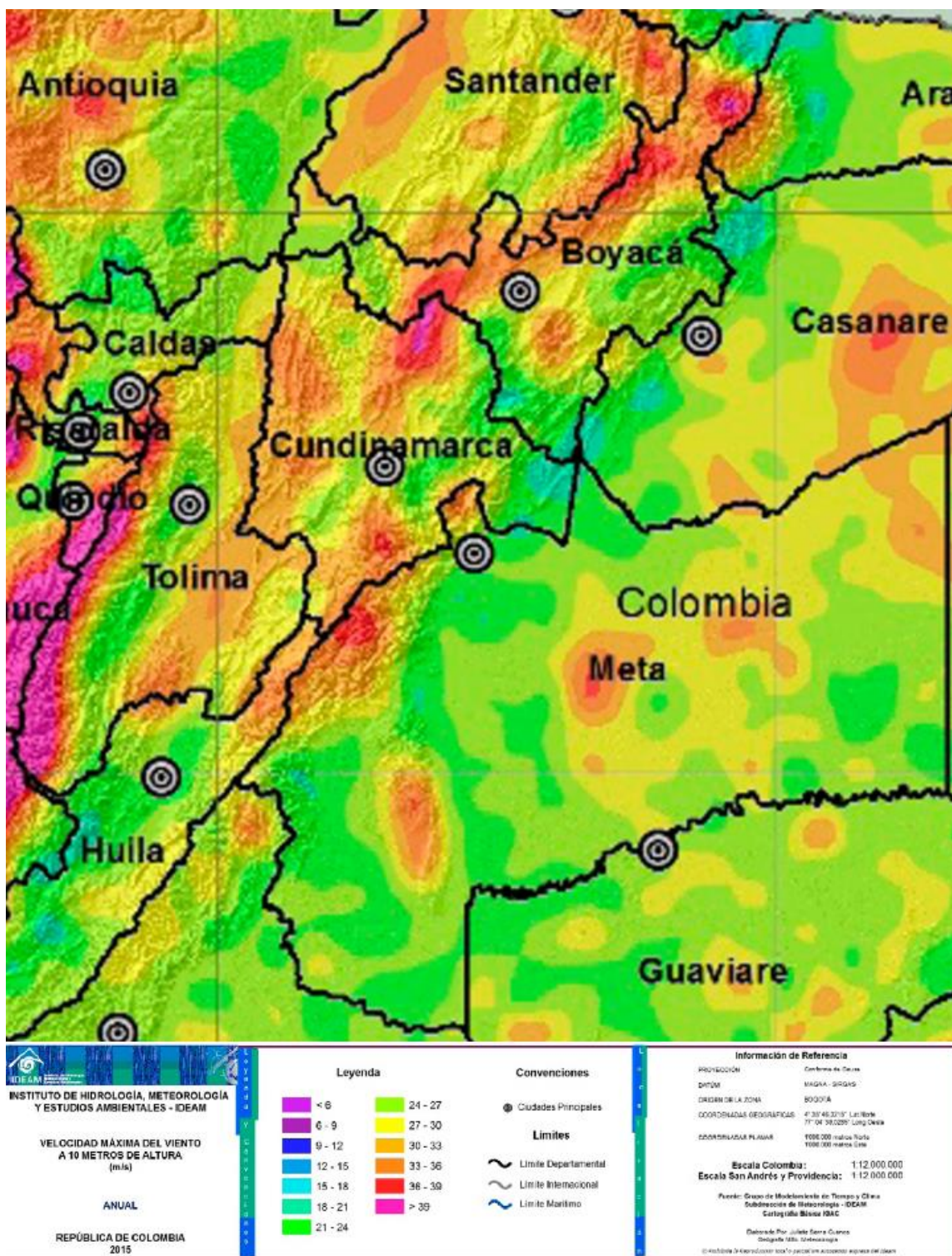


Figura 44. Velocidad máxima del viento. Región Central.
Fuente IDEAM.

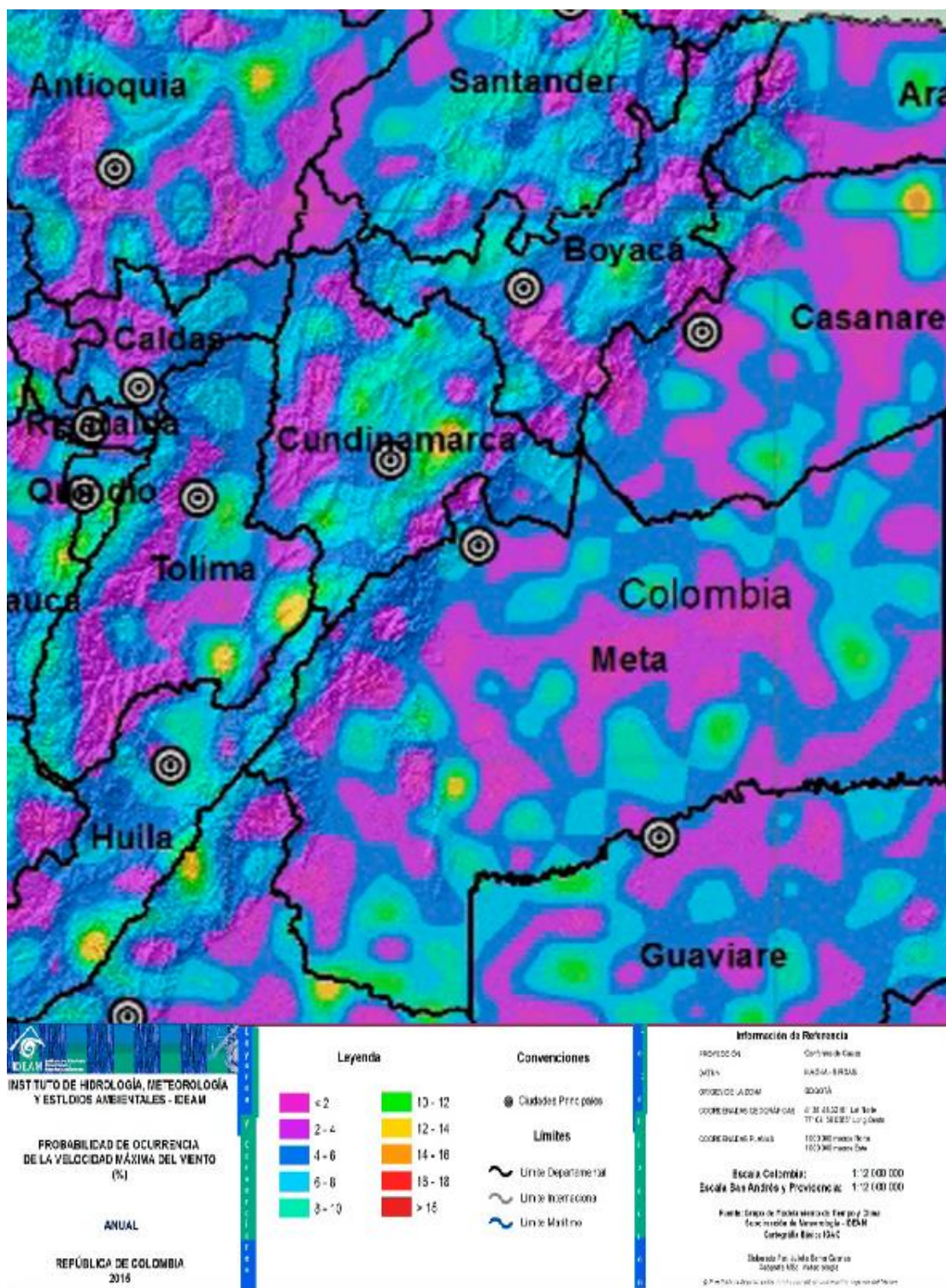


Figura 45. Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento. Región Central.
Fuente IDEAM.

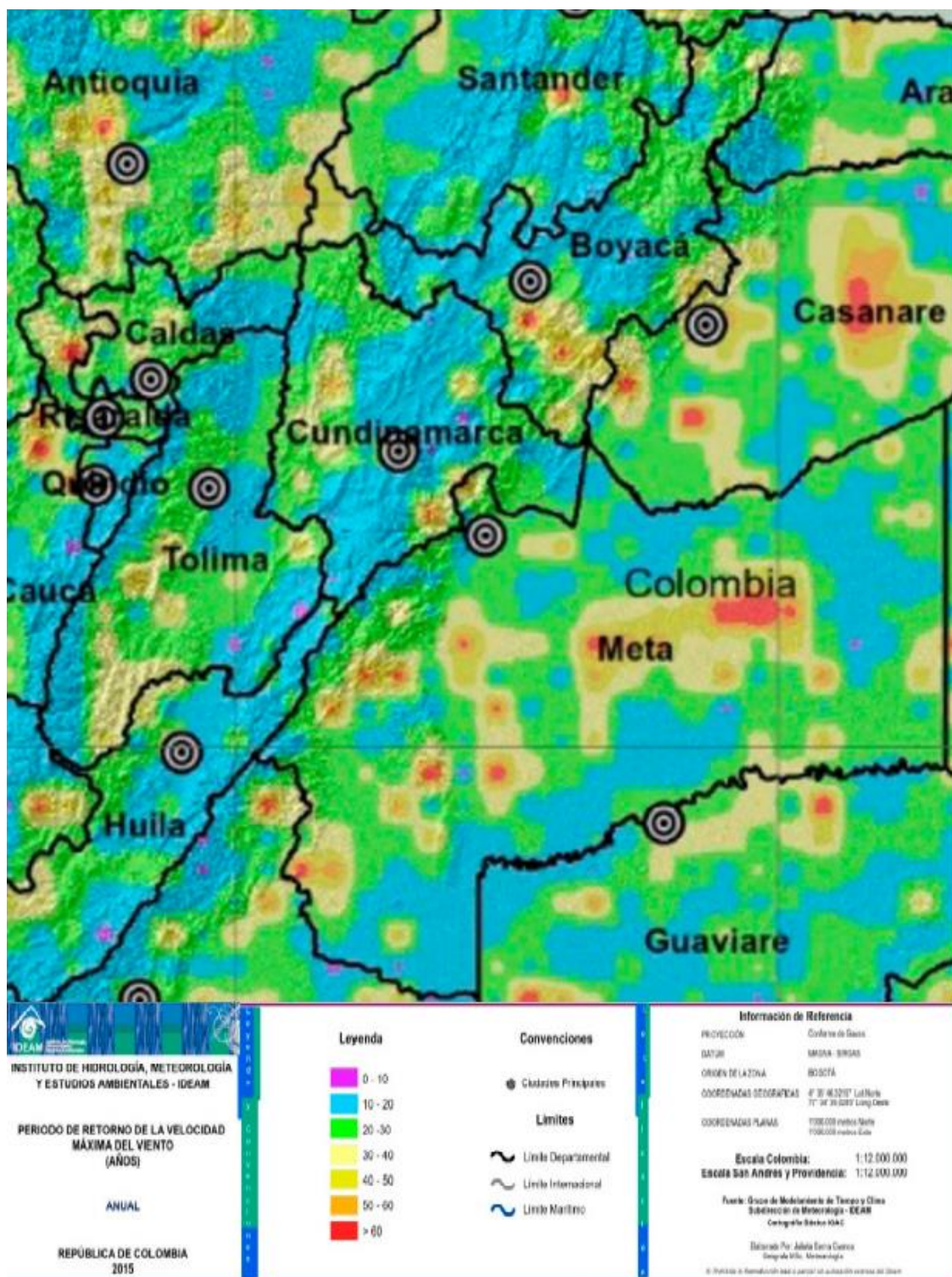


Figura 46. Periodo de retorno del viento máximo. Región Central.
Fuente IDEAM.

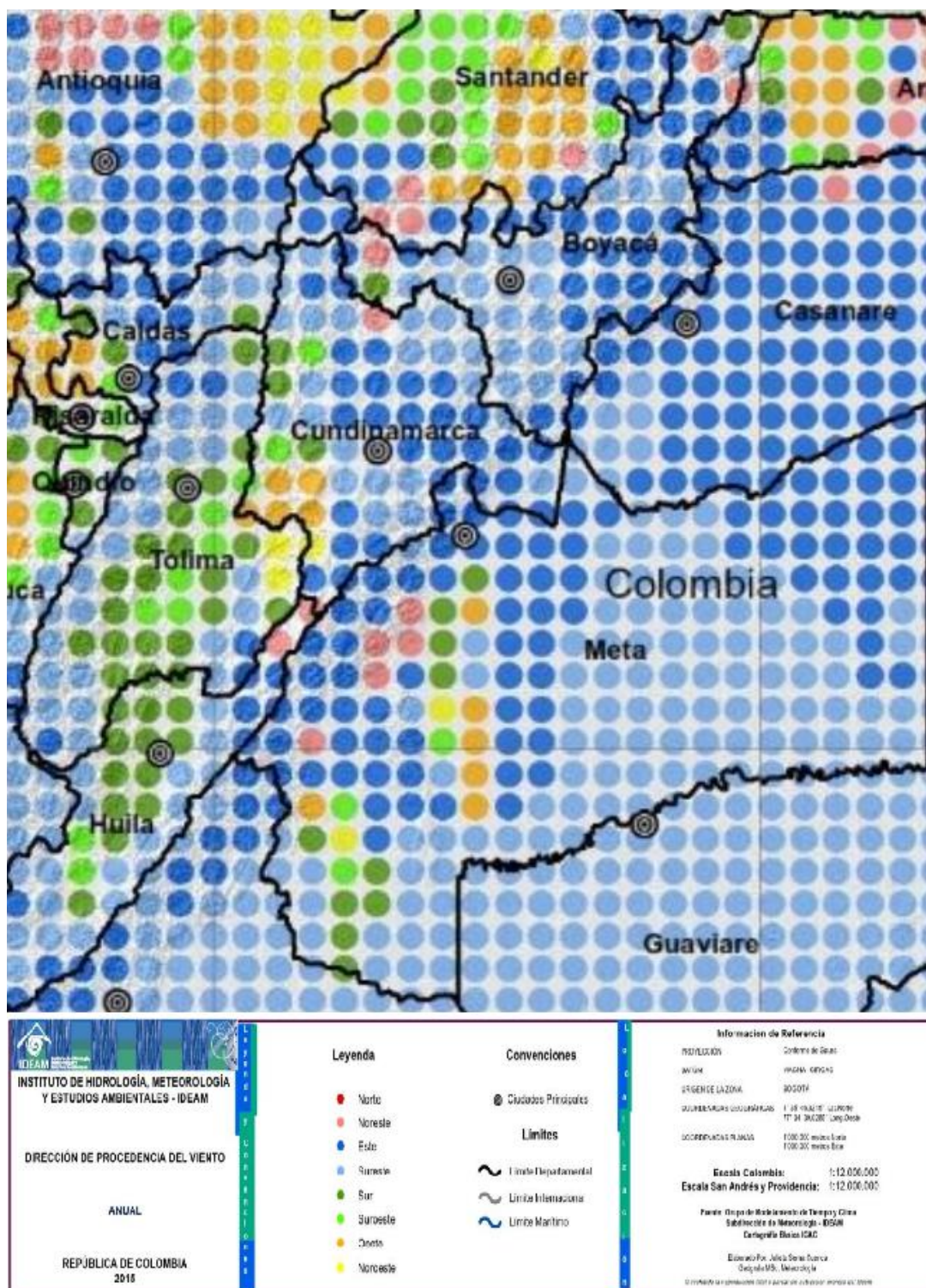


Figura 47. Dirección predominante del viento, Región Central.
Fuente IDEAM.

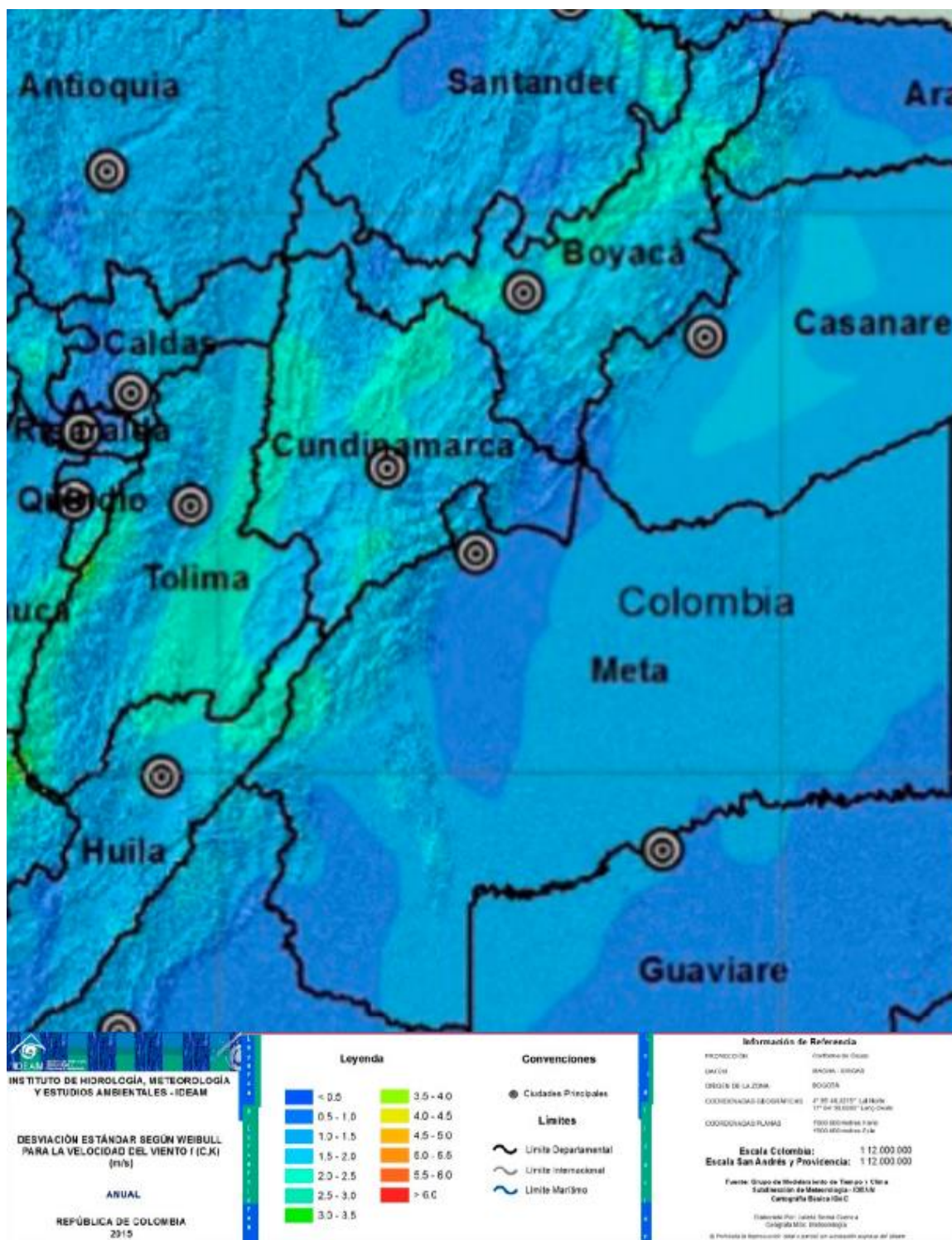


Figura 48. Desviación estándar anual según Weibull para la velocidad del viento. Región Central. Fuente IDEAM.

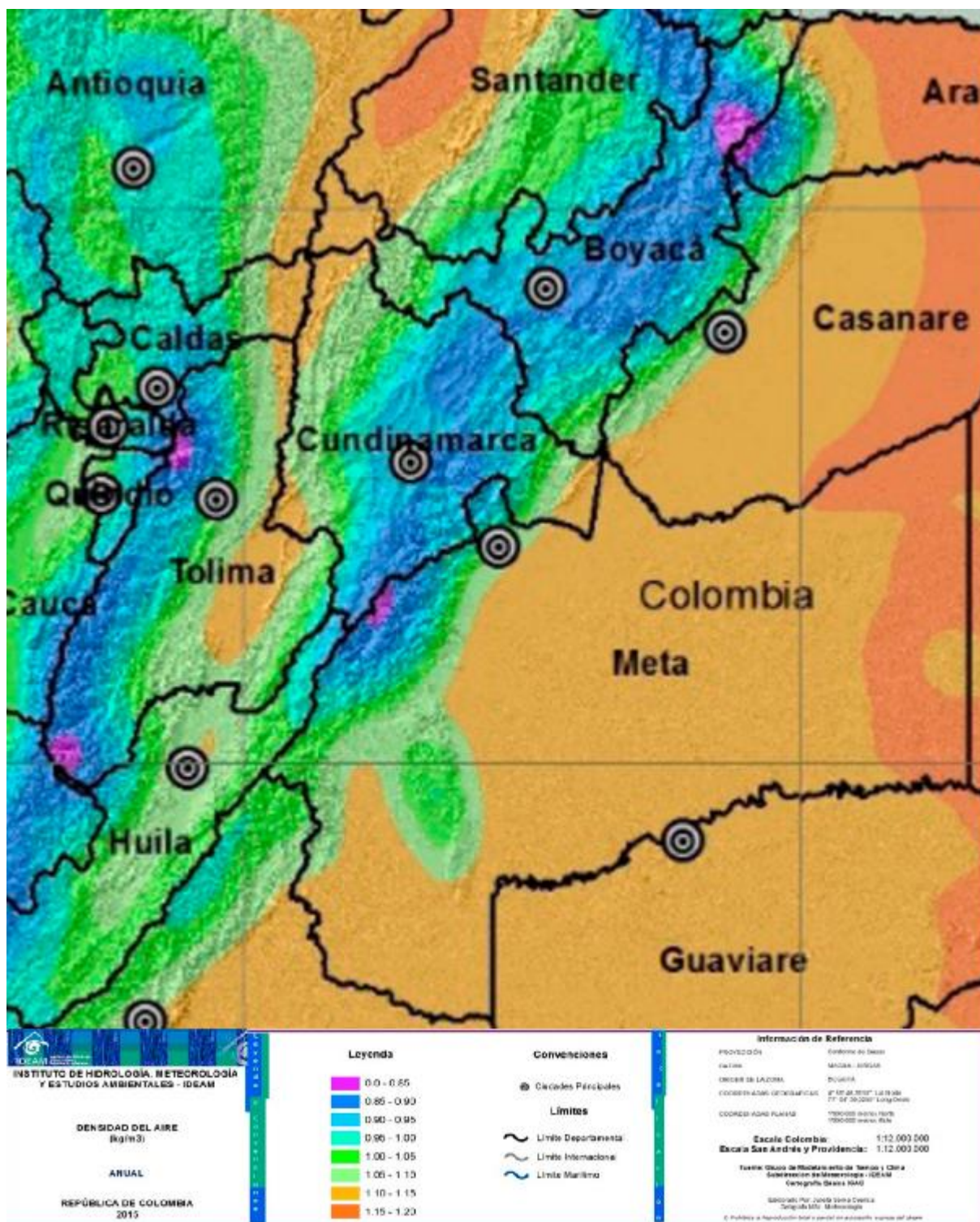


Figura 49. Densidad del aire anual. Región Central.
Fuente IDEAM.