

Juan Roberto Paredes / John J. Ramírez C. / 2017

Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia



Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia.

—

Juan Roberto Paredes
John J. Ramírez C.

2017



Catalogación en la fuente proporcionada por la Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo

Paredes, Juan Roberto.

Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia / Juan Roberto Paredes, John J. Ramírez C.

p. cm. — (Monografía del BID ; 497)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Energía renovable-Colombia. 2. Seguridad energética-Colombia. I. Ramírez, John. II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III. Título. IV. Serie.

IDB-MG-497

Palabras Clave: Energía renovable, seguridad energética, mercados de capacidad, confiabilidad, energía eólica, energía solar, energía hidroeléctrica, cambio climático, complementariedad.

Códigos JEL: O13, Q40, Q42, Q51, Q54

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.



Banco Interamericano de Desarrollo, 2017.
Todos los derechos reservados.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Traducción al español y edición:

Florencia Servente

Diseño y Diagramación:

PH3 estudio

www.ph3estudio.com

Resumen

La División de Energía del Sector de Infraestructura y Medio Ambiente (INE/ENE) del Banco Interamericano de Desarrollo apoya a los países miembro para mejorar la seguridad energética mediante la diversificación y el aumento en el uso de fuentes de energía renovables endógenas. Esta nota técnica describe la relación entre el concepto de capacidad en los mercados energéticos y las características de las Energías Renovables Variables (ERV) mostrando con ejemplos prácticos cómo éstas pueden contribuir a la seguridad energética en un mundo con restricciones a las emisiones de carbono y afectado por el cambio climático. La publicación evalúa la complementariedad entre las energías renovables variables como la eólica o la solar y uno de los recursos más abundantes en América Latina, la energía hidroeléctrica, tomando el sistema eléctrico colombiano como caso de estudio.

Tabla de Contenidos



Antecedentes	13
Estructura	14
Seguridad energética y complementariedad	15
Confiabilidad	16
Accesibilidad y precio	18
Complementariedad	18
Revisión bibliográfica sobre estudios de complementariedad en América Latina	20
- Regímenes estacionales complementarios eólico -hídrico en Brasil	20
- Complementariedad de los recursos eólico, solar e hídrico en Uruguay	22
- Comportamiento futuro de la energía eólica en Brasil	23
- Impacto del cambio climático en los vientos costeros del este de Sudamérica	25
Caso de estudio	27
Complementariedad entre recursos renovables para la generación energética en Colombia	28
- Motivación	28
- Pregunta de investigación	28
- Objetivo general	29
- Matriz energética nacional	29
- Marco regulatorio para fuentes de energía renovables	29
- Metodología	30
- Resultados y análisis	34
- Conclusiones y futuros trabajos	56
Referencias	61

Lista de figuras

Figura 1	Índice SAIDI para varios países europeos.	17
Figura 2	Variabilidad de las series de tiempo de irradiación global para un emplazamiento en América del Norte en función del tiempo de integración. La figura incluye datos de un minuto para un día, datos horarios para 4 días, 26 semanas de datos para el promedio semanal y 16 años de datos integrados para el promedio anual. Tomado de (Perez, 2015).	19
Figura 3	Comparación de la variabilidad en series de tiempo de irradiación global en función de la huella geográfica. Tomado de (Perez, 2015).	19
Figura 4	Comparación del régimen eólico e hídrico en el sistema eléctrico sur de Brasil. Tomado de (Schultz, 2005).	20
Figura 5	Comparación del régimen eólico e hídrico en el sistema eléctrico sur-este de Brasil. Tomado de (Schultz, 2005).	20
Figura 6	Valores relativos mensuales de velocidades de viento de la estación Clevelandia y flujos de agua en la hidroeléctrica Segredo en la cuenca del río Iguazú. Tomado de (Schultz, 2005).	21
Figura 7	Producción simulada de parques eólicos en la costa del estado de Ceará (BR). Tomado de (Schultz, 2005).	21
Figura 8	Aportes hídricos del río San Francisco a la hidroeléctrica Sobradinho propiedad de CHESF. Tomado de (Schultz, 2005).	21
Figura 9	Flujo equivalente de agua asociado en la hidroeléctrica Sobradinho a distintos niveles de penetración eólica. Tomado de (Schultz, 2005).	22
Figura 10	Variación anual de los recursos renovables y la demanda de energía. Tomado de (Chaer, y otros, 2014).	22
Figura 11	Producción eólica promedio horaria y desvío diezminutal para el período de Abril-Agosto 2014. Tomado de (Chaer, et al., 2014).	23
Figura 12	Variación de las velocidades de viento promedio en relación a la línea base (1961-1990) para el escenario A2. Tomado de (Pereira de Lucena, Schaeffer, Salem, & Marques, 2009).	24
Figura 13	(a) Promedio entre los diferentes modelos de simulación climática de los vientos superficiales para el período primavera-verano (flechas), velocidad de viento meridional (zonas de colores) e isobaras de presión atmosférica al nivel del mar (líneas) para el período 1961-1990. (b) Diferencia de promedios de vientos superficiales para el período primavera-verano (flechas) y presión atmosférica al nivel del mar (zonas de colores) entre los períodos 2071-2100 y 1961-1990. Tomado de (Gareaud & Falvey, 2009).	26

Lista de figuras

Figura 14	Capacidad instalada en Colombia en 2015 (Ramírez C. 2015).	29
Figura 15	Puntos de la cuadrícula de MERRA (naranja) (rojo) (Ramírez C. 2015).	31
Figura 16	(a) Parques naturales, (b) Red de Transmisión –Visión 2028 y (c) red vial en Colombia (Parques Nacionales Naturales de Colombia 2015; UPME 2015c; Ramírez C. 2015).	31-33
Figura 17	Velocidad media [m/s] y dirección del viento a 50m tomadas de MERRA (2001-2014) y patrones de viento (mensuales) estacionales medios normalizados de seis sitios. (Nombres: 1-Nariño, 2-Pacífico Sur, 3-Buenaventura Sur, 4-Tolima, 5-Cundinamarca, 6-Casanare, 7-Boyacá, 8-Arauca, 9-Norte de Santander, 10-Córdoba, 11-Atlántico, 12-Guajira, 13-San Andrés) (Ramírez C. 2015).	36-37
Figura 18	Insolación superficial solar anual [kWh/m ² /año] tomada de MERRA (2001-2014) y patrones solares (mensuales) estacionales medios normalizados de seis sitios. (Nombres: 1-Nariño Sur, 2-Cauca, 3-Huila, 4-Cundinamarca Occidente, 5-Casanare, 6-Boyacá, 7-Antioquia, 8-Arauca, 9-Norte de Santander, 10-Bolívar, 11-Cesar, 12-Atlántico, 13-Guajira, 14-San Andrés) (Ramírez C. 2015).	38-39
Figura 19	Ubicación y Capacidad Nominal [MW] (proporcional a la superficie del cuadrado) de las grandes centrales hidroeléctricas (>20MW) consideradas en el presente estudio. Azul: centrales con embalse actuales. Rojo: centrales de pasada actuales. Verde: centrales con embalse futuras/recientes. Círculo amarillo rodeando las ocho unidades de generación hidroeléctrica actuales y dos futuras en Antioquia (Ramírez C. 2015).	42-43
Figura 20	Ubicación de los ríos seleccionados (puntos azules) y caudales afluentes (mensuales) estacionales medios normalizados de seis ríos (Ramírez C. 2015).	44-45
Figura 21	Curvas medias normalizadas de caudales afluentes mensuales y velocidades del viento a 50m entre (izquierda) el grupo nacional de ríos y el sitio eólico con R estacional más negativo y (derecha) el río que pasa por la central hidroeléctrica y el sitio eólico con el mayor R estacional negativo (Ramírez C. 2015).	49
Figura 22	Curvas medias normalizadas de caudales afluentes mensuales e insolación superficial entre (izquierda) el grupo nacional de ríos y el sitio solar con R estacional más negativo y (derecha) el río que pasa por la central hidroeléctrica y el sitio eólico con el mayor R estacional negativo (Ramírez C. 2015).	49
Figura 23	(Izquierda) circulación global de la atmósfera (IDEAM 2005b). (Derecha) líneas de la ZCIT (azul). En el verano del hemisferio norte, la ZCIT se encuentra en el extremo norte (junio-agosto). En el verano del hemisferio sur, la ZCIT se encuentra en el extremo sur (diciembre-febrero) (“Intertropical Convergent Zone (ITCZ)” 2013).	51
Figura 24	Curvas medias normalizadas de los caudales afluentes del grupo nacional de ríos y (a la izquierda) datos del viento correspondientes al sitio con R interanual más negativo y (derecha) datos solares del sitio con R interanual más negativo (Ramírez C. 2015).	54

Lista de tablas

Tabla 1	Características de 19 grandes centrales hidroeléctricas y sus 24 ríos. Los cuatro nombres sombreados corresponden a proyectos futuros (Ramírez C. 2015).	40-41
Tabla 2	Coefficientes de correlación estacional media R entre las velocidades del viento a 50m y los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015).	47
Tabla 3	Coefficientes de correlación estacional media R entre las insolaciones superficiales y los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015)	48
Tabla 4	Algunas de las regiones con centrales hidroeléctricas y sitios eólicos con fuerte complementariedad estacional (elevados coeficientes negativos de correlación estacional).	50
Tabla 5	Algunas de las regiones con centrales hidroeléctricas y sitios solares con fuerte complementariedad estacional (elevados coeficientes de correlación estacional negativos).	50
Tabla 6	Coefficiente de correlación interanual único R entre las velocidades del viento a 50m y los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015).	52
Tabla 7	Coefficiente de correlación interanual único R entre las insolaciones superficiales y los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015).	53
Tabla 8	Algunas de las regiones con centrales hidroeléctricas y sitios eólicos con fuerte complementariedad interanual (elevados coeficientes negativos de correlación interanual).	54
Tabla 9	Algunas de las regiones con centrales hidroeléctricas y sitios solares con fuerte complementariedad interanual (elevados coeficientes negativos de correlación interanual).	54
Tabla 10	Índice Oceánico de El Niño (ONI, por sus siglas en inglés) de NOAA (sigla en inglés correspondiente a Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de EE.UU.): Anomalía en la TSM (temperatura de la superficie marina) en el Pacífico tropical, con un umbral de +/- 0,5°C, que identifica a El Niño (cálido, rojo) y La Niña (frío, azul) (Climate Prediction Center NOAA 2015).	55
Tabla 11	Índices del recurso eólico según MERRA con VI para los 13 sitios eólicos seleccionados (Ramírez C. 2015).	56
Tabla 12	Índices del recurso solar según MERRA con VI para los 14 sitios solares seleccionados (Ramírez C. 2015).	56
Tabla 13	Índices del recurso hídrico según XM con VI para los 24 ríos y el grupo nacional (Ramírez C. 2015).	57
Tabla 14	Valores máximos y mínimos observados para los recursos meteorológicos e índices energéticos y VI para los sitios eólicos/solares y centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015). Tomado de (Garreaud & Falvey, 2009).	58

Introducción



Antecedentes:

América Latina y el Caribe están enfrentando una serie de cambios en el sector energético. El consumo energético en los países de la región va de la mano del crecimiento económico, presionando a los países a aumentar sus capacidades de generación, transmisión y distribución para asegurar la disponibilidad de energía, es decir, la seguridad energética. Los países están enfrentando desafíos para aumentar su eficiencia energética y la proporción de energía renovable en sus matrices energéticas. La seguridad energética, la eficiencia energética y la energía renovable son centrales para el futuro del sector energético de la región y por lo tanto un pilar fundamental para la competitividad y la productividad.

La integración de la energía renovable en las redes existentes plantea desafíos importantes. Abordarlos requerirá no sólo de cambios regulatorios en los marcos existentes, sino un conocimiento profundo del recurso físico, su disponibilidad y su posible contribución para atender las necesidades energéticas futuras de la región.

La energía generada a partir del viento o del sol prácticamente no genera emisiones de carbono comparada con las alternativas de combustible tradicionales como el carbón, el petróleo y el gas natural. Para una sociedad que desea evitar los riesgos inherentes de un planeta en proceso de calentamiento, las energías renovables presentan el argumento más convincente para constituir la base de nuestro futuro sistema energético. Su costo de inversión era considerado como la principal barrera hace algunas décadas para su implementación masiva pero en la actualidad constituye el principal atractivo para los gobiernos y los inversores que no pertenecen al sector, gracias a que los costos de la tecnología han disminuido de forma considerable en la última década. La electricidad producida en lugares con fuertes vientos y abundante recurso solar es actualmente competitiva frente a otros combustibles fósiles y para numerosas regiones aisladas ya es la fuente más barata y limpia para la generación de energía.

Sin embargo, los recursos eólicos, solares e hídricos son variables por naturaleza, al igual que la electricidad producida por las turbinas eólicas, los paneles solares y los generadores hidroeléctricos de pasada. Esto hace que sea difícil despachar la electricidad en los momentos precisos en que los consumidores la necesitan, a diferencia de las centrales eléctricas convencionales a base de combustibles fósiles donde el combustible se almacena y puede procesarse casi de manera inmediata, ofreciendo así lo que tradicionalmente se conoce como capacidad firme o capacidad de carga base. En este sentido se han utilizado tradicionalmente dos alternativas con el fin de mitigar la variabilidad de la generación renovable y poder cubrir la demanda en el momento necesario: el almacenamiento de electricidad y las interconexiones eléctricas.

En el primer caso ya se utiliza con mucho éxito el almacenamiento de agua en embalses o represas lo cual permite generar electricidad justo en el momento cuando ésta se necesite, pero además del agua embalsada existen pocas tecnologías para almacenar grandes cantidades de calor del sol o electricidad comercialmente disponibles a precios competitivos sin subsidios. Los acumuladores de energía o baterías almacenan energía química que luego se transforma en electricidad pero su capacidad de almacenamiento se limitaba por lo menos hasta hace unos años a pequeñas cantidades de energía. Sin embargo el desarrollo reciente de esta tecnología y su reducción de costos asegura que pueda ser una opción válida en el futuro próximo.

De otro lado experiencias exitosas como el caso de los países nórdicos y su mercado regional han demostrado la factibilidad técnica de la integración de grandes cantidades de energía eólica en las redes eléctricas apoyándose en interconexiones regionales, como la que funciona entre Dinamarca y Noruega, ya que los excedentes de producción del primer país pueden ser enviados a través de un cable submarino a Noruega donde son consumidos. Se evita de esta forma la generación eléctrica con las centrales hidroeléctricas noruegas y el agua queda almacenada para su posterior uso como fuente de energía.

Sin embargo en ausencia de capacidades de almacenamiento y de interconexión suficiente entre países estos aspectos aquí descritos llevan naturalmente al interrogante de si una creciente participación de las energías renovables variables en un sistema energético a base de generación convencional podría contribuir a ofrecer capacidad firme. ¿Qué porcentaje de la capacidad instalada convencional (o capacidad firme) puede “reemplazarse” con la nueva generación de energía renovable variable? ¿Ese porcentaje corresponde a la misma capacidad nominal de las centrales renovables? ¿O siempre necesitamos la misma cantidad de capacidad renovable nominal como capacidad de respaldo en caso de falta de viento o sol para producir electricidad? Si es más ventoso cuando está seco y si llueve más cuando hay menos viento, ¿puede la energía producida brindar mayor capacidad firme que en el caso de que estas dos fuentes no sean complementarias entre sí? Este es el tipo de preguntas que esta nota intentará contestar mediante una simple descripción de algunos conceptos básicos, experiencias internacionales y un caso de estudio regional.

Estructura:

Este documento de trabajo describe cómo las Energías Renovables Variables (ERV) como la eólica y la solar contribuyen a la seguridad energética en el contexto energético de América Latina. La Sección 1 explica los conceptos básicos relacionados con el concepto de seguridad energética, como confiabilidad, accesibilidad y complementariedad en términos de las características específicas de las ERV. Se toman como referencia estudios nacionales y trabajos científicos en esta área para complementar las descripciones teóricas. Además de la complementariedad espacial, la complementariedad temporal entre diferentes recursos renovables no convencionales es una de las ventajas más importantes que estos recursos pueden ofrecer para cubrir de forma eficaz la demanda eléctrica. Esto se muestra en la misma sección mediante diferentes ejemplos de Brasil, Uruguay y la costa oeste de Sudamérica. La Sección 2 describe de manera exhaustiva la complementariedad del viento, el sol y el agua en Colombia y cómo esto podría constituir una alternativa posible para diversificar una matriz energética altamente dependiente de la energía hidroeléctrica y aumentar la resiliencia a la variabilidad natural y al cambio climático.

Seguridad energética y complemen- tariedad



La Agencia Internacional de la Energía define el concepto de seguridad energética como la **“disponibilidad ininterrumpida de las fuentes de energía a un precio accesible”**. Si nos enfocamos en el largo plazo surgen dos características inherentes a este concepto que tendrían que tener las fuentes de energía que pretendan reforzar la seguridad energética de nuestros países. En primer lugar la confiabilidad en el suministro y por otro lado un precio bajo, lo más competitivo posible y además estable en el tiempo. Es fundamental también entender que el concepto de seguridad energética se ha revaluado en los últimos tiempos y teniendo en cuenta aspectos sociales, económicos y medioambientales, es obligatorio introducir dimensiones adicionales con el fin de tener una visión mucho más integral del mismo.

El uso de las energías renovables variables (ERV) tiene implicaciones directas en la seguridad energética de los países. Se trata de fuentes autóctonas y locales que por lo tanto reducen la dependencia de combustibles importados además de brindar los beneficios ya conocidos a nivel de medioambiente, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), mejora en la calidad del aire y menor consumo de agua por unidad de electricidad producida, entre otros. En la parte técnica la generación distribuida a partir de ERV puede traer otro tipo de beneficios al sistema tales como menores pérdidas eléctricas en líneas de transmisión y distribución, mayor resiliencia del sistema eléctrico en caso de desastres naturales¹, y posibilidad de postergar y evitar inversiones de infraestructura de transmisión y generación a futuro.

Muchos de estos beneficios se traducen en menores costos directos para el sistema, para los gobiernos por ejemplo a nivel de reducción en subsidios a los combustibles fósiles y en algunos casos dependiendo del esquema tarifario existente los beneficios pueden recaer en los consumidores finales de electricidad. También existirán beneficios económicos que se reflejarán de forma indirecta en la sociedad, especialmente en lo que tiene que ver con el medioambiente, generación de empleo y fortalecimiento de cadenas de suministro a nivel industrial. La discusión presentada en este documento no se enfoca en los temas económicos sino en la relación más de tipo conceptual y técnico entre las ERV y las fuentes convencionales de energía y su aporte a la seguridad energética.

Confiabilidad

Respecto al primer aspecto relacionado con la seguridad energética, la confiabilidad de suministro, hay varios horizontes temporales que se tendrían que considerar al querer comparar tecnologías de generación de electricidad con energías fósiles o con ERV. En el corto y mediano plazo (escala de minutos u horas) los retos asociados al despacho de la electricidad producida por fuentes variables de energía renovable no son objeto de esta nota y ameritan una discusión más profunda debido a la variedad de tecnologías, condiciones de mercado y de operación de los sistemas eléctricos².

Sin embargo en este aspecto es importante anotar que las preocupaciones de que los mayores niveles de penetración de energías renovables variables en la red eléctrica puedan hacerla más vulnerable en la escala de horas o minutos a cortes de fluido eléctrico o eventos extremos similares son en la mayoría de los casos injustificados y no corresponden a ninguna de las experiencias que se han tenido en los sistemas de países con un alto porcentaje de energía variable. De hecho en la práctica se ha observado que inclusive a una mayor penetración de renovables variables la estabilidad de los sistemas y la probabilidad de salidas e indisponibilidad se mantiene constante y es menor que en sistemas basados casi exclusivamente en plantas de tipo fósil o nuclear. Aunque no se puede establecer una relación causal entre mayor porcentaje de renovables variables y estabilidad de la red por lo menos con estas observaciones de tipo operacional se debilita el argumento esgrimido anteriormente sobre un impacto negativo de plantas eólicas o solares a la estabilidad de las redes eléctricas.

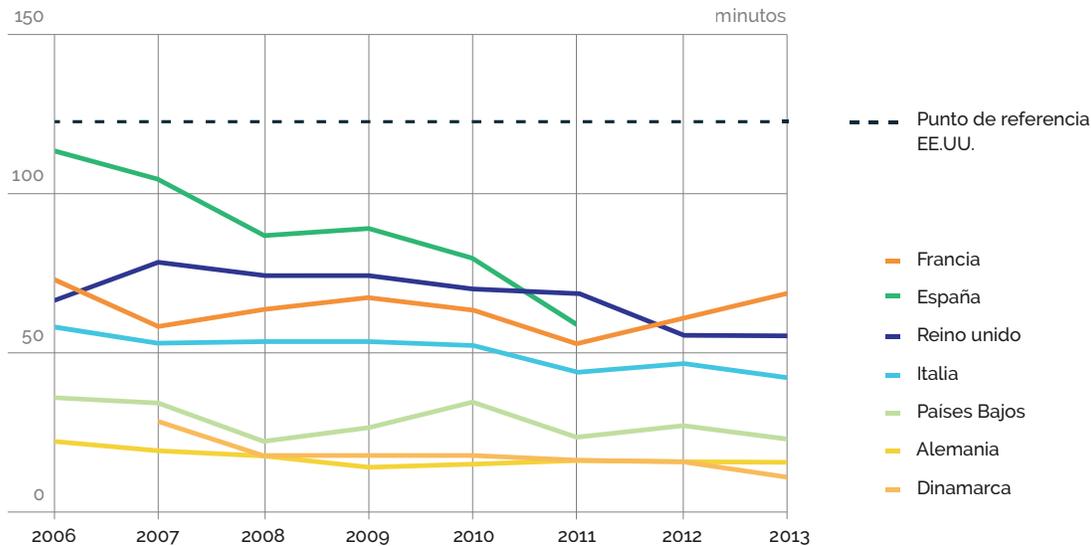
La siguiente gráfica muestra la evolución del índice de duración de interrupción promedio del sistema, (SAIDI por sus siglas en inglés, *System Average Interruption Duration Index*), el cual se puede considerar como uno de los indicadores que representan la confiabilidad de un sistema eléctrico. Se puede apreciar que los países con menores índices de interrupción SAIDI o mayor confiabilidad del sistema como Alemania y Dinamarca, son a su vez los que tienen una mayor participación de ERV en su matriz eléctrica. En el caso de Alemania en 2015 19.2% de su consumo de electricidad fue producido por energía eólica o solar mientras que en Dinamarca sólo la energía eólica alcanzó un 42% de participación a lo largo de todo ese año (Graichen, 2016).

España e Italia también tuvieron en 2013 porcentajes de participación de ERV mayores al 30% en sus matrices demostrando índices de confiabilidad mejores que países con menores penetraciones de renovables variables como Francia y Estados Unidos. Un elemento adicional y determinante para poder gestionar la capacidad y las características variables tanto de la energía solar como la eólica es disponer de una suficiente capacidad de interconexión eléctrica entre países vecinos que como en el caso de Europa asegura la posibilidad de entregar los excedentes de estas energías cuando la demanda local esté totalmente cubierta y viceversa, cuando se necesite respaldo en el corto plazo para poder satisfacer las necesidades de energía en el caso de que no existan suficientes recursos renovables a nivel local.

¹ Asumiendo que la generación descentralizada basada en recursos renovables locales sea diseñada de manera adecuada y en lugares seguros se puede reducir la probabilidad de cortes de servicio eléctrico de gran escala cuando los desastres naturales comprometen las grandes centrales.

² Para entender con mayor detalle los impactos de la generación de energía renovable variable en los sistemas eléctricos se recomienda consultar el documento de discusión del Diálogo de Política Regional 2013 del BID en (Batlle, 2014).

Figura 1. Índice SAIDI para varios países europeos³



En lo que tiene que ver con el largo plazo (escala de años) se puede considerar que las fuentes fósiles pueden ofrecer la confiabilidad deseada en la entrega de combustible, siempre y cuando haya de por medio contratos de suministro firmes durante la vida útil de las plantas de generación o cualquier otro mecanismo que asegure un flujo constante de combustible a las plantas. Gracias a que los combustibles como el carbón, petróleo y gas natural, son almacenables es posible garantizar este tipo de acuerdos de tipo económico, por lo menos mientras no se sientan los efectos de su agotamiento ya que el planeta sólo cuenta con una cantidad finita de estos recursos.

La confiabilidad que puedan proveer las fuentes fósiles de energía estará más condicionada entonces por variables de tipo geopolítico o medioambiental⁴, en caso de que los combustibles fósiles tengan que ser importados por los países que los requieran, generando por tanto una dependencia del mercado o del país productor. Asegurando un ambiente geopolítico ideal de suministro de estos combustibles la seguridad energética estará dada en mayor o menor medida por el grado de diversificación de la matriz de generación de electricidad y que tan dependiente se encuentre esta de agentes externos.

Las fuentes de energía renovables garantizan un suministro del recurso en el largo plazo siempre y cuando su explotación se haga de manera sostenible. Este aspecto puede ser relevante para energías tales como la biomasa o la geotermia donde el consumo del recurso primario puede superar el crecimiento de la biomasa en el primer caso, o el reaprovisionamiento de acuíferos o fuentes de calor en el segundo caso. Para fines de este documento se considerarán la energía solar y la eólica como ERV por lo tanto se asume un suministro ilimitado en el tiempo que no se afectará por la explotación mayor o menor del recurso.

En el caso de las ERV estas dependen de variables climáticas y atmosféricas, por lo tanto en el largo plazo y sin tener posibilidad de almacenamiento del recurso original hay que hacer referencia al comportamiento interanual del recurso hídrico, solar o eólico. Ni siquiera se puede contar aquí claramente con la excepción que representa el almacenamiento de agua en centrales hidroeléctricas, ya que como se ha visto en innumerables oportunidades los eventos climáticos extremos, como sequías prolongadas, fenómeno del Niño, etc., pueden afectar de manera importante la confiabilidad en el suministro a largo plazo de electricidad.

Todos los análisis que se hacen para calcular la cantidad de electricidad que se producirá con una planta que use fuentes de ERV se basan en el supuesto de que el recurso se comportará en el futuro como se ha comportado en el pasado. Por medio de estadísticas y correlaciones entre diferentes datos modelados y medidos se pretende siempre reflejar la cantidad de agua, viento o radiación solar que en promedio esté disponible durante cada año de operación de las plantas. Además de la incertidumbre asociada a la variabilidad de los recursos renovables en el pasado tendremos entonces que agregar la incertidumbre de que el período analizado no sea representativo del largo plazo. Hoy en día el cambio climático es un factor que agrega una nueva incertidumbre a todo el ejercicio de estimación y no son pocos los estudios que ya se ocupan de ver sus efectos en la disponibilidad de recurso como el agua o el viento a futuro.

³ Gráfica tomada de (Energy Transition, 2015).

⁴ Entre los compromisos de tipo medioambiental se destaca en recién acuerdo de París sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que ya se encuentra ratificado desde el 4 de Noviembre de 2016.

De hecho el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) indica en sus últimos reportes que el clima futuro se comportará cada vez menos como lo ha hecho en el pasado, por lo cual es de interés para los gobiernos potencialmente afectados y que quieran llevar a cabo una transición de sus matrices energéticas y aumentar la participación de ERV en las mismas, poder modelar las tendencias y los cambios que registrarán estos recursos debido al cambio climático. A pesar de que sólo hasta hace un par de décadas se comenzaron a investigar estos cambios con ayuda de los escenarios suministrados por el IPCC, ya han surgido diferentes enfoques de investigación e intentos de analizar no sólo países sino regiones enteras como es el análisis realizado para los países en vías de desarrollo del sur de África (Fant, 2016). Estudios de este tipo no sólo muestran las proyecciones a futuro de los recursos solar o eólico a futuro sino además las variaciones a nivel estacional y geográfico, convirtiéndose en un elemento importante para tomar decisiones informadas de política energética en el sector público.

Accesibilidad y precio

Volviendo a la definición de seguridad energética vemos que los niveles y estabilidad del precio de los recursos juega un papel muy importante, si no el más importante de todos. En este aspecto las energías fósiles pueden ofrecer todo un rango de precios que a su vez dependen tanto de variables del mercado como variables geopolíticas. Si bien se han constituido históricamente como la primera opción a nivel mundial para la generación de electricidad, el comportamiento de los precios ha sido más o menos volátil dependiendo de la aparición de nuevos avances tecnológicos tanto en su exploración como explotación, acuerdos internacionales, guerras o eventos políticos relevantes.

Se podría decir entonces que mientras el clima geopolítico afecta la confiabilidad de las fuentes fósiles de energía es el clima atmosférico el que lo hace con las fuentes renovables. Los recursos renovables son abundantes, accesibles y garantizan un precio constante casi que a eternidad, o por lo menos en una escala temporal de millones de años para la humanidad. En los proyectos hidroeléctricos, eólicos o solares se asume siempre un costo de cero para el combustible durante los 20 o 30 años de operación de las plantas de generación eléctrica.

Si este aspecto de estabilidad del precio para las renovables está aparentemente cubierto con fines de proporcionar una confiabilidad mayor nos deberíamos entonces preocupar por el tema de su variabilidad climática natural y es aquí donde entra a jugar un papel clave la pregunta de cómo la complementariedad geográfica y temporal de estos recursos puede ayudar a mejorar la confiabilidad y por lo tanto la seguridad energética de los sistemas eléctricos de los países de nuestra región.

Complementariedad

La disponibilidad de los recursos renovables naturales está condicionada por variables espaciales y temporales. Depende entre otros, de aspectos tales como dónde esté la ubicación del proyecto, a qué altura sobre el nivel del mar se encuentre, que tanta nubosidad exista, temperatura y humedad, topografía del terreno etc. A través de mediciones in-situ es posible determinar el comportamiento promedio del recurso en una región específica y como se mencionaba anteriormente extrapolar a condiciones futuras. Este tipo de estudios de potencial y especialmente su calidad en la recopilación de la información son fundamentales a la hora de crear un inventario de posibilidades de explotación energética para un país. De la misma forma que un país puede o no estar dotado en su subsuelo de carbón, gas o petróleo, también puede disponer de agua, viento o sol, distribuidos a lo largo y ancho de su geografía.

Es importante anotar que si bien muchos países disponen de combustibles fósiles, por lo general estos están concentrados en ciertas regiones geográficas, como el Medio Oriente, además de países con grandes extensiones de terreno como Rusia o Estados Unidos. Por otro lado todos los países del mundo en mayor o menor medida disponen de recursos naturales renovables por lo cual es relevante realizar los inventarios nacionales para establecer su cantidad, calidad y complementariedad entre ellos.

Entre mayor sea la distribución geográfica de las plantas renovables mayor será la posibilidad de que en el momento en que en un sitio falte o baje la intensidad de uno de los recursos, se pueda generar energía al mismo tiempo con otro recurso renovable en otro sitio distinto. De aquí la importancia de la complementariedad temporal entre las renovables y de cómo ellas estén correlacionadas entre sí. Se puede tomar como ejemplo la variabilidad del recurso solar, que es la fuente primaria de la mayoría de los recursos renovables del planeta. Según Pérez et al.⁵, mientras que a nivel diario se podrá experimentar un alto grado de variabilidad de irradiación solar por los cambios en la geometría entre el sol y la tierra y el movimiento de las nubes, a nivel de varios días para un mismo punto la energía solar integrada cada vez muestra un menor grado de variabilidad que se hace insignificante a medida que el período de integración es de un año o mayor (Figura 2). Lo mismo ocurre si se hace una integración geográfica del recurso solar para puntos dispersos en una región o continente, disminuyéndose de esta forma considerablemente la intermitencia. De hecho al ampliar el rango espacial a todo el planeta la variabilidad se disminuye casi a cero.

⁵ (Perez, 2015) <http://asrc.albany.edu/people/faculty/perez/2015/SEVAR.pdf>

Figura 2. Variabilidad de las series de tiempo de irradiación global para un emplazamiento en América del Norte en función del tiempo de integración. La figura incluye datos de un minuto para un día, datos horarios para 4 días, 26 semanas de datos para el promedio semanal y 16 años de datos integrados para el promedio. Tomado de (Perez, 2015).

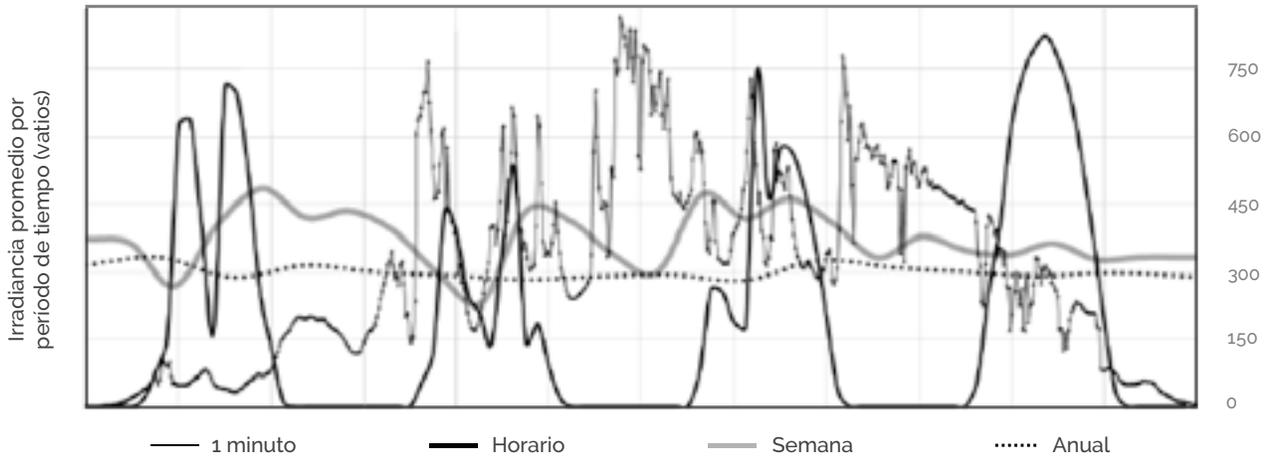
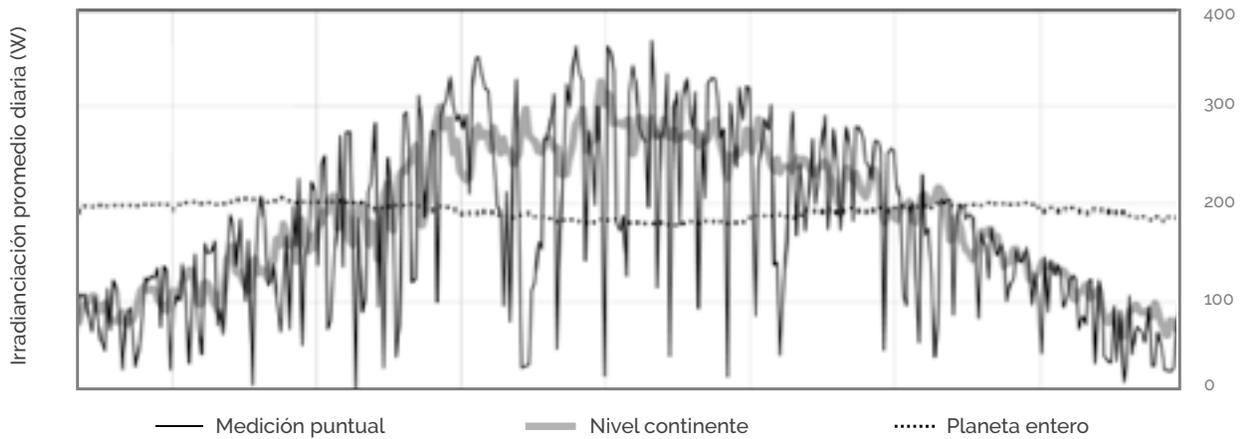


Figura 3. Comparación de la variabilidad en series de tiempo de irradiación global en función de la huella geográfica. Tomado de (Perez, 2015).



El tema de la complementariedad no se ha estudiado en detalle en Latinoamérica con contadas excepciones, de las cuales se hará a continuación un pequeño resumen. Mucho menos se ha estudiado el futuro de esta relación, o sea la influencia que tendrán fenómenos como el del cambio climático en la disponibilidad y la interrelación de los recursos hídrico, solar o eólico. De hecho uno de los primeros estudios a nivel regional sobre la vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica al cambio climático en Centro América fue llevado a cabo por el BID⁶, en donde se pudo analizar en detalle la disponibilidad de agua a futuro para las cuencas hidrográficas más relevantes en los 6 países de esta región con base en los escenarios de calentamiento global del IPCC.

Revisión bibliográfica sobre estudios de complementariedad en América Latina

Los primeros casos que se comentan a continuación corresponden a estudios de complementariedad entre recursos eólicos o solares y el recurso hídrico, que en el caso de países como Paraguay, Brasil o Colombia es responsable del mayor porcentaje de generación eléctrica. La segunda parte de estudios corresponde a distintos análisis de la disponibilidad del recurso eólico a largo plazo, teniendo en cuenta factores como el cambio climático. Después de asegurar la complementariedad entre recursos renovables variables no se ganaría ninguna ventaja si estos mismos recursos disminuyen en las próximas décadas de acuerdo a las estimaciones de los modelos climáticos. De aquí la importancia de investigar también no sólo la complementariedad sino también la disponibilidad de los recursos a futuro, ya que sólo conociendo estos dos aspectos podremos determinar de una manera más acertada las implicaciones de las ERV en la seguridad energética de los países.

La revisión de literatura se enfoca en estudios publicados en revistas científicas de acceso público por internet o por instituciones multilaterales siempre involucrando países de la región. No pretende ser una revisión extensiva sino una muestra representativa de lo que se ha hecho hasta el momento cubriendo tanto estudios estadísticos de diagnóstico como de pronóstico del comportamiento de las renovables a futuro.

Regímenes estacionales complementarios eólico-hídricos en Brasil

Brasil es un país que depende en su mayoría del recurso hídrico para cubrir sus necesidades internas de energía. En el 2014 el 65.4% de la electricidad que se consumió provino de esta fuente, pero de hecho desde el año 2011 la contribución de las hidroeléctricas a la oferta interna ha venido bajando paulatinamente, con un 13% de disminución total para el período 2011-2014. La producción de 373439 GWh alcanzada en el año 2014 sólo es comparable a niveles de producción que se habían observado en el año 2007. La reducción se explica en parte por la baja hidrología y sucesos extremos de sequía que han afectado diferentes zonas del país.

Además es importante mencionar que la cuenca hidrográfica más importante de producción eléctrica se encuentra en el sureste del país, donde se hubican las centrales hidroeléctricas de mayor tamaño por lo que cualquier evento climatológico extremo que se presente en esa región tiende a afectar de manera importante el balance de todo el sistema eléctrico nacional. Varios estudios independientes han demostrado que tanto el sureste como el noreste del país presentan regímenes similares tanto en el aspecto hidrológico como eólico. El estudio realizado por Schultz et al. (Schultz, 2005) describe este tipo de complementariedad tanto para la zona sur-sureste y la nordeste.

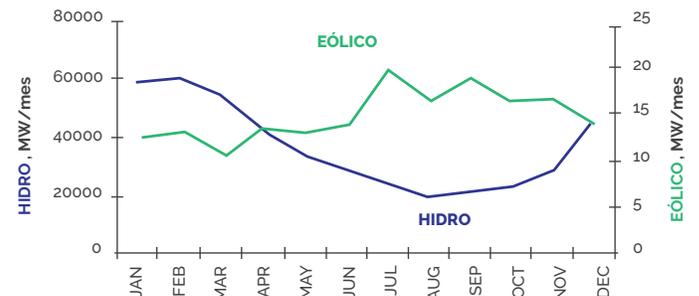
La empresa eléctrica del estado de Paraná, COPEL, realizó simulaciones para la integración de energía eólica en el sistema sur del país. Se usaron series de tiempo eólicas y de flujos de agua de 21 años, calculadas con base en datos medidos y de referencia de estaciones meteorológicas. Se encontró que el comportamiento estacional de la generación con energía eólica es similar a la hidráulica (no complementaria) con una correlación positiva de 0.64, como se muestra en la Figura 4.

Sin embargo cuando se realizaron los estudios integrando la generación eólica del emplazamiento situado en el estado de Paraná con

Figura 4. Comparación del régimen eólico e hídrico en el sistema eléctrico sur de Brasil. Tomado de (Schultz, 2005)



Figura 5. Comparación del régimen eólico e hídrico en el sistema eléctrico sur-este de Brasil. Tomado de (Schultz, 2005)



⁶ Vulnerabilidad Al Cambio Climático de los Sistemas de Producción Hidroeléctrica en Centroamérica y sus Opciones de Adaptación. BID, 2015.

Seguridad energética y complementariedad

el subsistema eléctrico sur-este que es el de mayor peso en la matriz energética del Brasil se encontró una fuerte correlación negativa (-0.79) entre esta generación y la disponibilidad hidráulica, por lo tanto se demostraba su complementariedad (Figura 5).

Un aspecto que destacan los autores al realizar este análisis es la menor variabilidad interanual del recurso eólico frente al hídrico tomando como ejemplo datos de más de 10 años en la cuenca del río Igauzú. Es claro que a pesar de la mayor variabilidad horaria y diaria de las velocidades de viento, en una escala de meses y años la energía eólica ofrece mayor constancia para la generación eléctrica (Figura 6).

Con una metodología similar que en el caso de sur de Brasil la empresa eléctrica CHESF realizó simulaciones para el nordeste del país usando datos de viento de dos años en cinco diferentes áreas en la

costa del estado de Ceará y datos de 60 años de flujos de agua en el río San Francisco. Se obtuvo una clara correlación negativa entre la producción eléctrica los dos recursos en cuestión (Figura 7 y Figura 8).

A través de este análisis en dos regiones de climatología totalmente distinta en Brasil se pudo establecer que la gestión integrada de los recursos eólico e hídrico puede contribuir a la estabilidad estacional del sistema eléctrico, ya que la capacidad que el mismo puede ofrecer a la demanda aumenta con una energía complementaria, en este caso la eólica. El resultado general del estudio realizado se puede visualizar en la Figura 9 (siguiente página). Además del ahorro de agua que puede ser fundamental en zonas con presiones hídricas o donde se destine el agua también para usos en la agricultura o consumo humano, la explotación integrada de los recursos complementarios ofrece una alternativa poco explotada de adaptación al cambio climático.

Figura 6. Valores relativos mensuales de velocidades de viento de la estación Clevelandia y flujos de agua en la hidroeléctrica Segredo en la cuenca del río Igauzú. Tomado de (Schultz, 2005)

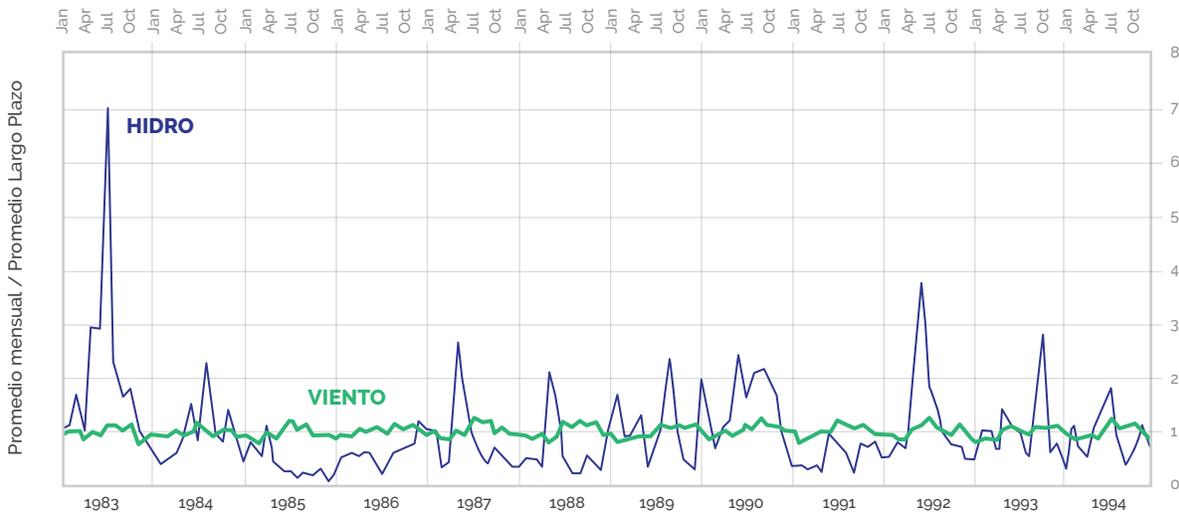


Figura 7. Producción simulada de parques eólicos en la costa del estado de Ceará (BR). Tomado de (Schultz, 2005)

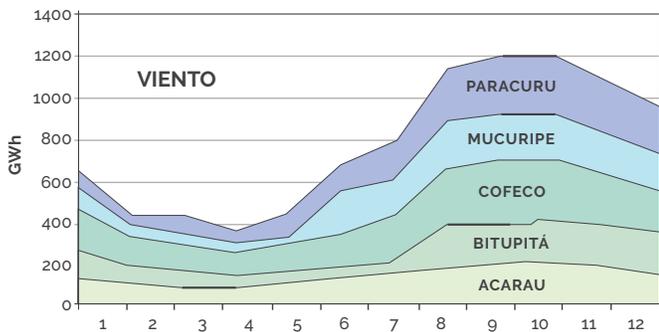


Figura 8. Aportes hídricos del río San Francisco a la hidroeléctrica Sobradinho propiedad de CHESF. Tomado de (Schultz, 2005)

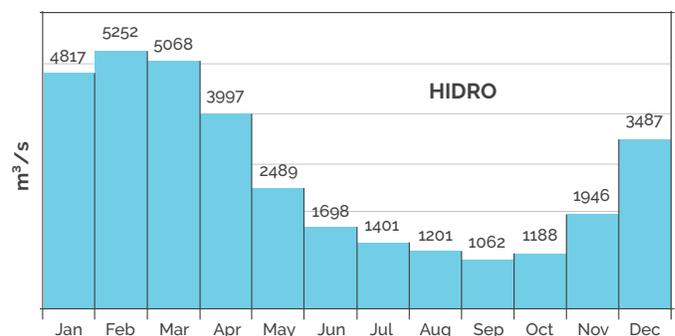
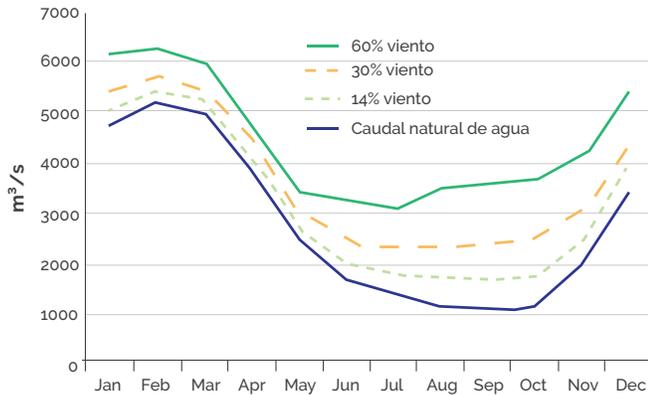


Figura 9. Flujo equivalente de agua asociado en la hidroeléctrica Sobradinho a distintos niveles de penetración eólica. Tomado de (Schultz, 2005).



Complementariedad de los recursos eólico, solar e hídrico en Uruguay

Uruguay depende en gran porcentaje del recurso hídrico para cubrir la demanda interna de electricidad pero como se anuncia en el estudio sobre complementariedad de las energías renovables descrito en esta sección realizado por la Fundación Julio Ricaldoni y la Universidad de la República (Chaer, y otros, 2014), el sistema es muy vulnerable a la variación en el régimen de lluvias. La energía hidráulica puede variar anualmente entre un 25% y un 100% de la cantidad total de energía que necesita el país. Además, la capacidad de almacenamiento de agua para períodos multianuales en los embalses existentes es muy baja.

La situación se complica teniendo en cuenta que el poco potencial hidroeléctrico con el que cuenta el país ya se ha explotado en su mayoría por lo tanto las autoridades de ese país han hecho grandes esfuerzos para diversificar la matriz de generación con otras fuentes de energía. Luego de haber alcanzado un consenso a nivel político el gobierno ha puesto en práctica distintas medidas a nivel regulatorio y económico con el fin de crear un ambiente propicio para las inversiones tanto de energías limpias como de otros combustibles que le puedan brindar al sistema la estabilidad necesaria para poder sortear con éxito las épocas de pocas lluvias.

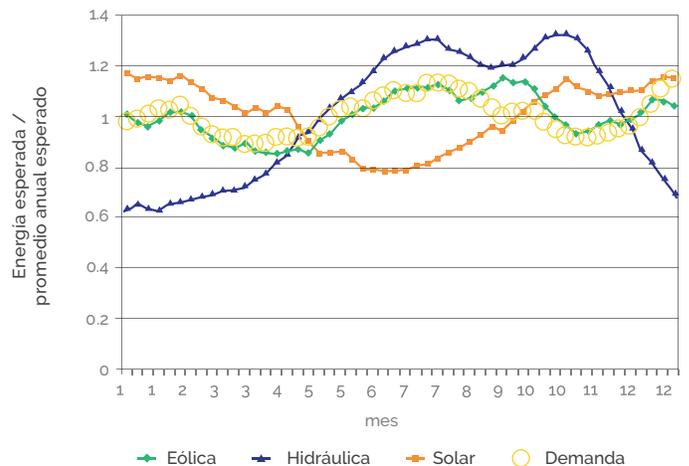
Los datos de entrada para la simulación consistieron en series de tiempo basadas para el caso eólico en una medición de dos años en 7 sitios distribuidos geográficamente en todo el país, mientras que para el caso solar se usaron también registros de variables de irradiación de estaciones ubicadas en 8 puntos distintos. De esta forma se procedió a crear perfiles de generación a diferentes escalas temporales y poder comparar con el recurso hidroeléctrico.

En la Figura 10 se observan los resultados de las simulaciones donde es posible comparar la estacionalidad de los tres recursos renovables

(solar, eólico e hídrico) con la demanda. Todos son resultados de valoraciones estadísticas pero especialmente en el caso de la hidráulica se presenta una gran incertidumbre por las grandes variaciones año a año ya comentadas. Lo importante en este caso no son los valores absolutos sino la correlación entre los recursos que obedecen a factores más de tipo meteorológico.

Se observa de manera destacada en la figura la correlación positiva entre el perfil correspondiente al recurso eólico y a la demanda, mientras que en el caso de la energía solar existe una correlación negativa con el recurso hidráulico. El primer hecho tendrá consecuencias a nivel de competencia de los recursos en caso de que los dos sean muy abundantes (agua y viento) ya que representará un reto adicional en la operación del sistema en escalas horarias o de días, mientras que el segundo caso podrá considerarse como un beneficio adicional al sistema en términos económicos, ya que por lo general en los meses de verano y poco lluviosos una mayor penetración de energía solar podría ayudar a abaratar los costos del sistema y por lo tanto las tarifas eléctricas a los usuarios finales. La solar por lo tanto es un buen complemento a la hidráulica pero no contribuiría demasiado a cubrir la demanda ya que justamente es escasa en la época del año cuando la demanda es mayor.

Figura 10. Variación anual de los recursos renovables y la demanda de energía. Tomado de (Chaer, y otros, 2014).

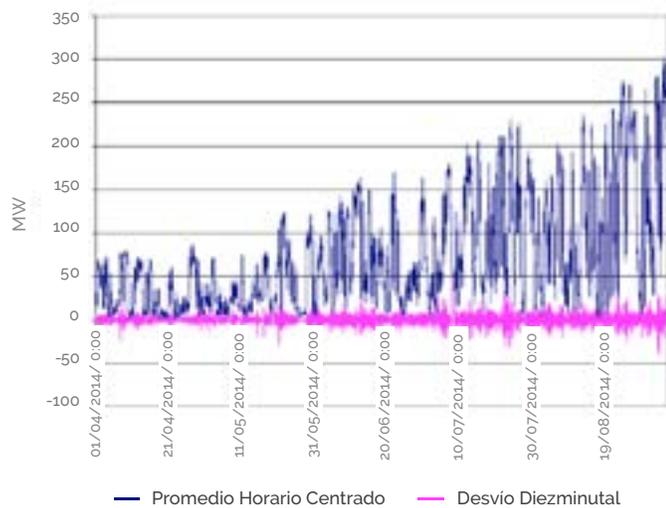


El caso de Uruguay es muy relevante ya que las metas del gobierno son ambiciosas respecto a la penetración de las energías renovables variables como la solar y la eólica en su matriz energética de generación de electricidad. Respecto a esta última se espera que pueda contribuir hacia el año 2020 con el 40% de la energía consumida anualmente, lo que implica una capacidad de unos 1400MW, convirtiendo a Uruguay en uno de los países a nivel mundial con mayor porcentaje de eólica en su sistema, sólo comparable con Dinamarca que justo llegó al 42.1% de penetración en el año 2015.

Seguridad energética y complementariedad

Con unos 500MW de operación de parques eólicos en el sistema uruguayo a finales del 2015 ya se pueden observar algunos efectos relevantes para la operación y planificación a largo plazo del sistema eléctrico. El estudio también hace mención a la variabilidad del recurso en la escala de minutos y de cómo a pesar de que aumenta la capacidad de producción eólica en el período analizado no aumenta la desviación estándar de la potencia y se mantiene en un nivel de +/- 25MW (Figura 11). Este aspecto es coherente con lo descrito en la sección 1.3 y confirma el hecho de que una mayor distribución geográfica de la generación eólica tiende a estabilizar la variabilidad de la producción y por lo tanto se facilita su operación y control en el corto plazo no teniendo que incrementar necesariamente los sistemas de reserva en una proporción similar al crecimiento de la capacidad instalada eólica.

Figura 11. Producción eólica promedio horaria y desvío diezminutal para el período de Abril-Agosto 2014. Tomado de (Chaer, et al., 2014)



Comportamiento futuro de la energía eólica en Brasil

Mientras que los estudios referidos anteriormente se ocupan del comportamiento histórico del recurso eólico o solar, es muy relevante investigar y modelar la disponibilidad y variabilidad del recurso renovable a futuro. Son muy pocos los estudios que se enfrentan a esta cuestión, en parte por la falta de bases de datos adecuadas, la complejidad del ejercicio de modelaje y la capacidad requerida de análisis a nivel de procesos atmosféricos. Generalmente han sido universidades e instituciones de investigación quienes se han hecho a la tarea de adaptar e interpretar los resultados de los modelos de cambio climático existentes y adaptarlos a las condiciones presentes en América Latina.

Como se comentó anteriormente en el caso de Brasil es conocida la complementariedad entre el recurso hídrico y eólico en algunas zonas

del país. El siguiente paso en el análisis es establecer los impactos que tendrá el cambio climático en la generación de electricidad a partir del viento y este es precisamente el objeto del estudio encabezado por el equipo de la Universidad Federal de Río de Janeiro y el Centro de Investigación de Energía Eléctrica, CEPTEL (Pereira de Lucena, Schaeffer, Salem, & Marques, 2009). La pregunta cobra aún mayor relevancia en un país que ha visto unos de los desarrollos más acelerados de capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial, donde a marzo de 2016 se cuentan con 8350MW de plantas eólicas, un 6% de la capacidad total de generación eléctrica. De otro lado los planes a futuro del gobierno plantean casi triplicar la capacidad eólica en un período de 8 años, y llegar a una potencia de 24GW y una participación en la matriz de generación de 11.6% en el 2024 (MME/EPE, 2015).

Los impactos del cambio climático global en el potencial eólico del país se analizan en el estudio teniendo en cuenta las proyecciones del clima realizadas por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) y los escenarios correspondientes de emisiones A2 y B2. El primero de ellos representa un escenario pesimista de altas emisiones, donde no hay colaboración entre los gobiernos en materia de políticas de reducción de GEI y el crecimiento económico es desigual entre los países. Mientras tanto el escenario B2 representa una situación más optimista en un mundo donde las emisiones de GEI son bajas, hay gran innovación en tecnología y lo más importante una mayor conciencia y acción a nivel local y regional con el fin de disminuir los efectos del cambio climático. Los dos escenarios representan dos posibilidades extremas y por lo tanto son adecuados para identificar la tendencia respecto al potencial eólico y su relación con el aumento de la temperatura del planeta.

Vale la pena destacar este último punto ya que debido a las incertidumbres asociadas a los modelos, que incluyen desde incertidumbres en las proyecciones de actividad económica y por lo tanto de emisiones de GEI hasta las incertidumbres en la representación de los procesos climáticos globales y su extrapolación a las regiones, un análisis de largo plazo sólo nos podrá indicar una tendencia general y no un valor absoluto en la variación del potencial. A pesar de esta suma de incertidumbres este tipo de análisis es el único que nos puede brindar cierta claridad sobre los que podemos esperar en un futuro.

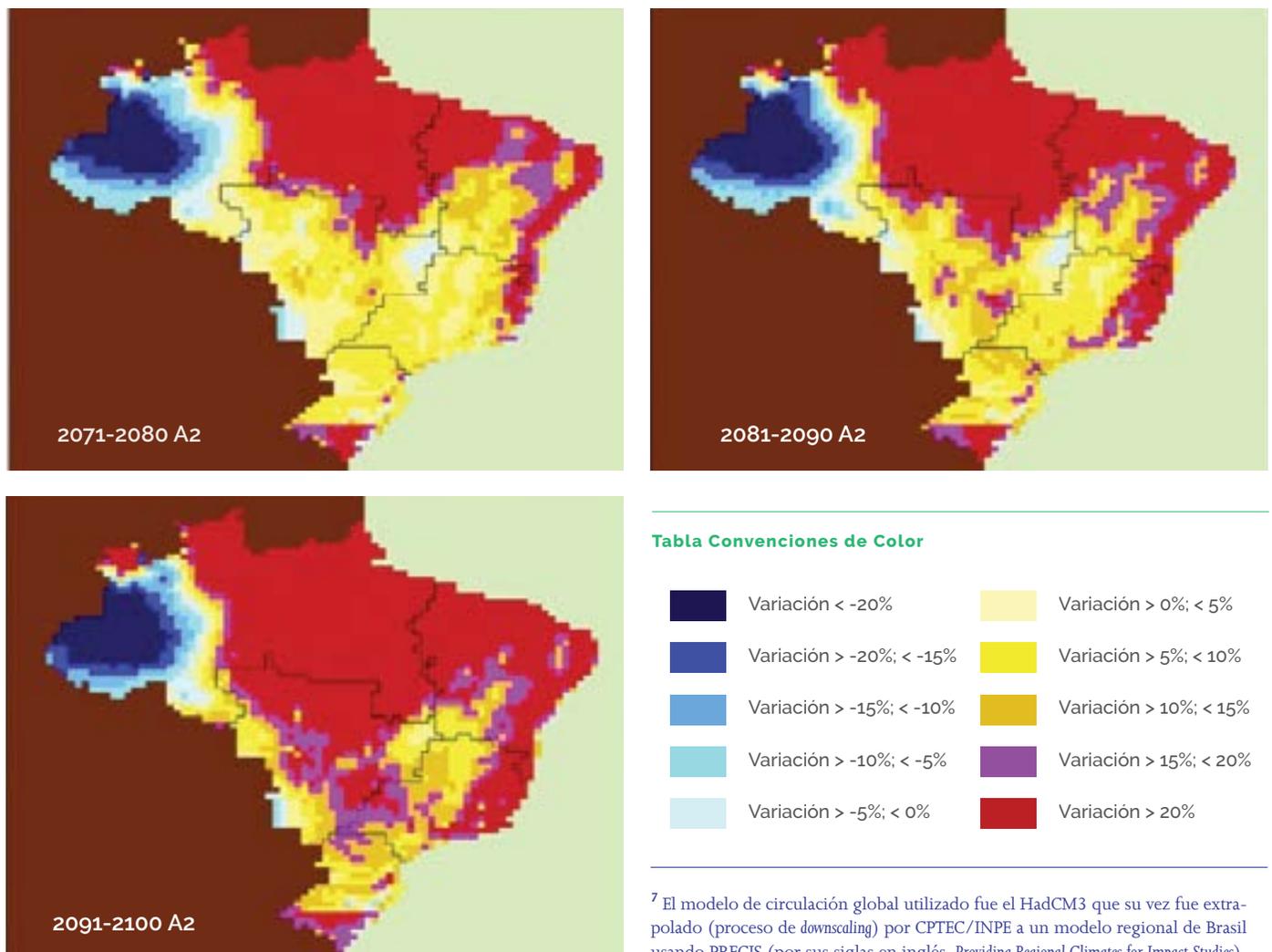
En cuanto a la metodología el estudio compara las velocidades de viento (y producción eólica) que se encuentran en el mapa eólico del Brasil para dos períodos distintos de tiempo, el primero comprendido entre los años 1961-1990 (línea base) y el segundo período entre los años 2071-2100, luego de haber incluido la variación debida a las condiciones del clima representadas por los escenarios ya mencionados⁷. De acuerdo a los resultados del estudio las proyecciones del clima muestran que las velocidades de viento promedio se incrementarían de manera considerable en las regiones costeras, donde justamente se tienen en la actualidad las velocidades más al-

tas y por lo tanto el potencial más atractivo de generación eléctrica. Además se da la situación que los centros de mayor consumo eléctrico en Brasil se hayan también situados en las zonas costeras, no haciendo necesaria una mayor infraestructura de transmisión y reduciendo el nivel de pérdidas eléctricas asociadas a esta última.

En la Figura 12 se pueden apreciar los resultados en el caso del escenario A2 donde se estima un aumento de 4 veces del potencial eólico promedio en el país comparado con la situación actual. Para el caso del escenario B2 la simulación da como resultado un incremento en casi 3 veces del potencial promedio. Debido a las incertidumbres y suposiciones que rodean el modelo es importante no asumir los resultados de manera absoluta pero más bien como un argumento

sustentado para descartar que el cambio climático afecte negativamente la disponibilidad del recurso eólico en Brasil en un futuro. Por el contrario el estudio muestra que el cambio climático puede favorecer el recurso eólico y ofrecer una alternativa de alto valor como complemento a la energía hidroeléctrica en tiempos de bajas precipitaciones. En la actualidad los costos de generación de electricidad de los proyectos eólicos ya son muy competitivos especialmente en la región del Noreste de Brasil, desplazando inclusive a tecnologías fósiles como el gas natural. Si además de este aspecto consideramos que una mayor abundancia del recurso y el avance de la tecnología aseguran unos precios futuros con tendencia a la baja es de esperar que la energía eólica se convierta en una opción real y sostenible para contribuir a la seguridad energética del país en el largo plazo.

Figura 12. Variación de las velocidades de viento promedio en relación a la línea base (1961-1990) para el escenario A2. Tomado de (Pereira de Lucena, Schaeffer, Salem, & Marques, 2009)



⁷ El modelo de circulación global utilizado fue el HadCM3 que su vez fue extrapolado (proceso de downscaling) por CPTEC/INPE a un modelo regional de Brasil usando PRECIS (por sus siglas en inglés, Providing Regional Climates for Impact Studies).

Impacto del cambio climático en los vientos costeros del este de Sudamérica

El segundo estudio sobre los efectos del cambio climático a nivel regional realizado por investigadores de la Universidad de Chile se enfoca en los vientos presentes en la costa subtropical de Suramérica, la cual corresponde a la región norte-central de Chile entre los 25° y 35° S (Garreaud & Falvey, 2009). Esta región se caracteriza por un clima muy árido y los modelos a futuro no muestran ningún cambio respecto a esta situación climática, mientras que sí se aprecian impactos en los vientos de superficie hacia el oeste de la costa chilena. También se toman en este análisis como base los escenarios del IPCC A2 y B2 explicados anteriormente.

Lo primero que se analizó en el estudio fueron los resultados de 15 modelos de circulación global distintos y los cambios estimados en los vientos de superficie al oeste de la costa, con el fin de establecer una primera estimación gruesa ya que la resolución de estos modelos no supera los 200 km y por lo tanto no son capaces de “ver” los detalles de las corrientes de viento con una resolución más fina y que se encuentran cercanas a la costa. Aun así el ejercicio es importante para confirmar la consistencia de estos modelos que acoplan el comportamiento de la atmósfera y de los océanos. Lo que se observa es que sí reproducen bien el comportamiento en gran escala del viento en esa zona, o sea las corrientes de viento en dirección sur-norte a lo largo de la costa y los vientos que vienen del oeste más al sur de la latitud 35° S, como también el desplazamiento de la frontera entre estas dos regiones con diferentes direcciones de viento de acuerdo a la estación predominante (Figura 13 a).

Cuando se comparan las condiciones promedio de viento en el período de 30 años comprendido entre 1961 y 1990 y el período de 2071-2100 para el escenario A2, se observa un aumento (anomalía positiva) de los vientos en el sur este del Océano Pacífico (Figura 13 b). El incremento máximo observado de la velocidad del viento cerca de la parte más central de la costa chilena es de 1 m/s respecto a las condiciones de la línea base. En la época de otoño-invierno el comportamiento es similar aunque el máximo se desplaza más hacia el norte a lo largo de la costa. En el caso del escenario B2, con concentraciones menores de CO₂ en la atmósfera⁸ el valor del cambio es un 25% menor que en el escenario A2.

Al utilizar un modelo climático regional (PRECIS, usado también en el estudio anteriormente citado para Brasil) con una resolución mucho mayor⁹ se pudieron hacer observaciones similares a los resultados obtenidos con los modelos de circulación global, donde se pudo verificar para el período de línea base la variabilidad y comportamiento estacional de los vientos en la costa chilena. Luego al incluir el efecto del cambio climático a través de los dos escenarios A2 y B2 con PRECIS se confirmó en primer lugar el aumento de la velocidad de viento costera para el período 2071-2100. En segundo lugar y

debido al mayor detalle y resolución del modelo se llegó incluso a observar que la temporada de vientos altos es menos susceptible a la estación correspondiente, por lo cual se tienen durante un período mayor de tiempo durante el año vientos provenientes del sur, los denominados chorros costeros (*coastal jets*).

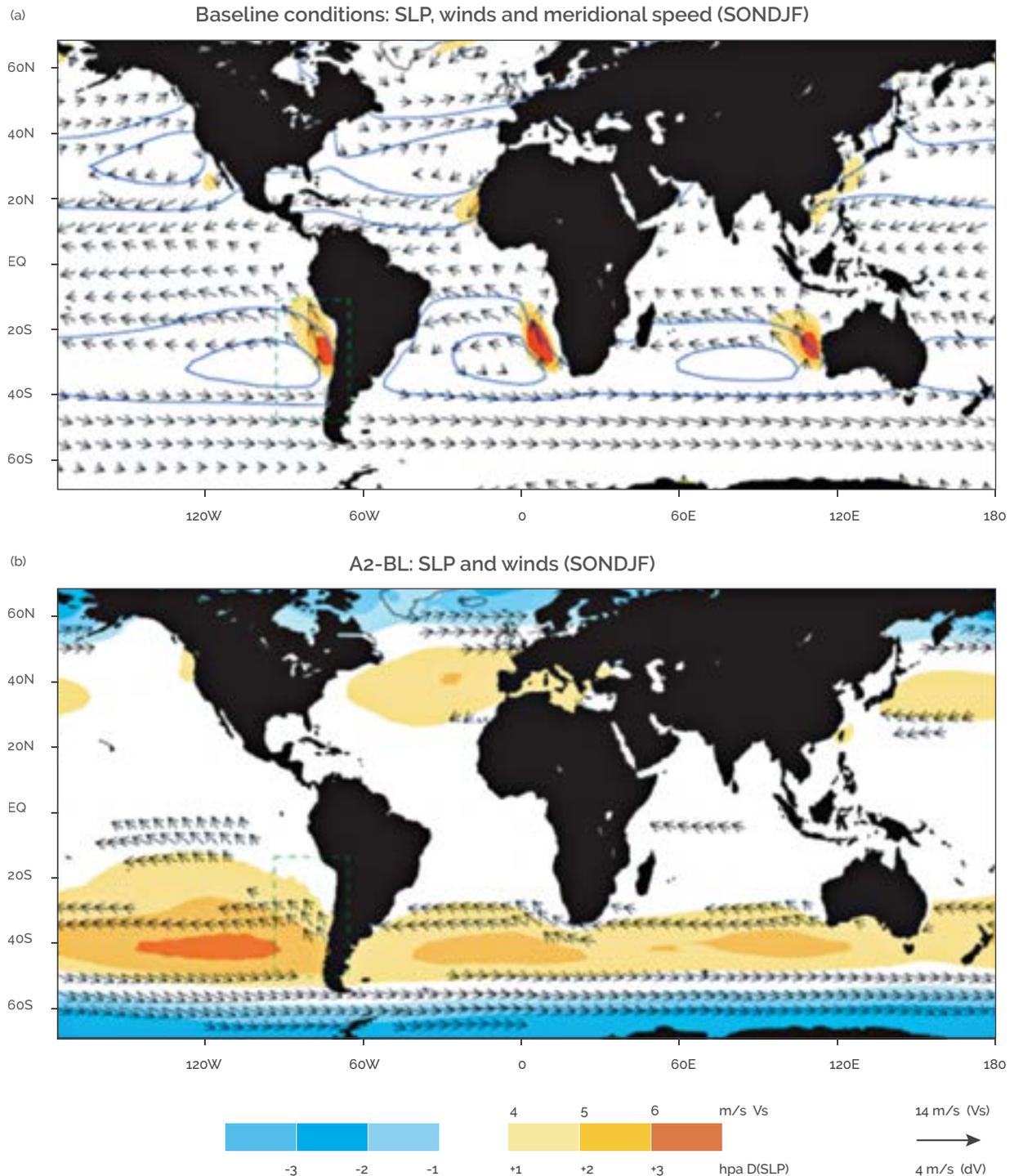
A pesar de la complejidad del comportamiento de la atmósfera el estudio hace hincapié en que tanto los modelos de circulación global como los modelos regionales del clima pueden llegar a describir adecuadamente las condiciones históricas y características de los vientos de la costa subtropical chilena. En cuanto a la estimación del impacto sobre el potencial eólico por el cambio climático los dos tipos de modelos predicen un aumento del potencial eólico en las costas chilenas por el calentamiento global. Irónicamente la mayor frecuencia y duración de eventos con mayores vientos pueden llevar localmente a un enfriamiento de las capas más superiores del mar cerca a las costas chilenas. Este efecto ha beneficiado hasta el momento la industria pesquera ya que los vientos ayudan a traer aguas más frías y abundantes en nutrientes del sur del Océano Pacífico.

Figura 13a: siguiente página

⁸ 600 partes por millón, ppm, en vez de las 820 ppm del escenario A2.

⁹ 25 km en vez de 200 km de resolución para el modelo de circulación global de la atmósfera.

Figura 13a. Promedio entre los diferentes modelos de simulación climática de los vientos superficiales para el período primavera-verano (flechas), velocidad de viento meridional (zonas de colores) e isobaras de presión atmosférica al nivel del mar (líneas) para el período 1961-1990. (b) Diferencia de promedios de vientos superficiales para el período primavera-verano (flechas) y presión atmosférica al nivel del mar (zonas de colores) entre los periodos 2071-2100 y 1961-1990. Tomado de (Garreaud & Falvey, 2009).



Caso de estudio



Complementariedad entre recursos renovables para la generación energética en Colombia

Motivación

La energía es clave para el desarrollo de cualquier país. Numerosos factores que pueden amenazar seriamente su suministro han llevado mundialmente a establecer políticas nacionales destinadas a incentivar proyectos sobre energías renovables variables para garantizar la seguridad energética a largo plazo. Considerando que la matriz energética de Colombia depende fuertemente de la energía hidroeléctrica (con una participación aproximada del 70%) (UPME 2015c), los siguientes aspectos podrían desempeñar un rol fundamental para incentivar el desarrollo de energías renovables variables:

- **Vulnerabilidad ante ENOS¹⁰:** Las fluctuaciones en El Niño han reducido las precipitaciones en Colombia (GRID-Arendal 2015) y ocasionado sequías durante las últimas dos décadas. Estos periodos de baja hidrología afectan la generación energética y en 1992 y 1993 ocasionaron cortes del suministro eléctrico que dieron lugar a programas de racionalización energética. En 2009, 2010, 2013 y 2014 dichos periodos de baja hidrología tuvieron como resultado un incremento en los precios de bolsa de la energía (UPME 2015b). En 2015 Colombia sufrió una crisis debido a la severidad de El Niño, que dejó los embalses al 65% de su capacidad (Colombia Reports 2015) y las centrales térmicas debieron funcionar como respaldo. Algunas centrales térmicas no son financieramente viables debido a los precios que se pagan actualmente conforme al marco regulatorio vigente y es por ello que el gobierno autorizó medidas drásticas, tales como un controvertido aumento temporal en los precios de la energía para los usuarios finales (Market Watch 2015). Esta medida sirvió para apoyar financieramente a las centrales térmicas.
- **Escasez de gas natural en el país:** Dado que las centrales térmicas funcionan principalmente a gas, hay preocupación en el sector eléctrico sobre un déficit de gas natural en el país pronosticado para 2018-2020 (UPME 2015a). A fin de abordar este problema, en 2017 entrará en funcionamiento una terminal de regasificación para la importación de GNL¹¹ en el Caribe (UPME 2015b) y se están analizando futuras centrales en la costa del Pacífico (Argus Media 2015).
- **Vulnerabilidad ante el cambio climático:** Según los modelos existentes, debido a las consecuencias del cambio climático se prevé una disminución en las precipitaciones en diversas áreas de Colombia. Esto tendría un impacto negativo en la generación de electricidad mediante centrales hidroeléctricas debido a

que disminuirán los caudales afluentes de las centrales (CorpoEma y UPME 2010; IDEAM y Ruiz-Murcia 2010; Unión Temporal ACON-OPTIM y UPME 2013).

Temas relacionados a los permisos de construcción y la oposición social también representan un desafío en aumento para el desarrollo de centrales energéticas convencionales en Colombia. Por este motivo, es importante entender las interacciones existentes entre las energías renovables variables a base de recursos eólicos y solares en las diferentes zonas del país. Estos recursos podrían proporcionar energía de respaldo y complementar la generación hidráulica durante las temporadas de baja hidrología, incrementando la seguridad energética del país en el largo plazo.

Pregunta de investigación

Si bien se han realizado investigaciones sobre la complementariedad entre recursos renovables en Colombia (COWI 2015; Ealo-Otero 2011; Vergara y otros 2010), éstas se han enfocado principalmente en los recursos eólicos de la región costera del norte del país: la Guajira. No se han encontrado investigaciones sobre la complementariedad de los recursos eólicos, solares o hídricos en otras regiones. La información sobre los recursos variables es importante porque podrían brindar fuentes energéticas de respaldo durante las temporadas de baja hidrología. Por un lado, dichos recursos pueden mejorar la operación del sistema si se tiene un mayor conocimiento de su comportamiento y características en periodos mensuales (estacional, en el período de un año). Por otro lado, en caso de analizarlos en periodos anuales (interanual), pueden tener mejores elementos de juicio para dar señales importantes de política respecto a las tecnologías de energías renovables no convencionales que mejor se adapten a las características climáticas del país. Por lo tanto, la pregunta de investigación sobre la generación energética en Colombia que se plantea discutir en este capítulo es la siguiente:

¿De qué modo la distribución temporal, geográfica, estacional¹² e interanual de los recursos eólicos y solares complementa los recursos hídricos disponibles en las centrales hidroeléctricas actuales en Colombia?

¹⁰ El Niño Oscilación Sur.

¹¹ Gas natural licuado.

¹² Estacional se refiere a distribución intra-anual, es decir, el comportamiento durante un año determinado.

¹³ La mayoría funciona a base de gas natural.

 Caso de estudio

Objetivo General

El presente capítulo analiza la relación entre los patrones estacionales e interanuales de los recursos eólicos y solares en diferentes regiones y los correlaciona con los recursos hídricos actualmente utilizados para la generación energética en Colombia. Además, con base en las primeras estimaciones de producción energética a partir de estas dos energías renovables variables y de las centrales hidroeléctricas, se presenta una relación cualitativa entre los patrones energéticos estacionales e interanuales. El presente estudio se basa en datos de reanálisis meteorológicos y datos sobre caudales afluentes. La unidad de análisis utilizada en este estudio son puntos de una cuadrícula distribuidos por todo el país. Esto ofrece un panorama general sobre el desarrollo futuro de energías renovables variables en el parque de generación nacional, para operadores de sistemas de transmisión, actores del mercado eléctrico, autoridades gubernamentales y responsables de elaborar políticas en Colombia. Los primeros índices de recursos anuales basados en reanálisis para energías renovables variables en Colombia calculados brindan un panorama y una visión científica para analizar cómo financiar futuros proyectos basados en la Variabilidad Interanual (VI).

A los fines del presente estudio, no se abordan las características técnicas de la red de transmisión del país ni el aspecto económico de las energías renovables variables. Tampoco se consideran las estrategias operativas relacionadas con el mercado de las centrales hidroeléctricas del país.

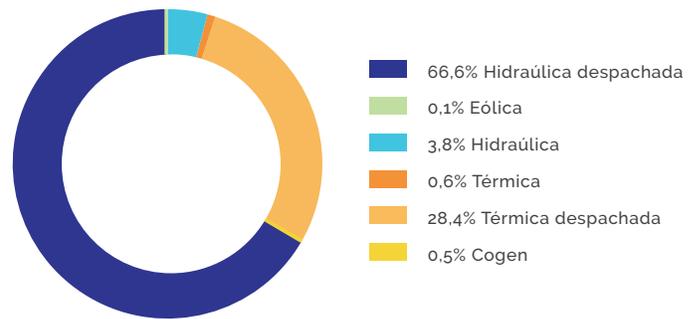
Matriz energética nacional

El operador del sistema energético y administrador del mercado en Colombia, XM *Compañía de Expertos en Mercados*, a quien nos referiremos como XM (XM 2015), brindó datos sobre la matriz energética nacional. Con una capacidad instalada superior a los 15GW, como lo muestra la Figura 1, la mayor parte de la capacidad instalada total corresponde a grandes centrales hidroeléctricas (aprox. un 67%), seguidas de grandes centrales térmicas¹³ (aprox. 28%). En Colombia el término “grande” corresponde a centrales energéticas con una capacidad instalada superior a los 20MW (CREG 2015). Estas centrales son despachadas centralmente por XM.

Las centrales energéticas con una capacidad instalada inferior a los 20MW son operadas de forma independiente. El presente estudio se enfoca en las grandes centrales hidroeléctricas, ya sea con almacenamiento mediante embalses, por ejemplo, o sin almacenamiento, conocidas como centrales de pasada, debido a que ambos tipos son representativos del parque de generación nacional.

Figura 14. Capacidad instalada en Colombia en 2015 (Ramírez C. 2015)

		Capacidad nominal [MW]	Participación
Despachadas centralmente (≥ 20MW)	Hidráulicas	10.335	66,6%
	Térmicas	4.410	28,4%
Despachadas no centralmente (≥ 20MW)	Combinadas calor electricidad ¹⁴	82	0,5%
	Eólicas	18	0,1%
	Hidráulicas	585	3,8%
	Térmicas	91	0,6%
Capacidad instalada total [MW]		15.522	100%



Marco regulatorio para fuentes de energía renovables

Desde 2001, Colombia ha tomado medidas¹⁵ para promover energías renovables variables incorporándolas en las metas de su política energética y brindando exenciones impositivas para estos tipos de proyectos. Sin embargo, no se ha logrado un verdadero desarrollo de energías renovables variables a gran escala debido a que los incentivos no se han enfocado adecuadamente en reducir las barreras de entrada. Las barreras existentes incluyen elevados costes de inversión, elevada concentración del mercado de electricidad y una estructura de mercado basada en la energía hidroeléctrica (COWI 2015).

La dependencia de la energía hidroeléctrica ha sido cuestionada en numerosas oportunidades durante las temporadas de sequía severas, principalmente en años con un fuerte efecto de El Niño. Esta vulnerabilidad se volvió evidente después de los severos déficits

¹⁴ Centrales de generación combinada de calor y electricidad, también denominadas de cogeneración.

¹⁵ Leyes 697 de 2001 y 788 de 2002 y Decreto 3683 de 2003.

de electricidad sufridos por el país en 1992, durante 1998 con los elevados precios de bolsa de la electricidad, durante los programas de racionalización de 2003 y más recientemente en la temporada 2015-2016 con las sabidas consecuencias a nivel de incremento de tarifas. Durante dichos periodos, las centrales térmicas debieron ponerse en marcha para respaldar las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, cuando la hidrología es normal, las centrales térmicas operan a una capacidad muy baja, lo que las hace inviables desde el punto de vista financiero. Para corregir esta situación, en 2006 la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas) modificó el anterior mecanismo regulatorio para velar por una adecuada expansión de la generación, denominado el *Cargo por Capacidad*, e introdujo en la regulación colombiana el *Cargo por Confiabilidad*¹⁶. Dicho mecanismo de mercado subasta determinadas cantidades de energía a las compañías generadoras. La compañía que gana la licitación ofrece una *Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad* (ENFICC). La ENFICC es la máxima energía que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología durante un periodo de un año. El compromiso es respaldado por activos físicos capaces de producir energía firme durante periodos donde el precio de bolsa de la energía sube. Cuando el precio de bolsa alcanza un nivel de *Precio de Escasez* preestablecido, la compañía se compromete a entregar la cantidad de energía establecida en la subasta. Como remuneración, la compañía generadora recibe un pago estable (el *Cargo por Confiabilidad*) durante un periodo de tiempo específico de hasta 20 años¹⁷. Dicha remuneración es pagada por los usuarios finales mediante las tarifas cobradas por la compañías comercializadoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) (CREG 2015).

En general, el mecanismo brinda incentivos para invertir en nuevos recursos de generación para asegurar un suministro energético confiable. Si bien se permite cualquier tipo de tecnología de generación, recién en 2011 la CREG comenzó a analizar las normas para un pago de energía firme para energía eólica. Las regulaciones actuales¹⁸ establecen que la ENFICC de un parque eólico se calcula en base a un factor de capacidad del 6%, si el proyecto tiene menos de 10 años de datos sobre las velocidades del viento en un sitio determinado. En el caso de plantas solares, la CREG desarrolló a finales del año 2015 una nueva regulación para determinar su energía firme¹⁹ (Fonroche énergies renouvelables and CREG 2015). Considerando una ENFICC promedio del 55% para una central hidroeléctrica con embalse, 30% para una sin embalse, 97% para una a base de carbón, 93% para una a gas y 88% para una a fuel oil (COWI 2015), es posible concluir que el *Cargo por Confiabilidad* promueve especialmente el desarrollo de centrales térmicas. No promueve las inversiones en activos de generación basados en energías renovables variables debido a los bajos factores de capacidad calculados.

El *Cargo por Confiabilidad* no recompensa otras ventajas que podrían brindar las energías renovables variables a la matriz de generación

de Colombia, mediante la inclusión de diversidad en la generación o el aprovechamiento de las complementariedades estacionales e interanuales que presentan diferentes regiones del país y que utilizan diferentes tecnologías. La actual crisis energética (2015) ocasionada por la fuerza de El Niño en Colombia (Market Watch 2015) está poniendo a prueba el marco regulatorio del sector eléctrico y brinda una oportunidad para analizar regulaciones que garanticen una mayor seguridad energética.

En 2015, el Decreto 2143 fue desarrollado con base en la Ley 1715 de Energía Renovable de 2014, cuyo objetivo es lograr una matriz energética más equilibrada. Incluye cuatro incentivos fiscales diferentes²⁰ que comenzarán a regir en 2016 para los proyectos sobre energías renovables variables.

Metodología

a. Selección de un Reanálisis global: El Reanálisis es un método sistemático que utiliza un sistema de asimilación de datos combinado con un modelo numérico de la atmósfera para procesar observaciones globales basadas en mediciones meteorológicas (es decir, mediciones de la superficie, radiosondas, aeronaves, satélites, etc.) cada 6 a 12 horas. Esto brinda una estimación continua del clima que puede utilizarse para crear un conjunto de datos global tridimensional. Se seleccionó el conjunto de datos del Análisis Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicación de la NASA (MERRA, por sus siglas en inglés) de la Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA, por sus siglas en inglés) (NASA 2015; Rienecker y otros 2011). Este conjunto de datos de Reanálisis ha sido ampliamente evaluado en diversas partes del mundo. Tiene la mejor resolución espacial horizontal (2/3° de longitud y 1/2° de latitud)²¹ y la mejor resolución temporal (horaria) para las variables de interés en este estudio. El horizonte temporal abarca desde 1979 hasta el presente para permitir análisis climáticos casi en tiempo real.

¹⁶ Resolución CREG-071 de 2006.

¹⁷ La gran diferencia frente al anterior *Cargo por Capacidad* consistía en que los generadores que obtenían este beneficio no se comprometían a entregar energía en casos críticos de baja hidrología, y por lo tanto su efectividad como mecanismo de expansión de la generación fue limitada.

¹⁸ Resolución CREG-061 de 2015 (8 de mayo de 2015).

¹⁹ Resolución CREG-227 de 2015.

²⁰ Desgravación fiscal del 50% para inversiones por cinco años, depreciación acelerada, cero impuestos sobre las ventas y exención de derechos de importación.

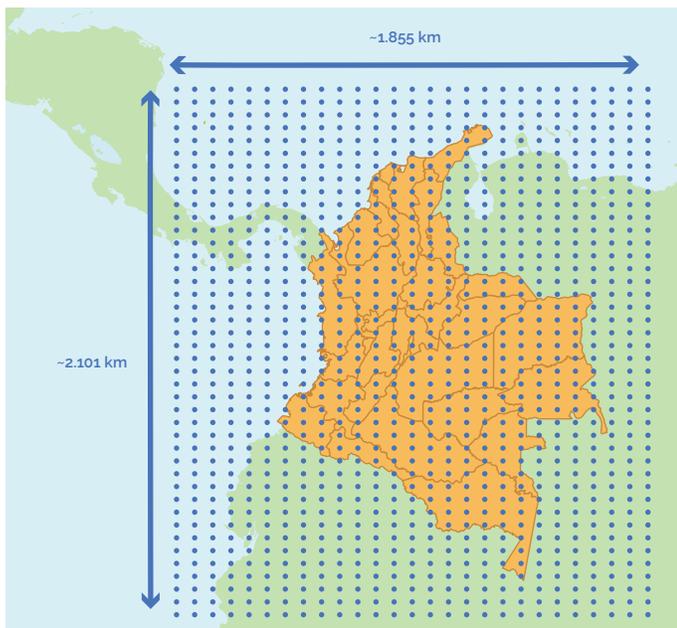
²¹ 2/3° de longitud corresponde a aproximadamente 74km en el Ecuador; 1/2° de latitud, a aproximadamente 55km.

Caso de estudio

b. Procesamiento de datos de MERRA: Se analizaron²² velocidades de viento por hora a 50m de altura sobre el nivel del mar y radiaciones solares superficiales²³ y se procesó dicha información para 1.014 puntos de la cuadrícula (26 longitudes y 39 latitudes; Figura 15), que representan una superficie de aproximadamente 1.855km por 2.101km, cubriendo el territorio Colombiano. Los datos representan los años 2001 a 2014 (Secuencia 3 de MERRA).

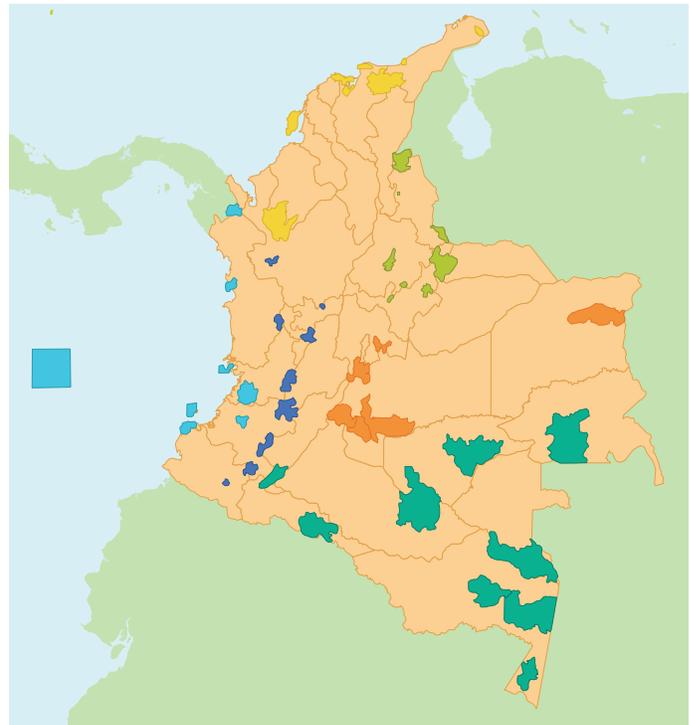
Figura 15. Puntos de la cuadrícula de MERRA (azul) (Ramírez C. 2015).

	Número de puntos de la cuadrícula utilizados	Coordenadas		Distancia entre el primer y el último punto
		Primer punto	Último punto	
Longitud	26	- 82.66°	- 66°	1.855 Km.
Latitud	39	- 5.5°	- 13.5°	2.101 Km.



c. Selección de los sitios eólicos y solares: La selección de sitios se realizó con base en a) los mayores valores medios de la velocidad del viento y de la irradiación solar dentro del horizonte temporal analizado, b) la ubicación de parques naturales protegidos, c) la ubicación de la red de transmisión y d) la existencia de carreteras. Se seleccionaron 13 sitios con potencial para el desarrollo de energía eólica y 14 sitios con potencial para el desarrollo de energía solar fotovoltaica (la Figura 17 y la Figura 18 muestran los valores medios del recurso).

Figura 16 (a). Parques naturales. Parques Nacionales Naturales de Colombia 2015.



Leyenda:

SISTEMA DE PARQUES NACIONALES NATURALES

Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo territorial
Parques Nacionales de Colombia
Área de Planeación y SIG - Grupo SINAP - Subdirección Técnica

- Dirección territorial Amazonia
- Dirección territorial Andes Nororientales
- Dirección territorial Andes Occidentales
- Dirección territorial Caribe
- Dirección territorial Orinoquia
- Dirección territorial Pacífico
- División departamental

²² En total se obtuvieron 10 variables. Si bien el ciclo de actualización de MERRA es de seis horas, MERRA realiza análisis por hora. Como resultado de ello, es posible obtener una resolución temporal por hora para ciertas variables.

²³ Las variables de MERRA para la velocidad del viento fueron U50M y V50M. Para conocer datos sobre radiación solar, consulte SWGDN.

Figura 16 (b). Red de Transmisión – Visión 2028. UPME 2015c.

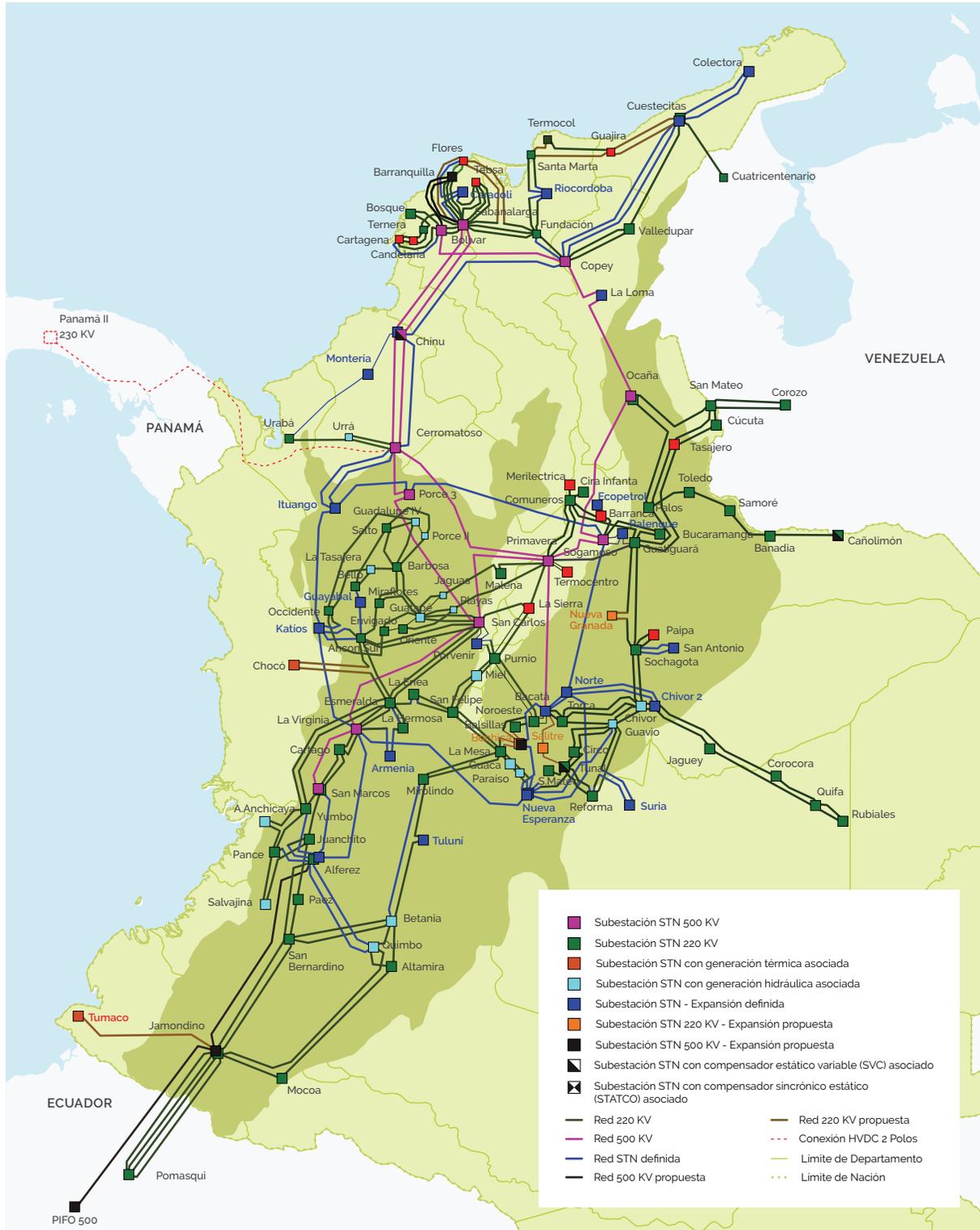


Figura 16 (c). Red vial en Colombia. Ramírez C. 2015.



d. Ubicación de centrales hidroeléctricas y obtención de datos sobre caudales fluviales afluentes. Junto con la Potencia Nominal y los Factores de Conversión de 19 grandes centrales hidroeléctricas (>20MW), XM proporcionó datos sobre el caudal afluente mensual durante el periodo 2001-2014 de los 24 ríos que alimentan dichas centrales (XM 2015). La UPME realizó un estudio sobre las cadenas de generación y la hidrografía (UPME, Macias y Andrade 2014) y creó una plataforma hidrográfica en línea para Colombia (IDEAM y SiGaia 2013). Ambas fuentes se utilizaron para determinar las cuencas hidrográficas de generación. Para seleccionar adecuadamente las centrales energéticas en una cuenca de generación determinada, fue necesario determinar la cantidad de agua que ingresaba a cada central. Para realizar un modelamiento a nivel nacional, también se estableció un grupo combinado de todos los ríos.

e. Evaluación de la producción energética: Con base en escenarios de la UPME (UPME 2015c) sobre el desarrollo de energía renovable hacia 2028 (hasta 1,370MW de energía eólica²⁴ y hasta 240MWp de energía solar), se propuso un parque eólico de 99MW y un campo solar fotovoltaico de 50MWp para cada uno de los sitios con potencial eólico o solar. Luego se procedió a realizar las primeras estimaciones sobre Producción Energética

Mensual (PEM) y Producción Energética Anual (PEA). Se usaron los siguientes datos de MERRA para los parques eólicos: velocidades de viento horarias extrapoladas a una altura de 100m, valores de rugosidad superficial y densidades de aire mensuales. Además, se usó la curva de potencia de un aerogenerador típico de 3,3MW con sus correspondientes pérdidas. En el caso de las plantas solares, se usaron datos de MERRA sobre insolación superficial y temperatura a 2m de altura, ambas horarias. El rendimiento global (*Performance Ratio* o PR) esperado para Colombia y los factores térmicos de un típico módulo solar se obtuvieron de la literatura encontrada (Mulcué-Nieto y Mora-López 2014). En el caso de las centrales hidroeléctricas, se usaron datos proporcionados por XM sobre caudales afluentes mensuales y su Factor de Conversión y Potencia Nominal. Todas las variables se procesaron mensualmente (168 meses) para los años entre el 2001 y el 2014 (14 años).

f. Análisis sobre complementariedad estacional²⁵: Los coeficientes de correlación de Pearson²⁶ R entre la velocidad media mensual del viento a 50m en cada sitio eólico y los caudales afluentes (ambos durante un periodo de 12 meses) de cada central hidroeléctrica se computaron en términos de recursos meteorológicos. Los coeficientes de correlación entre las insolaciones superficiales medias mensuales²⁷ y todos los caudales afluentes también se evaluaron durante el mismo periodo. Como resultado de ello, hay 14 coeficientes R estacionales durante el horizonte temporal seleccionado, para eólico-hídrico y solar-hídrico. Se calculó el promedio de estos 14 coeficientes, el cual describe el nivel de complementariedad entre ambos sitios. Para todos los análisis del presente estudio, mientras más negativo sea el R, mayor será la relación inversa, o complementaria, de ambos pares. Además, en términos energéticos, se utilizó el mismo cálculo para la PEM de todos los años, tanto para eólica-hidroeléctrica como para solar-hidroeléctrica. Se determinó el coeficiente R promedio de los 14 coeficientes para cada par de tecnologías.

²⁴ En otro estudio, la UPME considera 3.131MW de energía eólica y 574MW de energía combinada entre geotérmica, biomasa y solar (UPME 2015d).

²⁵ Estacional se refiere a distribuciones intra-anales en un año determinado.

²⁶ El coeficiente de correlación R de Pearson mide el grado y la dirección de las relaciones lineales entre dos variables. Es independiente de la escala de sus magnitudes. Oscila entre -1 y +1. Un valor 0 indica que no existe asociación, es decir, que los comportamientos de las variables son completamente independientes. Un valor positivo indica una asociación directa: al aumentar los valores de una variable, también aumentan los de la otra. Un valor negativo indica una asociación inversa o complementaria: al aumentar los valores de una variable, disminuye la otra.

²⁷ Suma de todas las radiaciones solares superficiales en cada mes.

g. Análisis sobre complementariedad interanual: En términos de recursos meteorológicos, se realizó una evaluación del coeficiente R interanual entre 14 velocidades medias anuales de viento a 50m en cada sitio eólico y los 14 caudales afluentes medios anuales de cada central hidroeléctrica. Existe un único R interanual para cada par eólico/hídrico. Se realizó el mismo proceso para los valores anuales del par solar/hídrico. En términos energéticos, se utilizó la PEA y también existe un único R interanual para cada par. El presente informe no presenta dichos R interanuales únicos, pero sí están incluidos en el trabajo de tesis original (Ramírez C. 2015).

h. Índices eólicos, solares e hídricos anuales con su VI: Se evaluaron los índices de recursos eólicos y solares según MERRA para cada año basándose en las velocidades medias anuales de viento a 50m y en la insolación superficial media anual de cada sitio eólico y solar. El 100% de los valores corresponden al valor medio en el horizonte temporal establecido. Los índices de recursos hídricos representan lo mismo pero aplicado a los caudales afluentes medios anuales. En términos energéticos, se aplicó el mismo método de la PEA. Se define Variabilidad Interanual (VI) como la desviación estándar de los valores anuales dividida por la media general, tanto en términos de recursos meteorológicos como en términos energéticos.

Resultados y análisis

Recursos eólicos y solares:

Los 13 sitios eólicos y los 14 solares seleccionados llevan el nombre de las regiones donde se encuentran ubicados los puntos de la cuadrícula de MERRA. Los puntos de la cuadrícula se ubican en el centro de un cuadrado que representa aproximadamente 74km de longitud y 55km de latitud y representan los valores promedio de la superficie situada dentro del cuadrado. Los puntos de la cuadrícula se ubican en regiones con altitudes MERRA que van desde el nivel del mar hasta aproximadamente 2.600m.

La Figura 17 representa la dirección y magnitud media de la velocidad del viento entre 2001 y 2014. La velocidad media del viento a 50m varía de 3,3 a 7,7 m/s. Los patrones estacionales medios normalizados²⁸ de la velocidad del viento mensual a 50m se exhiben para seis sitios de regiones diferentes. La Figura 18 muestra las insolaciones superficiales anuales medias para el mismo horizonte temporal. Los valores de la insolación anual media oscilan entre 1.645 y 2.175 kWh/m²/año. Estos valores corresponden a insolaciones diarias medias de 5,74 a 5,96 kWh/m²/día. Los patrones estacionales medios normalizados de las insolaciones superficiales mensuales están representados para seis sitios de diferentes regiones.

La precisión de los datos sobre recursos eólicos y solares de MERRA y de los datos de Reanálisis depende en gran medida del sitio. Un factor a considerar es la complejidad del terreno. Numerosos casos de estudio internacionales han mostrado una elevada precisión utilizando datos MERRA en áreas bastante llanas a lo largo de extensas distancias. En terrenos complejos como riberas, colinas y cadenas montañosas, estos datos pueden presentar fuertes sesgos negativos o positivos, que pueden dar lugar a una subestimación o sobreestimación importante del recurso. Esto se explica principalmente por el proceso de “suavizado del terreno” (*surface smoothing*) que utiliza el modelo de Reanálisis y que procesa información del terreno con una relativa baja resolución espacial horizontal. Debido a este proceso de suavizado del terreno, no es posible reproducir adecuadamente las dinámicas de flujo a través de topografías complejas y las circulaciones térmicas locales²⁹, lo cual incide en los flujos de viento modelados. Estos fenómenos también inciden en la formación de nubes, así como en el transporte de gases y aerosoles, que tienen un fuerte impacto en los cálculos de radiación solar en ciertos sitios.

Un segundo factor a considerar es la ubicación del punto de la cuadrícula de Reanálisis en el globo terráqueo. Los cambios en el sistema de observación de MERRA es probablemente la mayor fuente de sesgos positivos o negativos en los datos. La cantidad de datos aumentó de aproximadamente 100.000 datos asimilados en 1979 a aproximadamente 1.500.000 en 2008. Si bien la cobertura espacial del mundo ha aumentado, Sudamérica y África tienen muy pocas observaciones en comparación con otras partes del mundo. Esto podría impactar también en el valor absoluto de los datos eólicos y solares obtenidos para Colombia.

Como resultado de ello, se espera un sesgo significativo en la magnitud de los recursos eólicos y solares medios, principalmente a lo largo de las tres Cordilleras de los Andes Colombianas³⁰ y sus valles. Por ejemplo, considerando únicamente la dinámica meteorológica global, el sesgo será probablemente negativo (subestimación) en las laderas a barlovento de los Andes Orientales (lado oeste, debido a los vientos Alisios procedentes del noreste y sudeste), donde podrían ubicarse futuros parques eólicos si se identifican áreas con suficiente recurso eólico. Sin embargo, la circulación térmica y la topografía local pueden producir vientos más fuertes o más débiles en ambos lados de cada Cordillera. Si bien esto requiere de mayor investigación que incluya medicio-

²⁸ Media de las 14 curvas normalizadas relacionadas con el promedio de cada año.

²⁹ Tales como las brisas tierra-mar y montaña-valle y el efecto Foehn.

³⁰ Alcanzan diversas altitudes por encima de los 5.000m. Sin embargo, debido al suavizado de terreno, MERRA “ve” altitudes en Colombia únicamente hasta los 3.000m y reproduce las Cordilleras Occidentales y Centrales como una única cadena montañosa.

 Caso de estudio

nes sobre el terreno en el país, se identificaron por primera vez importantes instancias de sobreestimaciones y subestimaciones de MERRA haciendo comparaciones con mapas de recursos del Atlas Global (IRENA 2015) de IRENA³¹ con el Atlas Eólico y Solar de Colombia desarrollado por la UPME y el IDEAM en 2005 y 2006 (IDEAM y UPME 2005, 2006).

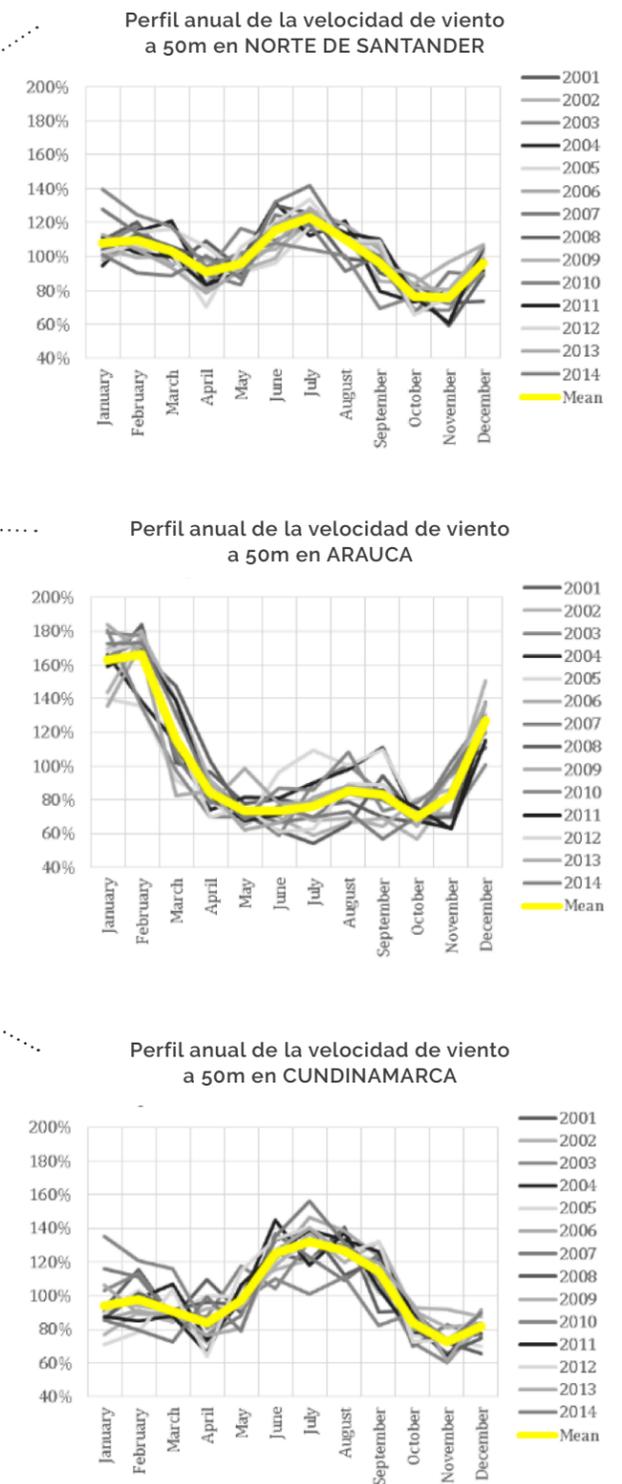
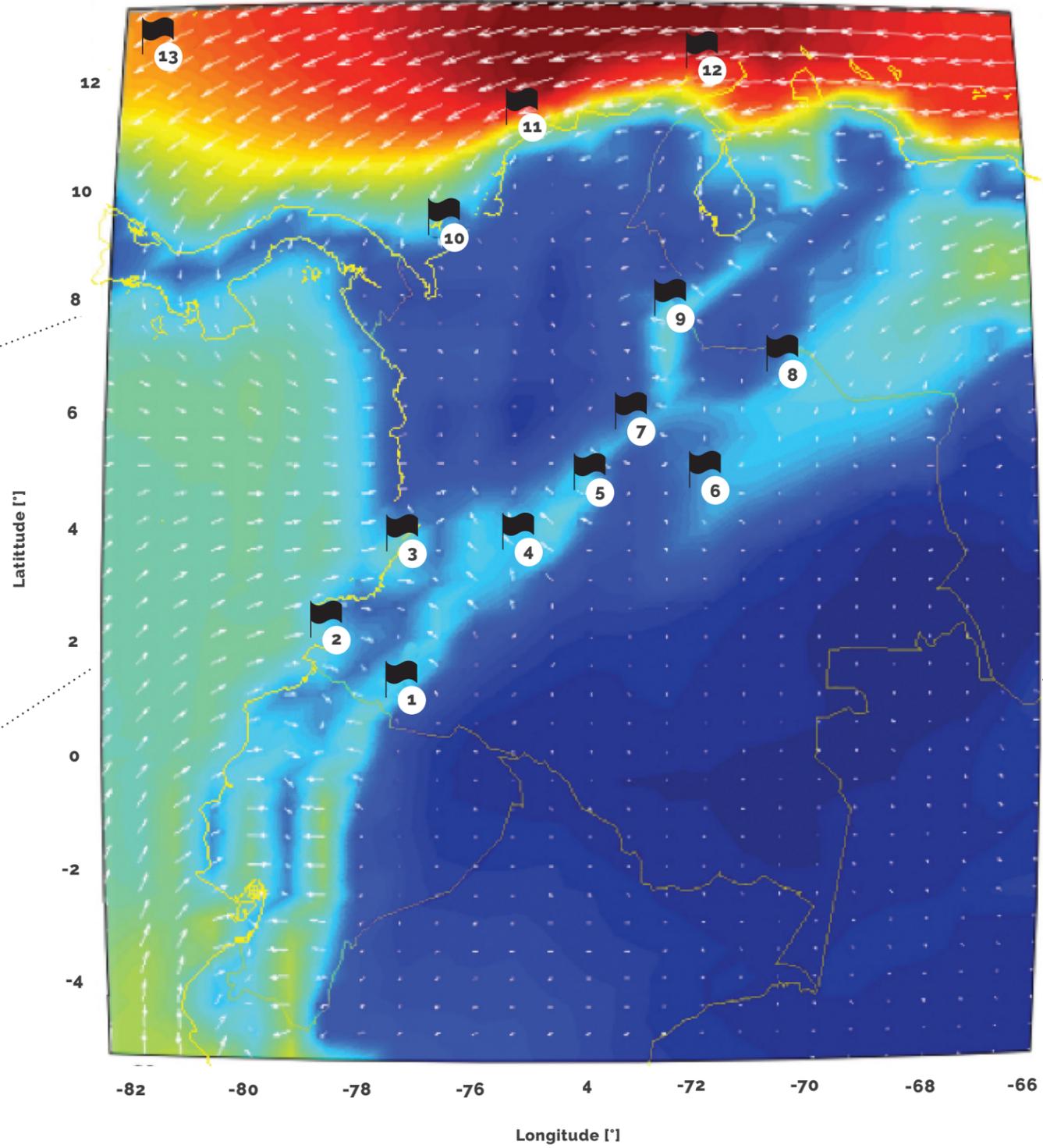
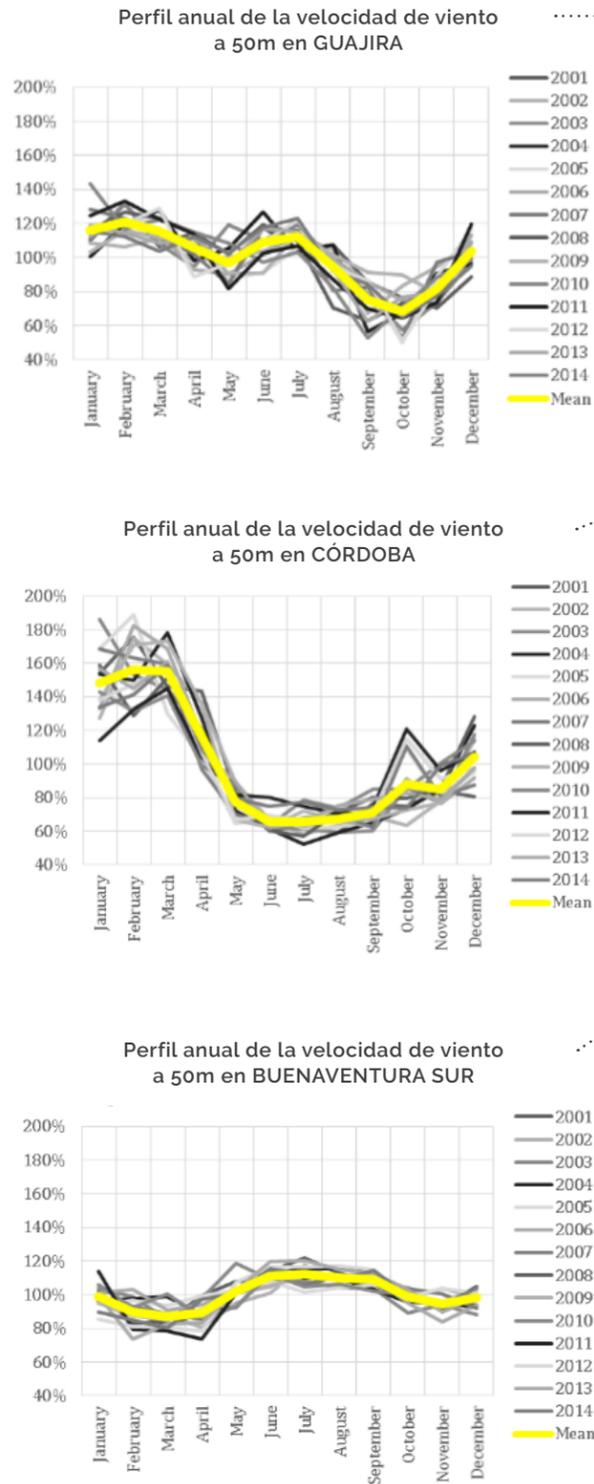
- **Recursos eólicos:** En general, ambos atlas presentan una distribución del viento bastante similar. Al comparar MERRA con IRENA, se observa una subestimación del viento en todo el país excepto en el área de Guajira. MERRA subestima considerablemente el viento en áreas sobre los Andes Orientales y Centrales. Comparado con el atlas de vientos UPME-IDEAM, MERRA muestra mayores velocidades de viento en Guajira y en los Andes Orientales. MERRA tampoco documenta elevadas velocidades de viento en Catatumbo entre la costa norte y los Andes Orientales, el medio de los Andes Centrales y el norte de los Andes Occidentales.

- **Recursos solares:** MERRA e IRENA muestran una distribución similar de los recursos solares. Sin embargo, MERRA sí muestra mayores recursos en la Cordillera Oriental. IRENA muestra más recursos en las tres cordilleras. La distribución de recursos en MERRA fue sorprendentemente diferente que en el atlas solar del IDEAM. IDEAM muestra el mayor nivel de recursos solares en la zona costera norte, las planicies orientales y algunas zonas de los Andes Orientales. MERRA presenta valores similares o subestimados fuera de los Andes.

Para los análisis realizados en el presente estudio, es importante aclarar que el coeficiente de correlación R no depende de la magnitud de los valores en sí, sino de su comportamiento durante un periodo determinado. Numerosos estudios indican que MERRA captura variaciones temporales, pero desde luego no en todas las zonas. Por lo tanto, hemos realizado una comparación cualitativa de los patrones estacionales de los recursos eólicos y solares mensuales con los apéndices (IDEAM 2005a) del Atlas Climatológico del IDEAM (IDEAM 2005b). La mayoría de los sitios eólicos tienen patrones similares, mientras que los patrones de los sitios solares muestran mayores diferencias, en especial en zonas de los Andes. Esto se debe probablemente a que el modelamiento de recursos depende considerablemente del sitio. Las mediciones sobre el terreno realizadas en aeropuertos o estaciones meteorológicas no pueden compararse de forma directa con los datos de Reanálisis, que representan medidas remotas en extensas áreas, sin una evaluación minuciosa de la calidad de las estaciones y sus alrededores. Esto requiere de más investigaciones y estudios de validación. Para los fines del presente estudio, los patrones estacionales de sitios eólicos y solares de MERRA se toman como representativos a escala regional.

³¹ Agencia Internacional de Energía Renovable. Mapa utilizado: 3TIER

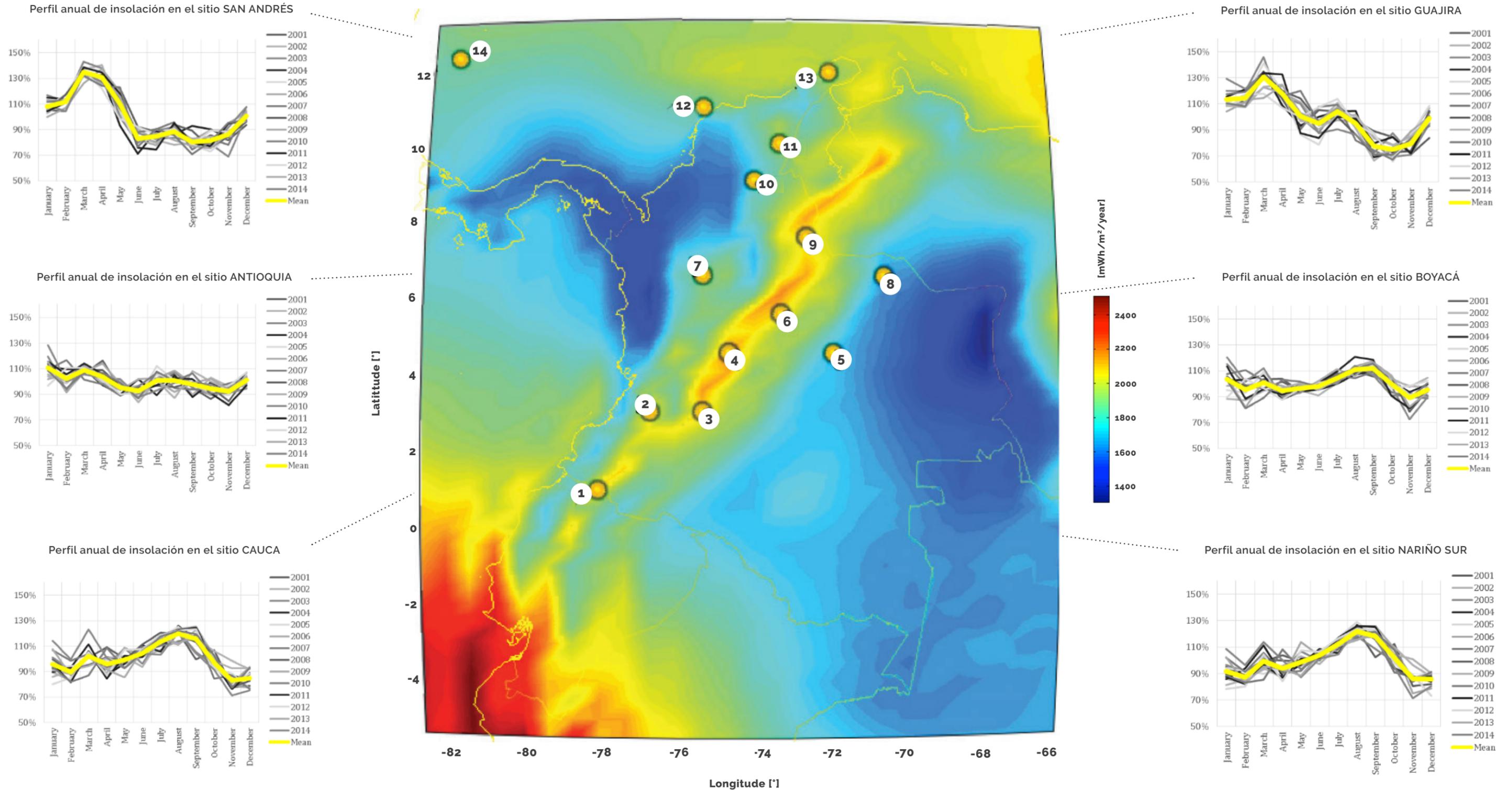
Figura 17. Velocidad media [m/s] y dirección del viento a 50m tomadas de MERRA (2001-2014) y patrones de viento (mensuales) estacionales medios normalizados de seis sitios.



Nombres: •1-Nariño, •2-Pacífico Sur, •3-Buenaventura Sur, •4-Tolima, •5-Cundinamarca, •6-Casanare, •7-Boyacá, •8-Arauca, •9-Norte de Santander, •10-Córdoba, •11-Atlántico, •12-Guajira, •13-San Andrés (Ramírez C. 2015)

Figura 18. Insolación superficial solar anual media [kWh/m²/año] tomada de MERRA (2001-2014) y patrones solares (mensuales) estacionales medios normalizados de seis sitios.

Nombres: •1-Nariño Sur, •2-Cauca •3-Huila, •4-Cundinamarca Occidente, •5-Casanare, •6-Boyacá, •7-Antioquia, •8-Arauca, •9-Norte de Santander, •10-Bolívar, •11-Cesar, •12-Atlántico, •13-Guajira, •14-San Andrés (Ramírez C. 2015)



Recursos hídricos:

Se seleccionaron 24 ríos que alimentan 19 grandes centrales hidroeléctricas. Tanto los ríos como las centrales energéticas están presentados de Sur (arriba) a Norte (abajo) en la Tabla 1. Los caudales afluentes medios oscilaron entre aproximadamente 4,5 y 414,6m³/s en centrales energéticas de hasta 1.200MW. Se estableció un grupo hidrográfico nacional artificial que incluye 21 ríos. La Figura 19 muestra la ubicación y las Capacidades Nominales de las centrales hidroeléctricas. La Figura 20 muestra la ubicación de las mediciones de caudales afluentes. Los patrones estacionales medios normalizados de los caudales afluentes mensuales están representados para seis de los sitios en diferentes regiones.

Tal como se observa en la Tabla 1 y la Figura 19, en la región de Antioquia se generan 4.100MW de energía hidroeléctrica (a través de las ocho centrales situadas en el círculo amarillo de la Figura 19). Esto representa aproximadamente el 45% del total de la capacidad actual de las grandes centrales hidroeléctricas del país. Próximamente entrarán en operación en la región dos nuevas centrales hidroeléctricas, Porvenir II con 352MW e Ituango con 2.400MW. Una vez implementados los dos futuros proyectos mencionados en la Tabla 1 (sombreados), la región de Antioquia representará el 52% del total de la capacidad instalada de las grandes centrales hidroeléctricas.

Tabla 1. Características de 19 grandes centrales hidroeléctricas y sus 24 ríos. Los dos campos sombreados corresponden a proyectos futuros (Ramírez C. 2015)

Central Hidroeléctrica	Capac. nominal [MW]	Tipo	Factor de conversión [MW/m ³ /s]	Ríos que las atraviesan		Años con datos desde/hasta [años]		
				Nombre de los ríos que alimentan la central	Caudal afluente medio [m ³ /s]			
Quimbo	400	Embalse	-	-	-	Comenzó en 2015		-
Betania	540	Embalse	0,6236	Magdalena Betania	414,58	2001	2014	14
Salvajina	285	Embalse	0,9928	Cauca Salvajina	127,40	2001	2014	14
Alban	429	Embalse	3,9055	Alto Achincayá	46,10	2001	2014	14
				Digua	28,86	2001	2014	14
Calima	132	Embalse	1,8712	Calima	11,71	2001	2014	14
Amoyá	80	Pasada	4,8664	Amoyá	15,32	2014	2014	1
Prado	51	Embalse	0,4916	Prado	57,13	2001	2014	14
Pagua	600	Pasada	16,573	Bogotá N.R.	30,94	2001	2014	14
				Chuza	10,23	2001	2014	14
Guavio	1,213	Embalse	9,7433	Guavio	68,57	2001	2014	14
Chivor	1,000	Embalse	7,0123	Batá	78,10	2001	2014	14
Miel I	396	Embalse	2,0092	Miel I	94,51	2003	2013	11
Porvenir II	352	Embalse	-	-	-	Comienzo en 2018		-
San Carlos	1,240	Embalse	5,4694	San Carlos	27,48	2001	2014	14
				Guatapé	36,31	2001	2014	14
				Nare	51,08	2001	2014	14
				A. San Lorenzo	40,65	2001	2014	14
Playas	207	Embalse	1,5605	Guatapé	36,31	2001	2014	14
				Nare	51,08	2001	2014	14
				A. San Lorenzo	40,65	2001	2014	14

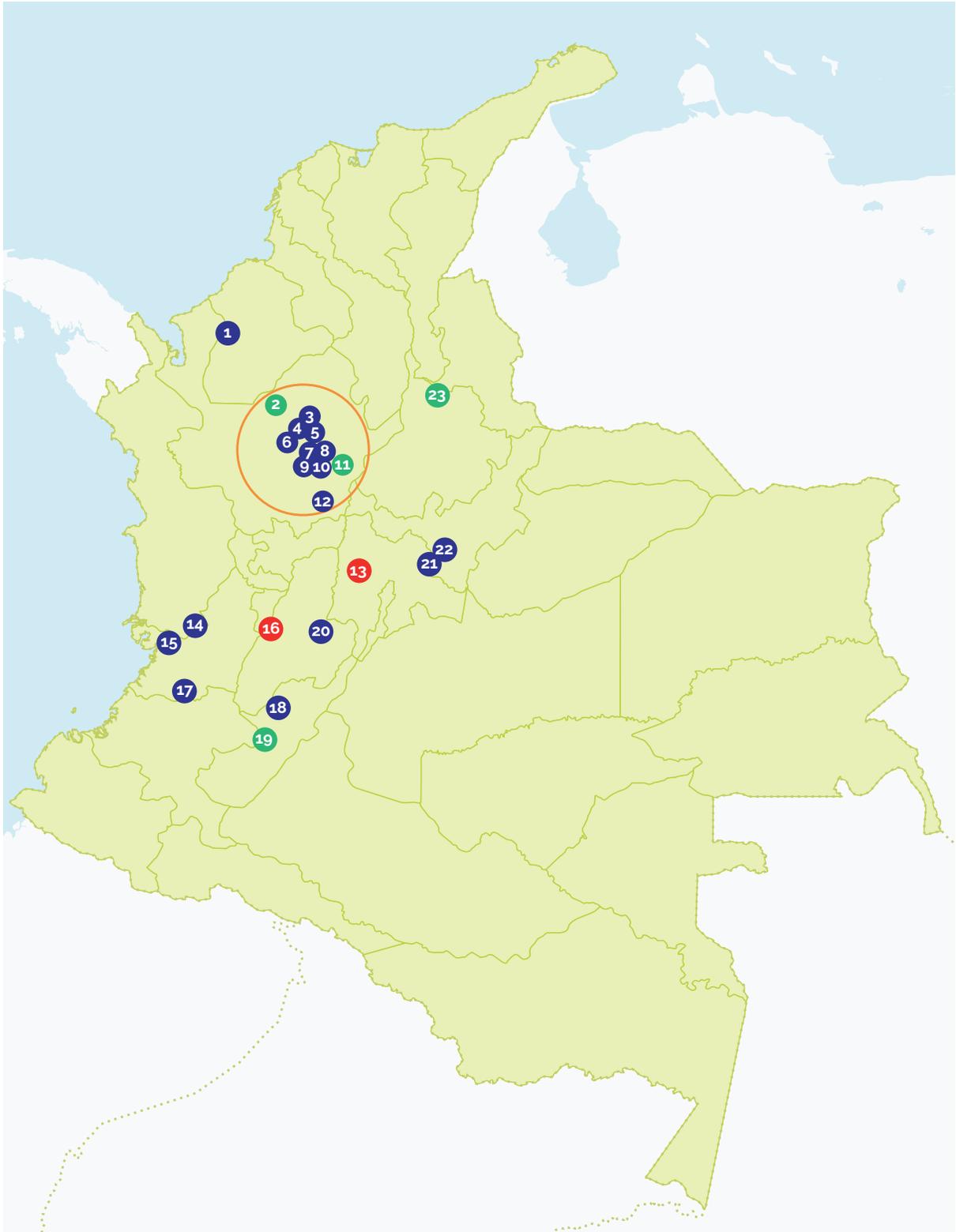
Continuación Tabla 1, siguiente página

 Caso de estudio

Central Hidroeléctrica	Capac. nominal [MW]	Tipo	Factor de conversión [MW/m³/s]	Ríos que las atraviesan		Años con datos desde/hasta [años]		
				Nombre de los ríos que alimentan la central	Caudal afluente medio [m³/s]			
Tasajera	306	Embalse	7,7642	Grande	32,70	2001	2014	14
Guatron	512	Embalse	8,315	Guadalupe	22,13	2001	2014	14
				Concepción	6,76	2001	2014	14
				Tenche	4,52	2001	2014	14
				Desv. EEPPM (Nec, Paj, Dol)	8,02	2001	2014	14
				Grande	32,70	2001	2014	14
Porce II	405	Embalse	2,23	Porce II	98,32	2002	2014	13
				Guadalupe	22,13	2001	2014	14
Porce III	700	Embalse	3,1723	Concepción	6,76	2001	2014	14
				Tenche	4,52	2001	2014	14
				Desv. EEPPM (Nec, Paj, Dol)	8,02	2001	2014	14
				Porce III	23,39	2011	2014	4
				Grande	32,70	2001	2014	14
Ituango	2,400	Embalse	-	-	-	Comienzo en 2018-22		-
Sogamoso	820	Embalse	-	-	-	Comenzó en 2014		-
Urrá	338	Embalse	0,4471	Sinú Urrá	334,67	2002	2014	13
Nacional ³²	13,136	-	-	21 de 24 ríos	1550,80	2002	2014	13

³² Datos totales de 16 centrales hidroeléctricas que incluyen 21 ríos, levantados entre 2002 y 2014. Los 21 ríos son los siguientes: Magdalena Betania, Cauca Salvajina, Digua, Alto Anchicayá, Calima, Prado, Bogotá N.R., Chuza, Guavio, Batá, San Carlos, Guatapé, Nare, A. San Lorenzo, Grande, Guadalupe, Concepción, Tenche, Desv. EEPPM (Nec, Paj, Dol), Porce II, Sinú Urrá. No incluidos: Amoyá, Miel I y Porce III debido a la falta de datos para algunos años.

Figura 19. Ubicación y Capacidad Nominal [MW] (proporcional a la superficie del cuadrado) de las grandes centrales hidroeléctricas (>20MW) consideradas en el presente estudio.



 **Caso de estudio**

Azul: centrales con embalse actuales. **Rojo:** centrales de pasada actuales. **Verde:** centrales con embalse futuras/recientes. **Círculo naranja rodeando las ocho unidades de generación hidroeléctrica actuales y dos futuras en Antioquia (Ramírez C. 2015).**

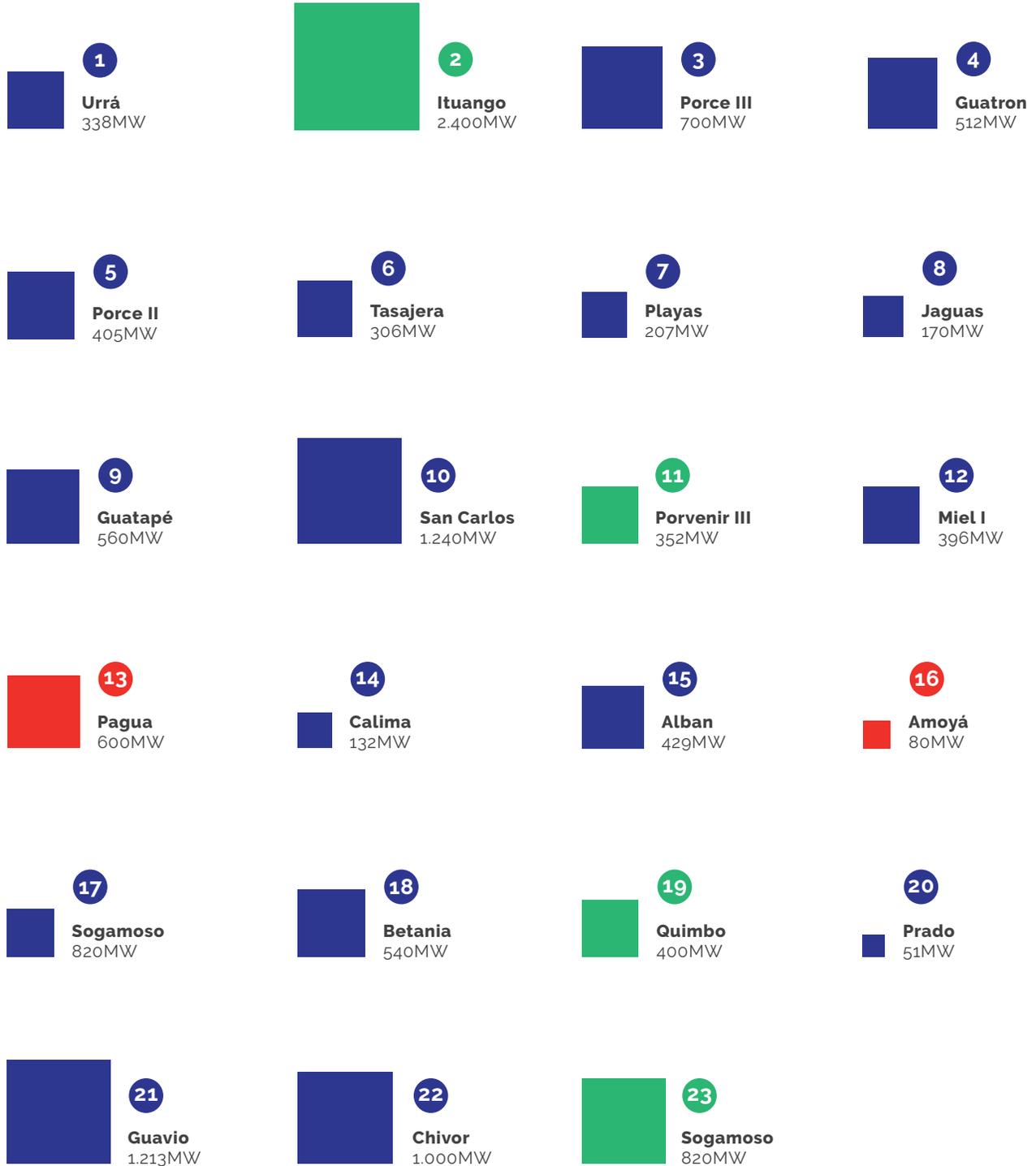
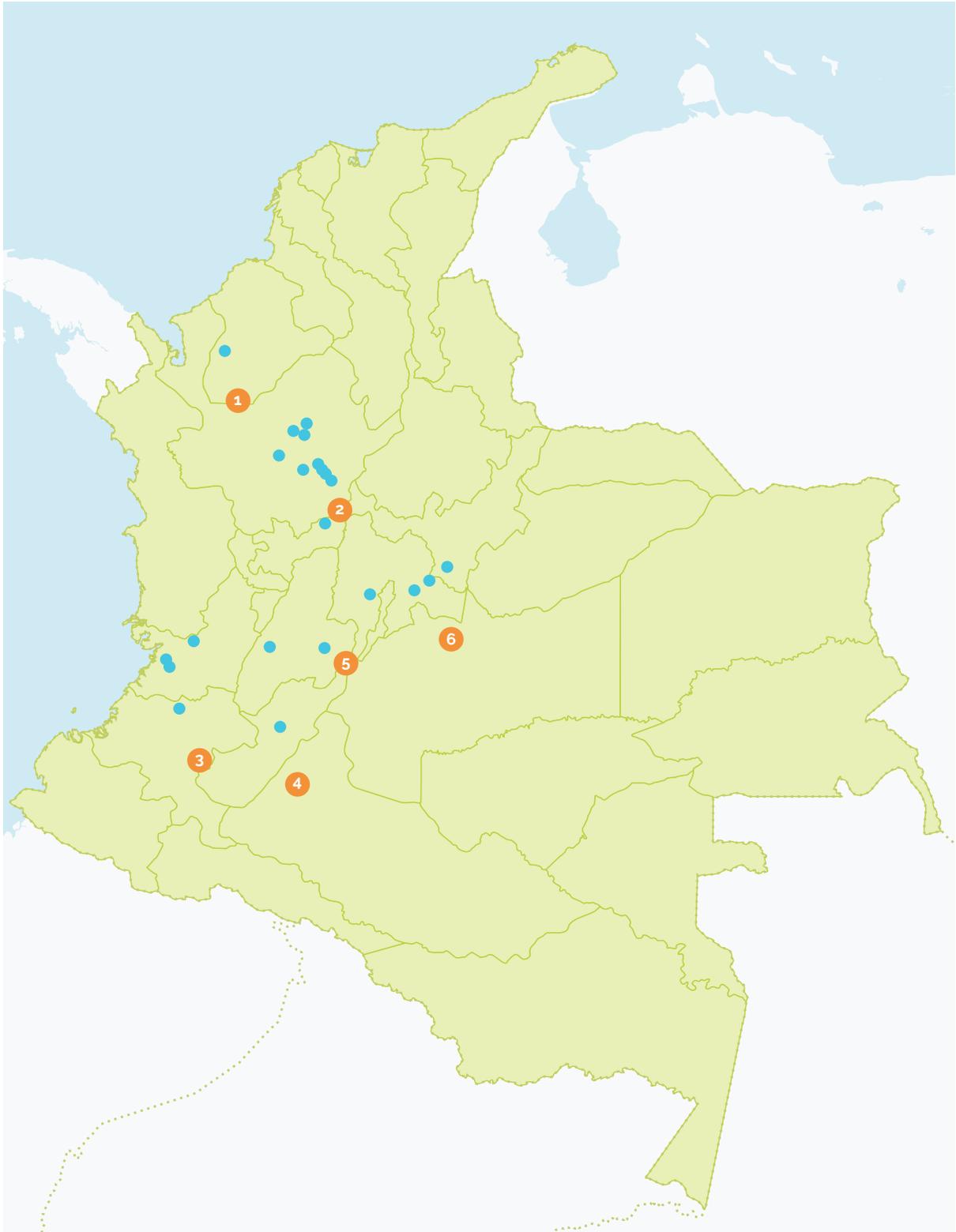
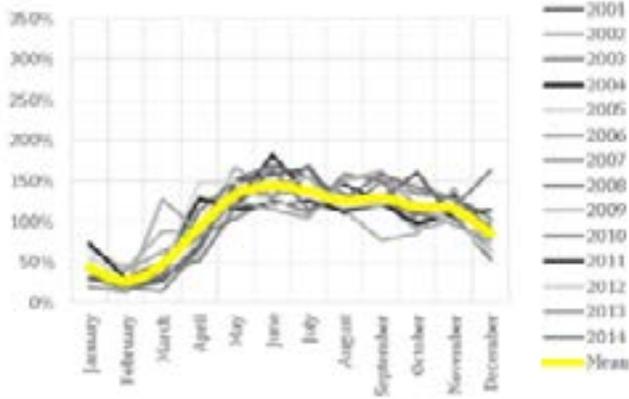


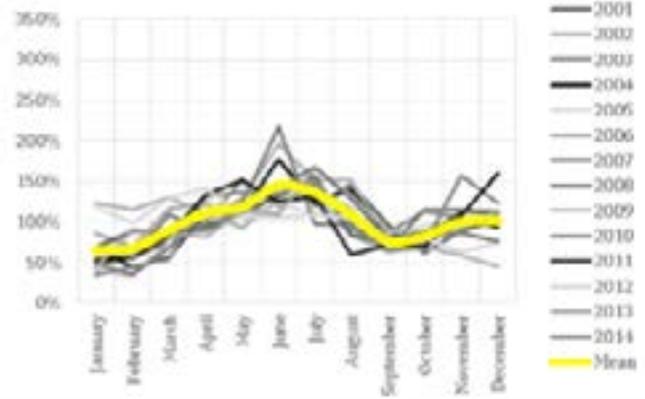
Figura 20. Ubicación de los ríos seleccionados (puntos azules) y caudales afluentes (mensuales) estacionales medios normalizados de seis ríos. (Ramírez C. 2015).



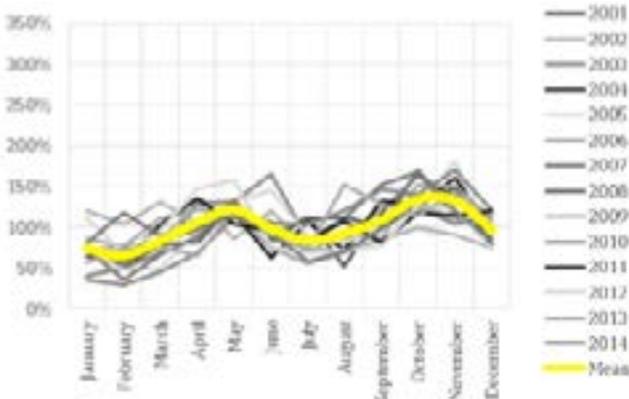
1 Perfil anual de caudal afluente en SINÚ URRÁ



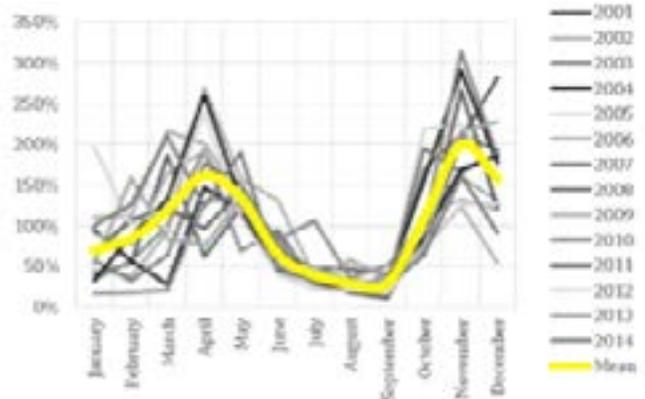
4 Perfil anual de caudal afluente en MAGDALENA BETANIA



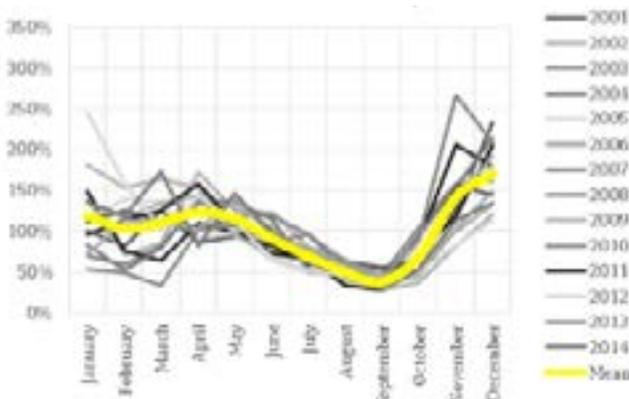
2 Perfil anual de caudal afluente en GUATAPE



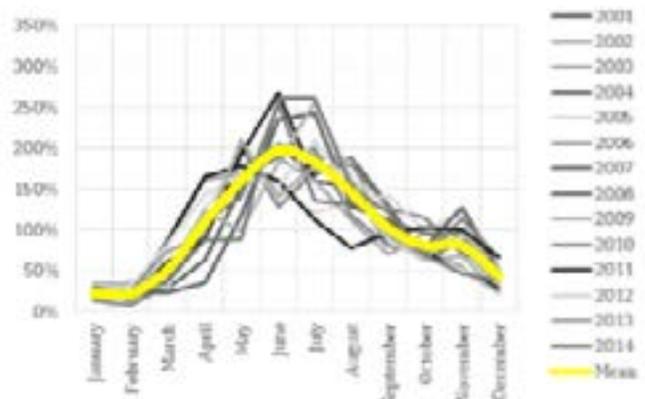
5 Perfil anual de caudal afluente en PRADO



3 Perfil anual de caudal afluente en CAUCA SALVAJINA



6 Perfil anual de caudal afluente en GUAVIO



Resultados energéticos:

El presente estudio analiza los recursos eólicos y solares según su relación con la hidrología. Se realizaron cálculos energéticos para brindar estimaciones iniciales de PEA. Las metodologías para calcular la producción energética en parques eólicos y plantas solares fueron confirmadas mediante herramientas de ingeniería en línea (Meteonorm 2015; The Swiss Wind Power Data Website 2015). Para la evaluación se utilizaron datos sobre recursos eólicos y solares procedentes de la base de datos de MERRA. Como ya se mencionó, la probable subestimación o sobreestimación de la magnitud de la velocidad del viento y la radiación solar de MERRA tiene un impacto directo en la evaluación de la PEA, en especial en zonas situadas a lo largo de la Cordillera de los Andes y, en menor medida, en las zonas costeras. Esto afecta a la PEA de los parques eólicos más que a la de los campos solares, debido a que en el caso del viento la sensibilidad entre el recurso y la energía es mayor³³. Por lo tanto, la magnitud de los cálculos energéticos presentados en (Ramírez C. 2015) son estimaciones iniciales y no deben utilizarse para fines comerciales sin realizar un análisis más amplio. Si bien estos valores no se presentan en este documento, los patrones energéticos estacionales e interanuales de estas energías renovables variables se abordarán en el siguiente punto.

En el caso de la energía hidroeléctrica, la metodología para evaluar la PEA arrojó resultados similares a los datos de generación anual real proporcionados por XM. Sin embargo, se observaron patrones estacionales diferentes al graficar ejemplos de curvas de generación mensual de centrales hidroeléctricas. Esto se debe probablemente a la influencia de grandes embalses y procedimientos operativos basados en estrategias de mercado. Otros estudios, como el titulado “*Impact Analysis for Integration of Wind Power Generation in Colombia*”, documentan esta falta de correlación mensual (COWI 2015). Sin embargo, estas evaluaciones energéticas iniciales representan el estado de la hidrología en el país que refleja el comportamiento tanto de plantas con reservorios o centrales de pasada.

Complementariedades estacionales:

Las complementariedades estacionales³⁴ de los recursos meteorológicos se presentan en dos matrices (eólico/hídrico en la Tabla 2 y solar-hídrico en la Tabla 3) organizadas de sur a norte, dependiendo de la ubicación geográfica de los sitios. Se utilizan los nombres de las centrales hidroeléctricas en lugar de los nombres de los ríos presentados en la Tabla 1. Por ejemplo, el nombre Betania representa la central de Betania y el río Magdalena. Por su parte, el nombre San Carlos representa la central San Carlos y los ríos San Carlos, Guatapé, Nare y San Lorenzo.

El análisis estacional incluye 14 coeficientes de correlación³⁵ R entre cada sitio eólico y cada uno de los ríos que alimenta una central hidroeléctrica en base a los 12 valores mensuales de cada año.

De manera similar se ha trabajado con los sitios solares y los ríos. Las siguientes tablas muestran el promedio de estos 14 valores. Los valores más rojos representan los coeficientes de correlación más negativos, que indican un elevado comportamiento inverso entre un par. Por lo tanto, estos son los pares con mayor complementariedad estacional y los que interesan en este estudio. Los valores más verdes representan los coeficientes de correlación más positivos, que corresponden a los pares con mayor dependencia. Mientras más cercanos a cero son los valores, más independiente es el comportamiento de los pares sin ser complementario. Las columnas blancas representan centrales hidroeléctricas con datos escasos (baja representatividad) o futuras centrales hidroeléctricas sobre las que no hay datos (NaN significa sin número).

Tal como se observa en las siguientes tablas, la dinámica meteorológica en Colombia y la hidrología asociada presentan un comportamiento complejo que no puede expresarse como una correlación homogénea. Existen grandes correlaciones estacionales positivas, negativas y no correlacionadas dependiendo de la ubicación de los sitios solares/eólicos y las centrales hidroeléctricas. Se presentan cuatro gráficos para facilitar el entendimiento de los valores de las tablas. En la Figura 21 el análisis de los recursos eólicos-hídricos muestra por qué el sitio eólico de Arauca tiene un R estacional medio negativo de -0,69 en relación con el grupo nacional de ríos. La velocidad mensual del viento en Arauca es altamente inversa a los caudales afluentes nacionales durante el año. Este es el sitio con el mayor patrón de complementariedad estacional con los ríos nacionales. El mayor R estacional medio negativo se da entre el río de la central hidroeléctrica Urrá y el sitio eólico Córdoba, con un R estacional medio de -0,81, lo cual refleja la elevada complementariedad entre los sitios. La Figura 22 muestra que el grupo nacional de ríos y el sitio solar Arauca tienen un R estacional medio negativo de -0,73, lo que implica que el sitio solar tiene la mayor complementariedad estacional media con el grupo nacional. Los ríos que alimentan la central hidroeléctrica Salvajina y el sitio solar Huila presentan el mayor R estacional medio negativo (-0,82).

³³ La energía eólica es proporcional a la velocidad del viento elevada a la tercera potencia.

³⁴ Estacional se refiere a distribuciones intra-anales, es decir, el comportamiento en un año.

³⁵ 14 años entre 2001 y 2014.

Tabla 2. Coeficientes de correlación estacional media R entre las velocidades del viento a 50m y los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015)

		Caudales afluentes de ríos de centrales hidroeléctricas (Sur - Norte)											
		Quimbo	Betania	Salvajina	Alban	Calima	Amoyá	Prado	Pagua	Guavio	Chivor	Miel I	Porvenir II
Velocidad del viento a 50m (Norte - Sur)	Nariño	NaN	0,36	-0,62	-0,53	-0,58	0,86	-0,67	0,28	0,64	0,72	-0,74	NaN
	Pacífico Sur	NaN	0,20	-0,39	-0,09	-0,23	0,75	-0,37	0,36	0,46	0,61	-0,33	NaN
	Buenaventura Sur	NaN	0,24	-0,53	-0,37	-0,43	0,84	-0,62	0,28	0,54	0,62	-0,58	NaN
	Tolima	NaN	0,34	-0,64	-0,48	-0,53	0,83	-0,63	0,31	0,65	0,72	-0,70	NaN
	Cundinamarca	NaN	0,25	-0,64	-0,66	-0,66	0,80	-0,77	0,12	0,50	0,57	-0,76	NaN
	Casanare	NaN	-0,41	0,21	-0,10	-0,03	-0,72	-0,12	-0,55	-0,59	-0,53	0,08	NaN
	Boyacá	NaN	0,28	-0,65	-0,66	-0,67	0,86	-0,75	0,17	0,55	0,62	-0,78	NaN
	Arauca	NaN	-0,47	0,26	-0,10	0,00	-0,83	-0,04	-0,64	-0,70	-0,66	0,16	NaN
	Norte de Santander	NaN	0,18	-0,29	-0,65	-0,51	-0,59	-0,63	-0,08	0,22	0,23	-0,52	NaN
	Córdoba	NaN	-0,44	0,33	0,02	0,12	-0,85	0,21	-0,55	-0,70	-0,77	0,35	NaN
	Atlántico	NaN	-0,27	0,45	-0,05	0,13	-0,64	0,19	-0,46	-0,59	-0,68	0,33	NaN
	Guajira	NaN	0,13	0,23	-0,34	-0,11	-0,04	-0,15	-0,17	-0,09	-0,19	-0,04	NaN
	San Andrés	NaN	-0,02	0,48	-0,02	0,15	-0,17	0,15	-0,18	-0,33	-0,37	0,34	NaN

		Caudales afluentes de ríos de centrales hidroeléctricas (Sur - Norte)											
		San Carlos	Playas	Guatapé	Jaguas	La Tasajera	Guatiron	Porce II	Porce III	Ituango	Sogamoso	Urrá	NACIONAL
Velocidad del viento a 50m (Norte - Sur)	Nariño	-0,10	-0,07	-0,14	0,14	-0,08	0,35	0,01	0,20	NaN	NaN	0,51	0,28
	Pacífico Sur	0,25	0,24	0,20	0,35	0,25	0,50	0,33	0,36	NaN	NaN	0,61	0,37
	Buenaventura Sur	0,02	0,04	0,01	0,22	0,03	0,39	0,10	0,30	NaN	NaN	0,53	0,26
	Tolima	0,01	0,04	-0,04	0,24	-0,01	0,41	0,08	0,24	NaN	NaN	0,57	0,31
	Cundinamarca	-0,32	-0,28	-0,33	-0,07	-0,29	0,12	-0,20	0,08	NaN	NaN	0,29	0,08
	Casanare	-0,55	-0,55	-0,50	-0,59	-0,47	-0,59	-0,53	-0,56	NaN	NaN	-0,61	-0,59
	Boyacá	-0,26	-0,23	-0,28	-0,02	-0,24	0,17	-0,16	0,15	NaN	NaN	0,35	0,13
	Arauca	-0,58	-0,59	-0,54	-0,65	-0,52	-0,69	-0,61	-0,61	NaN	NaN	-0,76	-0,69
	Norte de Santander	-0,60	-0,56	-0,54	-0,41	-0,50	-0,27	-0,48	-0,20	NaN	NaN	-0,10	-0,15
	Córdoba	-0,45	-0,47	-0,42	-0,58	-0,45	-0,72	-0,53	-0,53	NaN	NaN	-0,81	-0,63
	Atlántico	-0,58	-0,59	-0,51	-0,69	-0,51	-0,79	-0,62	-0,69	NaN	NaN	-0,80	-0,56
	Guajira	-0,63	-0,60	-0,54	-0,58	-0,51	-0,57	-0,56	-0,50	NaN	NaN	-0,48	-0,27
	San Andrés	-0,50	-0,50	-0,40	-0,60	-0,36	-0,61	-0,45	-0,58	NaN	NaN	-0,52	-0,27

Tabla 3. Coeficientes de correlación estacional media R entre las insoluciones superficiales y los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015)

		Caudales afluentes de ríos de centrales hidroeléctricas (Sur - Norte)											
		Quimbo	Betania	Salvajina	Alban	Calima	Amoyá	Prado	Pagua	Guavio	Chivor	Miel I	Porvenir II
Insolución (Norte - Sur)	Nariño Sur	NaN	0,06	-0,82	-0,56	-0,67	0,71	-0,72	0,07	0,43	0,53	-0,77	NaN
	Cauca	NaN	0,08	-0,78	-0,65	-0,69	0,69	-0,75	0,01	0,40	0,47	-0,78	NaN
	Huila	NaN	-0,03	-0,82	-0,56	-0,64	0,67	-0,71	0,00	0,36	0,44	-0,75	NaN
	Cundinamarca Occ.	NaN	0,02	-0,77	-0,70	-0,73	0,76	-0,82	-0,06	0,35	0,43	-0,81	NaN
	Casanare	NaN	-0,41	-0,26	-0,41	-0,39	-0,36	-0,44	-0,49	-0,37	-0,25	-0,34	NaN
	Boyacá	NaN	-0,35	-0,73	-0,64	-0,68	0,57	-0,76	-0,36	-0,03	0,10	-0,71	NaN
	Antioquia	NaN	-0,34	0,00	-0,36	-0,23	-0,39	-0,18	-0,49	-0,44	-0,45	-0,14	NaN
	Arauca	NaN	-0,47	0,00	-0,33	-0,24	-0,78	-0,24	-0,64	-0,59	-0,52	-0,09	NaN
	Norte de Santander	NaN	0,00	-0,69	-0,66	-0,70	0,61	-0,72	-0,09	0,28	0,38	-0,77	NaN
	Bolívar	NaN	-0,19	0,25	-0,28	-0,12	-0,44	-0,09	-0,42	-0,44	-0,45	0,05	NaN
	Cesar	NaN	-0,14	0,15	-0,39	-0,22	-0,31	-0,19	-0,42	-0,36	-0,37	-0,08	NaN
	Atlántico	NaN	-0,15	0,39	-0,12	0,09	-0,54	0,17	-0,36	-0,43	-0,56	0,20	NaN
	Guajira	NaN	-0,05	0,25	-0,26	-0,04	-0,42	0,03	-0,29	-0,25	-0,40	0,03	NaN
	San Andrés	NaN	-0,17	0,37	-0,02	0,20	-0,72	0,32	-0,29	-0,39	-0,58	0,25	NaN

		Caudales afluentes de ríos de centrales hidroeléctricas (Sur - Norte)											
		San Carlos	Playas	Guatapé	Jaguas	La Tasajera	Guatón	Porce II	Porce III	Ituango	Sogamoso	Urrá	NACIONAL
Insolución (Norte - Sur)	Nariño Sur	-0,08	-0,06	-0,16	0,15	-0,18	0,26	-0,06	0,25	NaN	NaN	0,40	0,05
	Cauca	-0,20	-0,18	-0,27	0,03	-0,30	0,13	-0,19	0,09	NaN	NaN	0,29	-0,01
	Huila	-0,08	-0,05	-0,15	0,15	-0,19	0,23	-0,08	0,20	NaN	NaN	0,37	-0,01
	Cundinamarca Occ.	-0,32	-0,28	-0,36	-0,06	-0,39	0,05	-0,28	0,02	NaN	NaN	0,22	-0,09
	Casanare	-0,62	-0,61	-0,62	-0,55	-0,60	-0,51	-0,60	-0,54	NaN	NaN	-0,43	-0,60
	Boyacá	-0,39	-0,38	-0,45	-0,20	-0,48	-0,14	-0,39	-0,04	NaN	NaN	0,01	-0,39
	Antioquia	-0,69	-0,70	-0,64	-0,72	-0,63	-0,72	-0,70	-0,62	NaN	NaN	-0,62	-0,62
	Arauca	-0,66	-0,65	-0,64	-0,65	-0,64	-0,68	-0,69	-0,63	NaN	NaN	-0,71	-0,73
	Norte de Santander	-0,30	-0,28	-0,34	-0,09	-0,37	0,02	-0,29	-0,02	NaN	NaN	0,19	-0,11
	Bolívar	-0,69	-0,68	-0,61	-0,71	-0,56	-0,72	-0,64	-0,64	NaN	NaN	-0,72	-0,53
	Cesar	-0,72	-0,71	-0,65	-0,71	-0,61	-0,70	-0,69	-0,62	NaN	NaN	-0,67	-0,52
	Atlántico	-0,55	-0,55	-0,48	-0,63	-0,46	-0,71	-0,56	-0,53	NaN	NaN	-0,73	-0,46
	Guajira	-0,55	-0,53	-0,48	-0,55	-0,46	-0,61	-0,55	-0,42	NaN	NaN	-0,60	-0,38
	San Andrés	-0,29	-0,29	-0,25	-0,38	-0,29	-0,54	-0,38	-0,36	NaN	NaN	-0,62	-0,38

Caso de estudio

Figura 21. Curvas medias normalizadas de caudales afluentes mensuales y velocidades del viento a 50m entre el grupo nacional de ríos y el sitio eólico con R estacional más negativo (arriba) y el río y el sitio eólico con el mayor R estacional negativo (abajo) (Ramírez C. 2015).

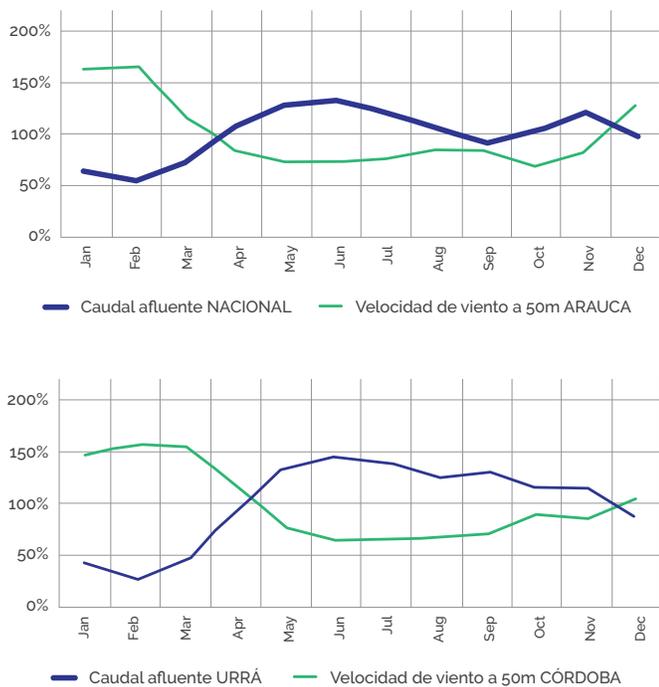
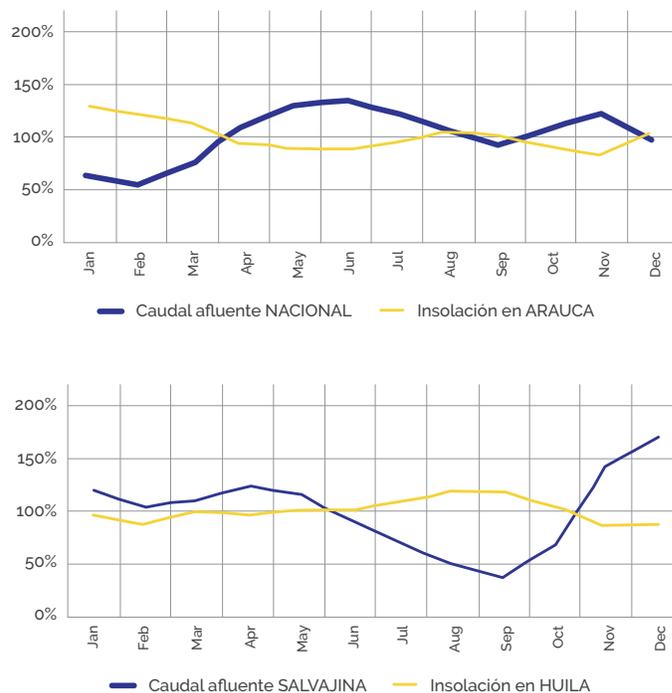


Figura 22. Curvas medias normalizadas de caudales afluentes mensuales e insolación superficial entre el grupo nacional de ríos y el sitio solar con R estacional más negativo (arriba) y el río y el sitio eólico con el mayor R estacional negativo (abajo) (Ramírez C. 2015).



A nivel nacional, el mayor coeficiente R estacional medio negativo entre los pares eólicos-hídricos se encuentra en los sitios eólicos de las Planicies Orientales (Arauca -0,69 y Casanare -0,59) y en la Costa del Caribe (Córdoba -0,63 y Atlántico -0,56). Con relación a los pares solares-hídricos, el mayor coeficiente R estacional negativo también se encuentra en los sitios solares de las Planicies Orientales (Arauca -0,73 y Casanare -0,60) y en la región de Antioquia con -0,63.

Si bien existe una amplia variedad de coeficientes R estacionales, en términos generales, se observan grandes³⁶ coeficientes de correlación estacional negativos entre centrales hidroeléctricas del norte y sitios eólicos/solares del norte y centrales hidroeléctricas del sur y sitios eólicos/solares del sur. El cuadro en la siguiente página describe estas observaciones.

Por lo tanto, los parques eólicos y plantas solares situados cerca de los sitios eólicos/solares seleccionados en el presente estudio podrían servir de respaldo para las centrales hidroeléctricas de las regiones cercanas³⁷ durante los meses en los que estas regiones pre-

sentan una hidrología críticamente baja. Esto representa una ventaja importante en términos de transporte de energía en el sistema de transmisión nacional.

Se realizó una comparación cualitativa entre las matrices de complementariedad estacional del recurso meteorológico y las complementariedades estacionales de la producción energética (Ramírez C. 2015). Si bien el valor del coeficiente R estacional medio no es exactamente igual, la distribución de coeficientes de correlación negativos para eólico-hidroeléctrico y solar-hidroeléctrico en términos de producción energética es muy similar. Esto significa que las dos tablas anteriores, que muestran regiones con un elevado R estacional negativo entre sitios también son válidas en términos de producción energética entre energía hidroeléctrica y energías renovables variables basadas en recursos eólicos y solares.

³⁶ $R < -0,5$ indica una fuerte complementariedad estacional.

³⁷ Se refiere a una distancia física de varios cientos de km entre las centrales hidroeléctricas y los sitios eólicos/solares seleccionados en el presente estudio.

Tabla 4. Algunas de las regiones con centrales hidroeléctricas y sitios eólicos con fuerte complementariedad estacional (elevados coeficientes de correlación estacional negativos).

Caudales afluentes de centrales hidroeléctricas	Velocidades del viento a 50m
<p>Norte (región de Antioquia y norte) Ríos que corren hacia San Carlos, Playas, Guatapé, Jaguas, Tasajera, Guatron, Porce II, Porce II y Urrá</p>	<p>Norte (costa del Caribe) Sitios eólicos Atlántico, Córdoba y Guajira</p> <p>Noreste (región de Catatumbo) Sitio eólico Norte de Santander</p> <p>Este (llanuras orientales) Sitios eólicos Casanare y Arauca</p>
<p>Sur (Andes occidentales) Ríos que corren hacia Salvajina, Alban, Calima</p> <p>Centro (Andes centrales y orientales) Río que corre hacia Prado y Miel I</p>	<p>Sur y centro (Andes orientales) Sitios eólicos Nariño, Tolima, Cundinamarca, Boyacá</p>

Tabla 5. Algunas de las regiones con centrales hidroeléctricas y sitios solares con fuerte complementariedad estacional (elevados coeficientes de correlación estacional negativos).

Caudales afluentes de centrales hidroeléctricas	Insolaciones superficiales
<p>Norte (región de Antioquia y norte) Ríos que corren hacia San Carlos, Playas, Guatapé, Jaguas, Tasajera, Guatron, Porce II, Porce II y Urrá</p>	<p>Norte (costa del Caribe y planicies de Magdalena) Sitios solares Guajira, Atlántico, Bolívar y Cesar</p> <p>Norte (región de Antioquia) Sitio solar Antioquia</p> <p>Este (llanuras orientales) Sitios solares Casanare y Arauca</p>
<p>Sur (Andes occidentales) Ríos que corren hacia Salvajina, Alban, Calima</p> <p>Centro (Andes centrales y orientales) Río que corre hacia Prado y Miel I</p>	<p>Sur y centro (Andes orientales y occidentales) Sitios solares Nariño Sur, Huila, Cundinamarca Occidente y Cauca</p>

Patrones meteorológicos estacionales en Colombia:

Además de los sistemas regionales³⁸ y las circulaciones atmosféricas locales³⁹, debido a su ubicación en los Trópicos, los patrones estacionales de los recursos eólicos y solares en Colombia presentados en este estudio se ven principalmente determinados por la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT) (IDEAM 2005b). La ZCIT es un cinturón angosto de baja presión alrededor del globo terráqueo que se desarrolla gracias a la circulación atmosférica global de la célula de Hadley entre los trópicos y el Ecuador, tal como lo muestra la Figura 23. Los vientos alisios⁴⁰ convergen sobre este cinturón y las masas de aire se elevan. La ZCIT provoca el desarrollo de nubes, precipitaciones más fuertes y vientos calmos en la superficie de la Tierra, fenómeno también denominado zona de calmas ecuatoriales.

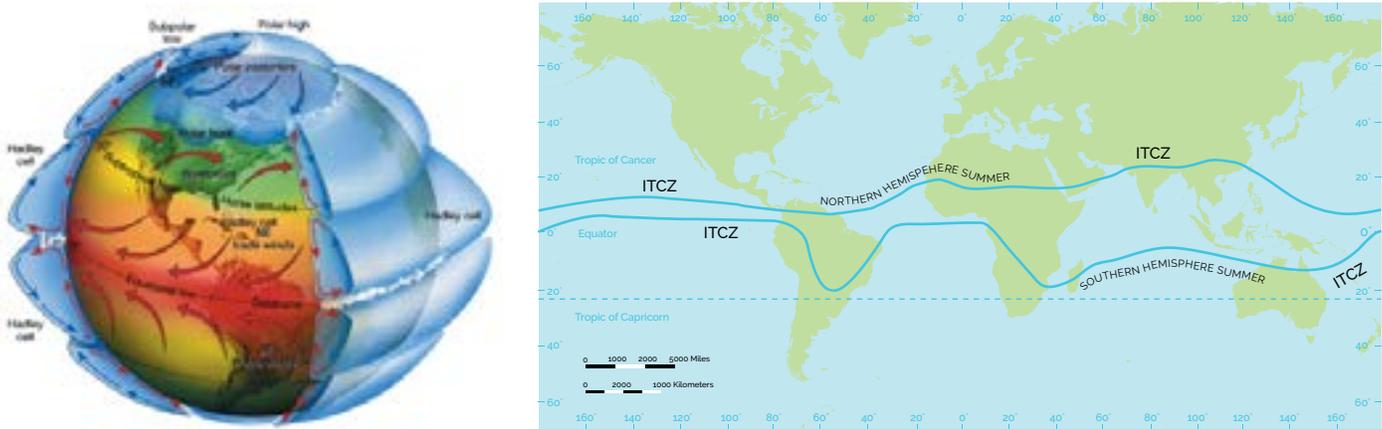
Como se observa en la Figura 23 de la derecha, la ZCIT se desplaza durante el año. De diciembre a febrero se encuentra en el extremo sur y de junio a agosto en el extremo norte. Cuando la ZCIT se encuentra en el extremo sur, esta está más lejos de las regiones norte de Colombia, lo que genera vientos más fuertes en el norte. En el sur suele haber más nubes y precipitaciones. Por el contrario, cuando la ZCIT se encuentra en el extremo norte, está más lejos del sur de Colombia, lo que produce vientos más

³⁸ Como las Ondas Tropicales (ciclones tropicales en el Atlántico) observadas principalmente entre enero y noviembre.

³⁹ Las brisas montaña-valle y mar-tierra, así como el efecto Foehn.

⁴⁰ Masas de aire que fluyen desde el trópico hacia el Ecuador y son desviadas hacia el oeste en ambos hemisferios por la fuerza de Coriolis.

Figura 23. (Arriba) circulación global de la atmósfera (IDEAM 2005b). Abajo) líneas de la ZCIT (azul). En el verano del hemisferio norte, la ZCIT se encuentra en el extremo norte (junio-agosto). En el verano del hemisferio sur, la ZCIT se encuentra en el extremo sur (diciembre-febrero) ("Intertropical Convergent Zone (ITCZ)" 2013).



fuertes en el sur y más nubes y precipitaciones en el norte. Las regiones del medio experimentan la ZCIT dos veces al año. Si bien la ZCIT también podría explicar los patrones de precipitación en Colombia, no explica fácilmente el comportamiento estacional de los caudales afluentes de los ríos. Ello se debe a la formación tardía y compleja de los caudales afluentes. Los patrones estacionales de los caudales afluentes de XM proceden de observaciones sobre el terreno realizadas en centrales hidroeléctricas reales. Deberán realizarse más estudios para entender el desarrollo de la hidrología sobre los Andes. Además de esto, se recomienda analizar las consecuencias de tener los dos extremos de la ZCIT en el país.

Complementariedades interanuales: Las complementariedades interanuales⁴¹ de los recursos meteorológicos se muestran en la matriz eólico-hídrica en la Tabla 6 y la matriz solar-hídrica en la Tabla 7, ambas organizadas de sur a norte. Hay un único coeficiente de correlación R interanual entre cada par de recursos eólico-hídrico y solar-hídrico dado que hay únicamente 14 valores anuales para cada sitio. Como en el análisis estacional, los valores más rojos representan los coeficientes de correlación más negativos representando la mayor complementariedad. Estos son los pares de interés para el presente estudio. Los valores más verdes muestran los pares más dependientes. Mientras más cercanos a cero son los valores, más independiente es el comportamiento de los pares, sin tener que ser complementario. Además, las columnas blancas representan centrales hidroeléctricas con escasos datos o futuras centrales hidroeléctricas sobre las que no hay información.

Las siguientes tablas muestran que los patrones climatológicos globales interanuales que afectan a Colombia representan una

amplia variedad de R interanuales positivos, negativos y no correlacionados dependiendo de la ubicación de los sitios eólicos/solares y las centrales hidroeléctricas. Para comprender mejor los valores exhibidos, la Figura 24 presenta dos gráficos. El sitio eólico Tolima tiene un R interanual negativo de -0,74 debido al comportamiento altamente inverso de sus velocidades de viento medias anuales respecto de los caudales afluentes medios anuales del grupo nacional entre 2002 y 2014. Además, también se observan grandes R interanuales negativos en los sitios eólicos de los Andes Orientales (Cundinamarca -0,67, Boyacá -0,64 y Norte de Santander -0,60). Con respecto a los sitios solares, Nariño Sur presenta el mayor R interanual negativo, con un valor de -0,74. Otras zonas con valores negativos elevados son las situadas en los Andes Orientales y Occidentales (Nariño Sur -0,74, Huila -0,69 y Boyacá/Cauca con -0,61).

Las tablas muestran diversos valores negativos y positivos. La Tabla 6 y la Tabla 7 muestran numerosos coeficientes elevados de correlación interanual negativa entre los sitios.

⁴¹ Interanual se refiere a la dinámica de un año a otro con un horizonte temporal de varios años.

Tabla 6. Coeficiente de correlación interanual único R entre las velocidades del viento a 50m y los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015).

		Caudales afluentes de ríos de centrales hidroeléctricas (Sur - Norte)											
		Quimbo	Betania	Salvajina	Alban	Calima	Amoyá	Prado	Pagua	Guavio	Chivor	Miel I	Porvenir II
Velocidad del viento a 50m (Norte - Sur)	Nariño	NaN	-0,36	-0,54	-0,21	-0,41	NaN	-0,67	-0,49	0,63	0,27	-0,47	NaN
	Pacífico Sur	NaN	-0,48	-0,40	0,30	-0,27	NaN	-0,40	-0,62	-0,31	-0,71	-0,16	NaN
	Buenaventura Sur	NaN	-0,38	-0,39	-0,03	-0,33	NaN	-0,55	-0,84	-0,14	-0,71	-0,02	NaN
	Tolima	NaN	-0,51	-0,70	-0,32	-0,52	NaN	-0,79	-0,62	0,43	0,05	-0,54	NaN
	Cundinamarca	NaN	-0,37	-0,64	-0,36	-0,62	NaN	-0,74	-0,70	0,53	-0,04	-0,41	NaN
	Casanare	NaN	-0,09	-0,20	0,11	-0,13	NaN	-0,43	-0,28	0,59	0,43	-0,26	NaN
	Boyacá	NaN	-0,33	-0,59	-0,38	-0,57	NaN	-0,73	-0,71	0,52	-0,04	-0,31	NaN
	Arauca	NaN	0,16	-0,04	0,12	-0,04	NaN	-0,30	-0,39	0,58	0,25	-0,15	NaN
	Norte de Santander	NaN	-0,33	-0,61	-0,38	-0,63	NaN	-0,66	-0,67	0,45	-0,15	-0,38	NaN
	Córdoba	NaN	-0,41	-0,05	-0,29	0,11	NaN	-0,20	-0,29	-0,06	-0,14	0,33	NaN
	Atlántico	NaN	-0,13	-0,36	-0,39	-0,40	NaN	-0,48	-0,58	0,49	-0,04	-0,14	NaN
	Guajira	NaN	-0,29	-0,59	-0,33	-0,66	NaN	-0,52	-0,57	0,45	-0,18	-0,54	NaN
	San Andrés	NaN	-0,27	-0,53	-0,66	-0,63	NaN	-0,50	-0,47	0,53	-0,05	-0,30	NaN

		Caudales afluentes de ríos de centrales hidroeléctricas (Sur - Norte)											
		San Carlos	Playas	Guatapé	Jaguas	La Tasajera	Guatón	Porce II	Porce III	Ituango	Sogamoso	Urrá	NACIONAL
Velocidad del viento a 50m (Norte - Sur)	Nariño	-0,79	-0,80	-0,73	-0,80	-0,76	-0,44	-0,67	-0,76	NaN	NaN	-0,45	-0,55
	Pacífico Sur	-0,44	-0,50	-0,50	-0,44	-0,44	-0,06	-0,41	-0,69	NaN	NaN	0,22	-0,46
	Buenaventura Sur	-0,50	-0,55	-0,58	-0,42	-0,52	-0,17	-0,44	-0,91	NaN	NaN	-0,03	-0,50
	Tolima	-0,84	-0,86	-0,84	-0,78	-0,84	-0,46	-0,76	-0,80	NaN	NaN	-0,41	-0,74
	Cundinamarca	-0,87	-0,88	-0,85	-0,80	-0,84	-0,57	-0,82	-0,89	NaN	NaN	-0,47	-0,67
	Casanare	-0,42	-0,43	-0,27	-0,68	-0,46	-0,34	-0,35	0,60	NaN	NaN	-0,18	-0,24
	Boyacá	-0,84	-0,86	-0,82	-0,79	-0,82	-0,57	-0,78	-0,88	NaN	NaN	-0,46	-0,64
	Arauca	-0,28	-0,33	-0,23	-0,45	-0,44	-0,42	-0,35	-1,00	NaN	NaN	-0,29	-0,15
	Norte de Santander	-0,77	-0,77	-0,77	-0,64	-0,72	-0,54	-0,73	-0,98	NaN	NaN	-0,39	-0,60
	Córdoba	-0,20	-0,08	-0,01	-0,08	0,01	0,02	0,17	0,70	NaN	NaN	0,10	-0,17
	Atlántico	-0,52	-0,50	-0,49	-0,39	-0,50	-0,46	-0,44	-0,98	NaN	NaN	-0,39	-0,37
	Guajira	-0,67	-0,68	-0,73	-0,48	-0,68	-0,53	-0,72	-0,95	NaN	NaN	-0,48	-0,56
	San Andrés	-0,60	-0,57	-0,62	-0,35	-0,55	-0,50	-0,56	-0,77	NaN	NaN	-0,63	-0,51

Tabla 7. Coeficiente de correlación interanual único R entre las insolaciones superficiales y los caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015).

		Caudales afluentes de ríos de centrales hidroeléctricas (Sur - Norte)											
		Quimbo	Betania	Salvajina	Alban	Calima	Amoyá	Prado	Pagua	Guavio	Chivor	Miel I	Porvenir II
Insolación (Norte - Sur)	Nariño Sur	NaN	-0.50	-0.74	-0.13	-0.66	NaN	-0.72	-0.72	0.33	-0.26	-0.68	NaN
	Cauca	NaN	-0.42	-0.59	-0.14	-0.52	NaN	-0.74	-0.72	0.39	-0.08	-0.39	NaN
	Huila	NaN	-0.52	-0.65	-0.11	-0.47	NaN	-0.79	-0.82	0.16	-0.30	-0.34	NaN
	Cundinamarca Occ.	NaN	-0.42	-0.49	-0.19	-0.38	NaN	-0.72	-0.68	0.39	0.03	-0.21	NaN
	Casanare	NaN	-0.23	-0.42	0.14	-0.41	NaN	-0.53	-0.47	0.42	0.04	-0.46	NaN
	Boyacá	NaN	-0.50	-0.61	-0.27	-0.57	NaN	-0.80	-0.78	0.20	-0.22	-0.22	NaN
	Antioquia	NaN	-0.22	-0.29	-0.08	-0.19	NaN	-0.55	-0.50	0.52	0.24	-0.11	NaN
	Arauca	NaN	0.35	0.16	0.31	0.04	NaN	0.06	-0.03	0.34	0.11	-0.26	NaN
	Norte de Santander	NaN	-0.25	-0.40	-0.27	-0.52	NaN	-0.56	-0.61	0.13	-0.27	-0.05	NaN
	Bolívar	NaN	0.30	0.05	-0.11	-0.13	NaN	-0.15	-0.19	0.67	0.36	0.19	NaN
	Cesar	NaN	0.25	-0.06	-0.13	-0.28	NaN	-0.19	-0.33	0.58	0.08	0.06	NaN
	Atlántico	NaN	0.33	0.07	-0.22	-0.23	NaN	0.08	-0.16	0.37	-0.10	0.28	NaN
	Guajira	NaN	0.17	-0.16	-0.15	-0.36	NaN	-0.14	-0.36	0.43	-0.12	-0.14	NaN
	San Andrés	NaN	0.45	0.18	-0.17	-0.09	NaN	0.35	-0.38	0.40	0.33	-0.08	NaN

		Caudales afluentes de ríos de centrales hidroeléctricas (Sur - Norte)											
		San Carlos	Playas	Guatapé	Jaguas	La Tasajera	Guatron	Porce II	Porce III	Ituango	Sogamoso	Urrá	NACIONAL
Insolación (Norte - Sur)	Nariño Sur	-0.82	-0.87	-0.90	-0.74	-0.87	-0.48	-0.87	-0.96	NaN	NaN	-0.37	-0.74
	Cauca	-0.84	-0.85	-0.81	-0.79	-0.76	-0.37	-0.73	-0.90	NaN	NaN	-0.25	-0.61
	Huila	-0.85	-0.87	-0.86	-0.78	-0.78	-0.33	-0.72	-0.95	NaN	NaN	-0.11	-0.69
	Cundinamarca Occ.	-0.80	-0.76	-0.69	-0.75	-0.66	-0.34	-0.56	-0.82	NaN	NaN	-0.16	-0.53
	Casanare	-0.63	-0.67	-0.64	-0.65	-0.64	-0.39	-0.63	-0.82	NaN	NaN	-0.20	-0.44
	Boyacá	-0.81	-0.77	-0.73	-0.68	-0.63	-0.31	-0.60	-0.90	NaN	NaN	-0.01	-0.61
	Antioquia	-0.62	-0.60	-0.48	-0.68	-0.51	-0.28	-0.38	-0.82	NaN	NaN	-0.16	-0.30
	Arauca	0.13	0.03	0.01	0.02	-0.15	-0.28	-0.22	-0.88	NaN	NaN	-0.32	0.00
	Norte de Santander	-0.55	-0.52	-0.54	-0.35	-0.40	-0.22	-0.42	-0.82	NaN	NaN	-0.01	-0.32
	Bolívar	-0.30	-0.32	-0.24	-0.39	-0.31	-0.42	-0.31	-0.26	NaN	NaN	-0.40	-0.02
	Cesar	-0.34	-0.39	-0.36	-0.37	-0.46	-0.56	-0.47	-0.75	NaN	NaN	-0.48	-0.15
	Atlántico	-0.11	-0.14	-0.17	-0.02	-0.21	-0.45	-0.28	-0.71	NaN	NaN	-0.45	0.01
	Guajira	-0.31	-0.37	-0.41	-0.25	-0.50	-0.57	-0.53	-0.88	NaN	NaN	-0.51	-0.21
	San Andrés	0.30	0.27	0.21	0.32	0.18	-0.06	0.10	0.92	NaN	NaN	-0.46	0.36

Figura 24. Curvas medias normalizadas de los caudales afluentes del grupo nacional de ríos y datos del viento a 50m de altura correspondientes al sitio con coeficiente *R* interanual más negativo (a la izquierda) y datos solares del sitio con coeficiente *R* interanual más negativo (derecha) (Ramírez C. 2015)

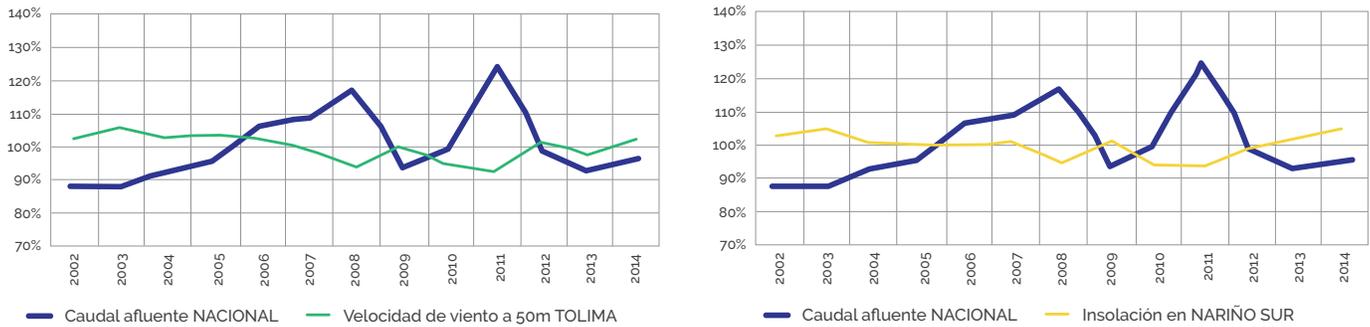


Tabla 8. Algunas de las regiones con centrales hidroeléctricas y sitios eólicos con fuerte complementariedad interanual (elevados coeficientes negativos de correlación interanual)

Caudales afluentes de centrales hidroeléctricas	Velocidades del viento a 50m
<p>Norte (región de Antioquia) Ríos que corren hacia San Carlos, Playas, Guatapé, Jaguas, Tasajera, Guatron, Porce II, Porce II y Urrá</p>	<p>Sur, centro, norte (Andes Orientales) Sitios eólicos Nariño, Tolima, Cundinamarca Boyacá, Norte de Santander</p> <p>Norte (costa del Caribe) Sitio eólico Guajira</p>

Tabla 9. Algunas de las regiones con centrales hidroeléctricas y sitios solares con fuerte complementariedad interanual (elevados coeficientes negativos de correlación interanual)

Caudales afluentes de centrales hidroeléctricas	Insolaciones superficiales
<p>Norte (región de Antioquia) Ríos que corren hacia San Carlos, Playas, Guatapé, Jaguas, Tasajera y Porce II</p>	<p>Sur y centro (Andes orientales) Sitios solares Nariño Sur, Huila, Cundinamarca Occidente y Boyacá</p>
<p>Centro (Andes orientales / occidentales) Ríos que corren hacia Prado y Pagua</p>	


Caso de estudio

Similar a lo descrito para la complementariedad estacional en el punto 7.4, las matrices de recurso interanual se compararon cualitativamente con la producción energética interanual, tal como se muestra en (Ramírez C. 2015). Si bien los coeficientes R interanuales del recurso y la energía no son exactamente iguales, la distribución de coeficientes de correlación negativos para eólico-hidroeléctrico y solar-hidroeléctrico es muy similar. Esto significa que las dos tablas anteriores, que muestran las regiones con un elevado R interanual negativo entre sitios, también son válidas en términos de producción energética entre energía hidroeléctrica y energías renovables variables basadas en recursos eólicos y solares.

Índices de recursos anuales y VI: La Tabla 11 y la Tabla 12 representan los índices de recursos eólicos y solares anuales basados en MERRA. La Tabla 13 presenta los índices de recursos hídricos según XM. El 100% corresponde al promedio de todas las velocidades de viento a 50m, de todas las insolaciones superficiales anuales y todos los caudales afluentes durante el período de estudio. Los valores más azules se refieren a los mayores índices, que son los años con mayor disponibilidad de recursos. Los valores rojos corresponden a años con bajos recursos. Pueden realizarse dos observaciones principales al comparar índices de recursos según MERRA y según XM.

- Los fenómenos climatológicos que determinan los recursos eólicos, solares e hídricos producen correlaciones positivas o negativas similares para el mismo recurso en diversas zonas del país. Por ejemplo, en 2011 todos los sitios eólicos y solares tenían valores inferiores al promedio.

- Se observan comportamientos de complementariedad interanual en numerosos sitios eólicos/solares respecto de las centrales hidroeléctricas. Un buen ejemplo al respecto es el año 2002, cuando la mayoría de las centrales hidroeléctricas experimentaron bajos caudales afluentes en comparación con los recursos eólicos y solares que presentaban valores por encima del promedio en la mayoría de los sitios. Por el contrario, los valores de los sitios eólicos/solares estaban por debajo del promedio en 2011, mientras que las centrales hidroeléctricas presentaban valores por encima del promedio.

Recomendamos ampliar la investigación sobre el fenómeno ENSO⁴² en relación con las complementariedades interanuales. La Tabla 10 muestra valores importantes para El Niño⁴³ en 2002, que provocó escasas precipitaciones en Colombia (GRID-Arendal 2015). Esto generó los bajos caudales afluentes que muestra la Tabla 13.

Tabla 10: Índice Oceánico de El Niño (ONI, por sus siglas en inglés) de NOAA (sigla en inglés correspondiente a Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de EE.UU.): Anomalía en la TSM (temperatura de la superficie marina) en el Pacífico tropical, con un umbral de +/- 0,5°C, que identifica a El Niño (cálido, rojo) y La Niña (frío, azul) (Climate Prediction Center NOAA 2015)

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2001	-0.7	-0.6	-0.5	-0.3	-0.2	-0.1	0	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.3
2002	-0.2	-0.1	0.1	0.2	0.4	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.1
2003	0.9	0.6	0.4	0	-0.2	-0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4
2004	0.3	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
2005	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0	0	-0.1	-0.4	-0.7
2006	-0.7	-0.6	-0.4	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.8	0.9	1.0
2007	0.7	0.3	0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.6	-0.8	-1.1	-1.2	-1.3
2008	-1.4	-1.3	-1.1	-0.9	-0.7	-0.5	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.5	-0.7
2009	-0.8	-0.7	-0.4	-0.1	0.2	0.4	0.5	0.6	0.7	1.0	1.2	1.3
2010	1.3	1.1	0.8	0.5	0	-0.4	-0.8	-1.1	-1.3	-1.4	-1.3	-1.4
2011	-1.3	-1.1	-0.8	-0.6	-0.3	-0.2	-0.3	-0.5	-0.7	-0.9	-0.9	-0.8
2012	-0.7	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.2	-0.2
2013	-0.4	-0.5	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.5	-0.6	-0.4	-0.2	0	0	0	0	0.2	0.4	0.6	0.6
2015	0.5	0.4	0.5	0.7	0.9	1.0	1.2	1.5	-	-	-	-

⁴² El Niño Oscilación Sur, conocido como los fenómenos de El Niño y La Niña.

⁴³ Anomalía superior a 1,0°C.

Tabla 11. Índices del recurso eólico según MERRA con VI para los 13 sitios eólicos seleccionados (Ramírez C. 2015)

	Velocidad media del viento a 50m [m/s]	Índice del recurso eólico según MERRA														VI
		100%	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Nariño	3.73	107%	109%	110%	107%	106%	109%	98%	92%	93%	85%	87%	101%	93%	104%	8.4%
Pacífico Sur	3.90	102%	100%	103%	99%	102%	97%	104%	97%	100%	101%	96%	95%	103%	104%	2.9%
Buenaventura Sur	4.53	103%	99%	100%	100%	102%	97%	104%	99%	103%	99%	94%	97%	101%	104%	2.9%
Tolima	3.58	102%	103%	106%	103%	104%	103%	99%	93%	100%	95%	92%	102%	97%	102%	4.0%
Cundinamarca	3.83	107%	110%	103%	103%	102%	103%	100%	93%	103%	87%	88%	99%	97%	106%	6.6%
Casanare	3.34	100%	106%	102%	108%	106%	100%	105%	98%	95%	90%	98%	98%	97%	97%	4.7%
Boyacá	3.29	106%	110%	102%	103%	103%	103%	100%	94%	103%	87%	88%	99%	96%	105%	6.3%
Arauca	3.43	99%	104%	100%	106%	103%	101%	104%	105%	98%	86%	94%	99%	100%	101%	4.9%
Norte de Santander	4.41	109%	114%	100%	102%	95%	102%	100%	96%	105%	87%	87%	98%	101%	105%	7.2%
Córdoba	3.31	103%	103%	99%	108%	104%	98%	98%	103%	103%	106%	96%	92%	94%	93%	4.8%
Atlántico	6.18	105%	111%	96%	108%	93%	101%	101%	103%	108%	87%	89%	97%	99%	101%	6.7%
Guajira	7.66	110%	112%	103%	102%	88%	101%	97%	96%	107%	84%	88%	98%	104%	111%	8.5%
San Andrés	7.38	106%	109%	97%	106%	92%	100%	95%	98%	107%	94%	92%	101%	97%	106%	5.7%

Tabla 12. Índices del recurso solar según MERRA con VI para los 14 sitios solares seleccionados (Ramírez C. 2015)

	Insolación superficial anual media [kWh/m ² /año]	Índice del recurso eólico según MERRA														VI
		100%	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Nariño Sur	2.082	104%	102%	105%	101%	100%	100%	100%	95%	101%	94%	93%	99%	102%	105%	3.6%
Cauca	2.057	107%	106%	105%	101%	102%	102%	102%	96%	99%	91%	92%	97%	98%	103%	4.8%
Huila	2.105	104%	103%	105%	100%	102%	102%	103%	95%	101%	95%	91%	97%	99%	103%	3.8%
Cundinamarca Occ.	2.175	108%	109%	107%	103%	105%	103%	102%	98%	98%	90%	89%	96%	93%	99%	6.2%
Casanare	1.695	102%	104%	107%	99%	101%	100%	102%	99%	96%	93%	95%	100%	99%	104%	3.7%
Boyacá	2.092	106%	107%	103%	100%	101%	98%	103%	98%	102%	95%	93%	99%	97%	99%	3.8%
Antioquia	1.875	107%	109%	103%	105%	104%	105%	102%	101%	96%	89%	92%	96%	94%	97%	5.7%
Arauca	1.645	96%	100%	101%	100%	99%	98%	102%	104%	97%	95%	98%	103%	102%	106%	3.1%
Norte de Santander	2.096	104%	103%	100%	98%	99%	99%	101%	101%	101%	97%	97%	101%	100%	100%	2.0%
Bolívar	1.733	100%	107%	98%	102%	100%	103%	101%	104%	99%	91%	98%	99%	95%	104%	3.9%
Cesar	1.939	100%	105%	97%	100%	100%	101%	100%	103%	101%	92%	97%	100%	99%	105%	3.2%
Atlántico	1.833	101%	105%	94%	98%	97%	100%	98%	106%	103%	93%	98%	99%	101%	108%	4.3%
Guajira	1.908	101%	102%	98%	100%	98%	101%	98%	102%	103%	91%	97%	99%	103%	107%	3.6%
San Andrés	1.845	102%	99%	96%	101%	95%	101%	98%	101%	101%	97%	103%	103%	102%	102%	2.5%

 Caso de estudio

Tabla 13. Índices del recurso hídrico según XM con VI para los 24 ríos y el grupo nacional (Ramírez C. 2015)

	Caudal afluente medio [m³/s]	Índice de recursos hídricos según XM														VI
		100%	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Magdalena Betanía	414,6	83%	92%	79%	90%	98%	112%	112%	119%	99%	85%	127%	105%	92%	108%	13,8%
Cauca Salvajina	127,4	78%	74%	76%	89%	105%	111%	116%	147%	91%	102%	140%	89%	82%	101%	21,8%
Alto Achincayá	46,1	97%	86%	107%	94%	102%	102%	111%	107%	88%	107%	110%	89%	105%	95%	8,2%
Digua	28,9	92%	104%	105%	95%	96%	99%	120%	101%	91%	80%	106%	95%	108%	110%	9,4%
Calima	11,7	73%	61%	88%	102%	104%	132%	126%	140%	84%	117%	117%	83%	88%	87%	22,7%
Amoyá	15,3														100%	0,0%
Prado	57,1	64%	71%	76%	80%	92%	109%	87%	146%	93%	112%	178%	80%	100%	112%	29,7%
Bogotá N.R	30,9	45%	86%	70%	91%	82%	118%	69%	117%	54%	131%	231%	120%	89%	97%	43,7%
Chuzá	10,2	100%	113%	102%	95%	91%	106%	102%	91%	87%	97%	94%	115%	101%	104%	7,8%
Guavio	68,6	101%	116%	93%	125%	97%	104%	90%	96%	84%	79%	100%	109%	94%	112%	12,1%
Batá	78,1	90%	107%	95%	122%	97%	118%	95%	98%	75%	82%	127%	121%	80%	93%	16,0%
Miel I	94,5			76%	83%	112%	105%	109%	122%	108%	111%	109%	85%	80%		15,0%
San Carlos	27,5	65%	65%	72%	91%	96%	108%	133%	108%	82%	95%	131%	107%	125%	124%	22,6%
Guatapé	36,3	82%	77%	90%	94%	91%	102%	111%	117%	101%	108%	132%	105%	100%	92%	13,7%
Nare	51,1	71%	70%	75%	97%	95%	100%	115%	144%	90%	117%	157%	99%	93%	77%	25,1%
A. San Lorenzo	40,6	88%	70%	95%	90%	81%	94%	94%	135%	115%	118%	125%	106%	95%	94%	17,2%
Grande	32,7	88%	72%	81%	84%	81%	106%	119%	136%	96%	130%	146%	99%	82%	80%	22,8%
Guadalupe	22,1	103%	75%	100%	91%	88%	104%	126%	107%	94%	119%	112%	97%	92%	92%	12,7%
Cencepción	6,8	91%	72%	86%	98%	93%	115%	120%	115%	92%	110%	131%	95%	90%	91%	15,5%
Tenche	4,5	106%	71%	95%	86%	87%	110%	120%	112%	87%	117%	127%	106%	88%	89%	15,6%
Desv. EPPM (Nec.Paj.Dol)	8,0	137%	102%	113%	104%	100%	104%	94%	85%	108%	101%	75%	98%	89%	89%	14,2%
Porce II	98,3		74%	89%	101%	93%	105%	115%	129%	95%	119%	118%	97%	85%	79%	16,0%
Porce III	23,4											167%	94%	73%	67%	39,9%
Sinú Urrá	334,7		97%	106%	85%	100%	100%	116%	104%	101%	108%	104%	93%	102%	85%	8,3%
NACIONAL	1.550,8		88%	88%	92%	96%	106%	109%	117%	94%	99%	124%	99%	93%	96%	10,5%

Se realizó una comparación cualitativa entre los índices MERRA y XM de los recursos meteorológicos y los calculados en términos energéticos mediante la PEA (Ramírez C. 2015). Si bien los valores de los índices energéticos no corresponden exactamente con los índices de los recursos, las distribuciones de producción energética anual inferior y superior al promedio para energía eólica, solar e hidroeléctrica son muy similares. De esta manera, las tres tablas anteriores representan la producción energética a partir de energías renovables variables basadas en energía eólica, solar e hidroeléctrica.

La Variabilidad Interanual (VI) mide la variación del recurso o de la energía producida entre un año y el siguiente y está indicada en las tres tablas previas en la columna de la extrema derecha. La Tabla 14 resume los valores extremos de la VI, tanto de los recursos meteorológicos como de la producción energética.

Las VI de los recursos meteorológicos calculadas en el estudio fueron muy similares a las encontradas en la bibliografía consultada. En la zona ZCIT donde se sitúa Colombia, se esperaban VI

mayores por estar en la zona subtropicales (Brower et al. 2013). Las velocidades anuales del viento mostraron una VI entre el 2,9 y 8,5% en el periodo 2001-2014. Las VI de la insolación anual oscilaron entre el 2 y el 6,2%. Esto indica una mayor variabilidad del viento, comparado con el sol. En el caso del recurso hídrico (y también probablemente debido a ENOS) se observó una fuerte VI de hasta el 43,7%, lo que demuestra la vulnerabilidad de la matriz de generación de Colombia, altamente dependiente de la energía hidroeléctrica. Luego de la conversión a valores de producción energética, los valores extremos de VI de la energía eólica obviamente aumentan⁴⁴ en relación con la volatilidad observada en el recurso eólico. Esto no es tan extremo en el caso del recurso solar, donde la VI de producción energética solar y la VI de insolación se mantienen similares. En el caso de la energía hidroeléctrica, la VI en términos energéticos se reduce en comparación con la VI del recurso hídrico. Esto se explica parcialmente por el hecho de que, sin perjuicio de las cantidades de cauces afluentes extremos, las centrales hidroeléctricas tienen una capacidad nominal máxima y, por lo tanto, la generación energética es limitada.

Tabla 14. Valores máximos y mínimos observados para los recursos meteorológicos e índices energéticos y VI para los sitios eólicos/solares y centrales hidroeléctricas entre 2001 y 2014 (Ramírez C. 2015).

	Recurso meteorológico		Energía	
	Índice	VI	Índice	VI
Sitios eólicos (según MERRA)	84 – 112%	2,9 – 8,5%	59 – 140%	7,7 – 22,7%
Sitios solares (según MERRA)	89 – 109%	2,0 – 6,2%	90 – 108%	1,9 – 5,3%
Centrales hidroeléctricas (según XM)	45 – 231%	8,2 – 43,7%	61 – 148%	6,0 – 23%

⁴⁴ Se resalta la relación entre la energía eólica y la velocidad del viento elevada a la tercera potencia.

 Caso de estudio

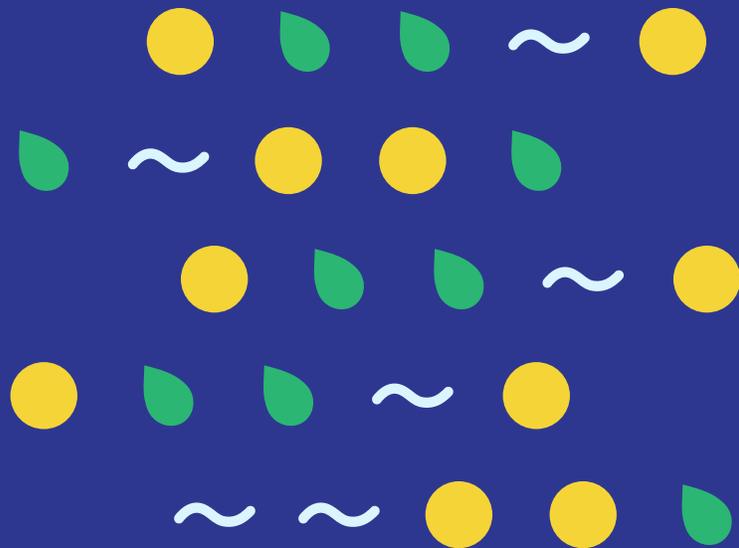
Conclusiones y futuros trabajos

- La matriz energética de Colombia es altamente dependiente de la energía hidroeléctrica, lo cual constituye una amenaza para la seguridad energética, tal como lo ha demostrado el impacto de El Niño durante las últimas décadas. Además de estos factores, la previsible escasez de gas natural, sumada a los cambios en los patrones de precipitación producto del cambio climático, podría contribuir a los riesgos en materia de seguridad energética.
- La precisión de los conjuntos de datos de Reanálisis (incluido MERRA) depende del lugar. A mayor complejidad del terreno, mayor posibilidad de incurrir en subestimaciones o sobreestimaciones. Como resultado de ello, se observan importantes sesgos negativos y positivos en la magnitud de los recursos eólicos y solares, especialmente sobre los Andes. Esto se debe principalmente a la compleja topografía y el hecho de que el sistema de observación de MERRA no asimile en detalle estas características (suavizado del terreno). Además de esto, debido a la cantidad y posiblemente la calidad del sistema de observaciones en/cerca de Colombia. Para validar los datos, recomendamos ampliar la investigación sobre los datos de MERRA mediante mediciones meteorológicas sobre el terreno (por ejemplo, por parte del IDEAM) cerca de los sitios eólicos y solares seleccionados.
- Colombia tiene una capacidad instalada superior a los 15GW. Alrededor del 67% corresponde a grandes centrales hidroeléctricas (>20MW) y el 28% a centrales térmicas que funcionan principalmente a gas natural. Una vez implementados dos proyectos hidroeléctricos hacia fines de 2022, la región de Antioquia representará aproximadamente el 52% de la capacidad instalada total y será el polo de generación más importante del país.
- Debido a la incertidumbre sobre la magnitud de los recursos eólicos y solares, las evaluaciones energéticas mencionadas en el presente documento (Ramírez C. 2015) deben tomarse con cuidado y no utilizarse comercialmente sin realizar análisis y validaciones adicionales. Algunos de los patrones estacionales de producción de energía hidroeléctrica calculados son diferentes de las curvas de generación real. Esta cuestión es evidente en otros estudios y se debe probablemente a la influencia de grandes embalses y estrategias operativas basadas en el mercado (COWI 2015). No obstante, los patrones presentados en este estudio representan la situación real de la hidrología estacional en diferentes zonas del país, lo cual impacta en las centrales hidroeléctricas con embalse y de pasada situadas en estas regiones.
- Las ubicaciones analizadas en el presente estudio representan una variedad de patrones estacionales de los recursos eólicos, solares e hídricos. Podemos concluir que la ZCIT es la principal influencia en los patrones estacionales eólicos/solares debido a su desplazamiento de sur a norte durante el año dentro del país. La ZCIT genera más precipitaciones y nubes en algunas zonas y mayores velocidades de viento en otras. Recomendamos ampliar la investigación sobre este tema para profundizar el análisis de los patrones estacionales de los recursos eólicos y solares y entender la compleja relación que existe entre las precipitaciones y los caudales afluentes en los Andes. Recomendamos también realizar estudios adicionales sobre cómo el desplazamiento estacional de la ZCIT en Colombia podría representar una ventaja para la matriz energética.
- A nivel nacional, los mayores coeficientes de correlación estacionales medios (negativos) se hallaron en los sitios eólicos y solares de las Planicies Orientales y en los sitios solares de la región de Antioquia. A nivel regional, los sitios eólicos del norte/este presentan complementariedad estacional con los ríos del norte. Los sitios eólicos del sur/centro y los ríos del sur/centro también presentan complementariedad estacional. Los sitios solares en el norte/este presentan complementariedad estacional con los ríos del norte y los sitios solares del sur/centro y los ríos del sur/centro también muestran complementariedad estacional.
- El rango del coeficiente de correlación R interanual de los sitios eólicos-hidroeléctricos y solares-hidroeléctricos es diverso. A nivel nacional, las mayores complementariedades se observaron en los sitios eólicos de Tolima y los Andes Orientales y en los sitios solares del sur/Andes Orientales/Andes Occidentales. A nivel regional, los sitios eólicos sobre los Andes Orientales en el norte presentan complementariedad interanual con los ríos del norte. Los sitios solares de los Andes Orientales y los ríos en el norte/centro presentan complementariedad interanual.
- Los futuros parques eólicos y plantas solares situadas en los sitios seleccionados podrían servir de respaldo para las centrales hidroeléctricas durante periodos estacionales e interanuales de baja hidrología.
- La investigación muestra una VI (Variabilidad Interanual) del rango de 2,9 a 8,5% para los recursos eólicos seleccionados, durante el horizonte temporal definido en el estudio. En el caso de los recursos solares, los valores oscilaron entre el 2 y el 6,2%. En el caso de los recursos hídricos, se hallaron VI mucho mayores en algunos ríos, posiblemente debido a El Niño. Esto demuestra la vulnerabilidad de una matriz energética que depende fuertemente de la energía hidroeléctrica.
- El marco regulatorio actual del *Cargo por Confiabilidad* no incentiva las inversiones en activos de generación basados en energías renovables variables debido que las metodologías de cálculo propuestas tienden a subestimar la energía firme de estas tecnologías. Como resultado de ello, las ventajas de la complementariedad y la diver-

sidad de los recursos renovables aún no han sido valoradas por el mercado energético colombiano. Deberían considerarse en las futuras discusiones en materia regulatoria *Cargos por Diversidad* o *Cargos por Complementariedad* para plantas solares o eólicas con el fin de mejorar la capacidad de regulación estacional de las centrales hidroeléctricas con embalse, equilibrando al mismo tiempo fluctuaciones del sistema en el largo plazo.

- Recomendamos ampliar las investigaciones para promover esquemas de regulación del mercado colombiano que recompensen la complementariedad estacional e interanual. Se considera altamente recomendable realizar una investigación que involucre a múltiples actores, incluidos organismos gubernamentales como el Ministerio de Energía y el Ministerio de Medio Ambiente, la CREG, el IDEAM y XM, así como generadores, operadores de sistemas de transmisión, instituciones financieras y universidades.
- A nivel internacional países con alto grado de dependencia del recurso hídrico como Brasil, han incluido en sus esquemas regulatorios incentivos sobre complementariedad entre fuentes renovables. Es el caso reciente del beneficio que reciben las tecnologías solares o eólicas cuando participan en programas de licitación de expansión de la capacidad de generación y son recompensadas en el proceso si logran demostrar por métodos estadísticos que su generación eléctrica es complementaria a la hidroeléctrica.

Referencias Bibliográficas



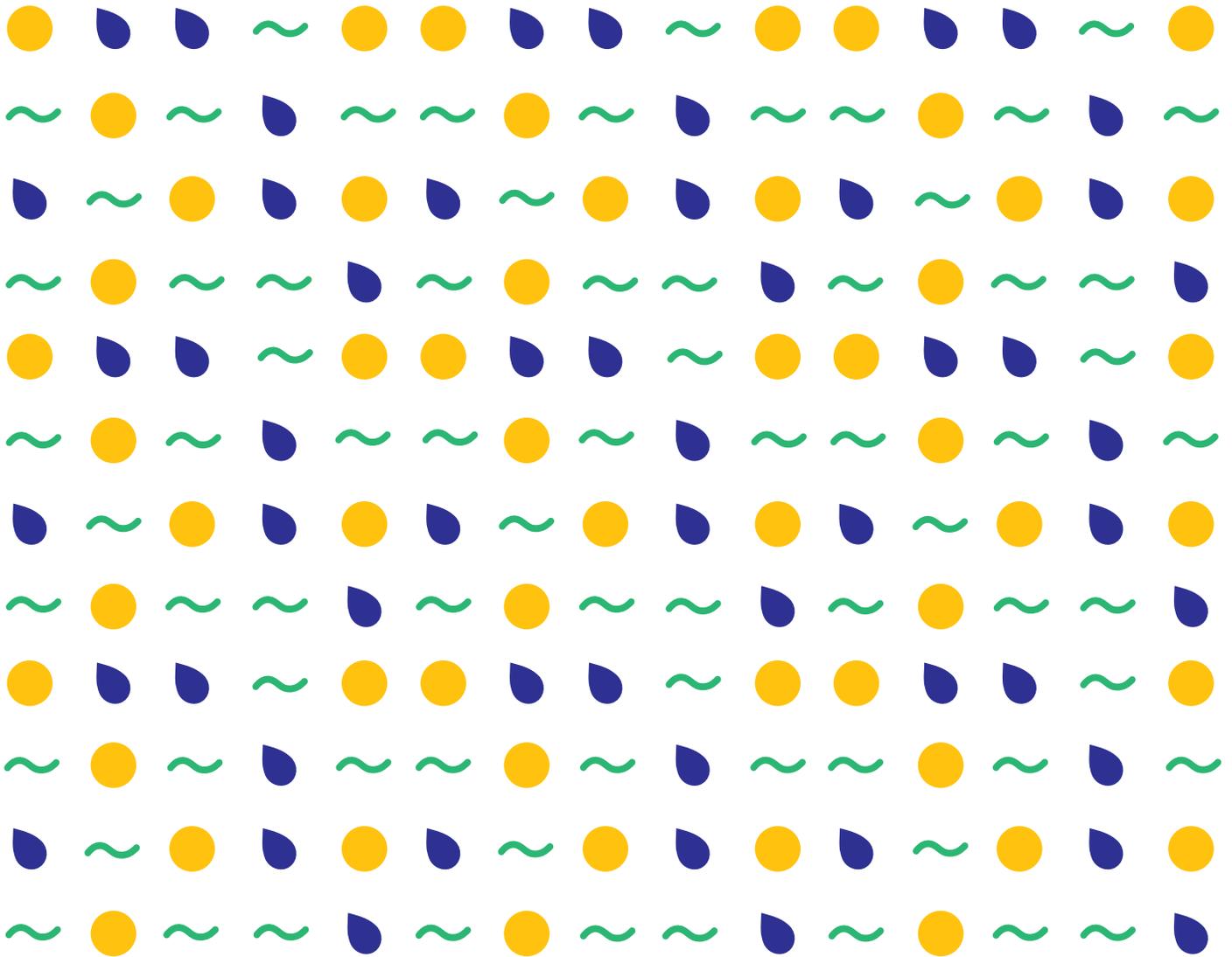

Referencias Bibliográficas

- A** — Argus Media. 2015. “Colombia Developing Pacific LNG Import Option.” <https://www.argusmedia.com/News/Article?id=1053120>.
- B** — Battle, C. (2014). *Analysis of the Impact of Increased Non-conventional Renewable Energy Generation on Latin American Power Systems*. IDB. Washington DC: <https://publications.iadb.org/handle/11319/6401>.
- Brower, Michael C, Michael S Barton, L Lledó, and J Dubois. 2013. AWS Truepower Report A Study of Wind Speed Variability Using Global Reanalysis Data.
- C** — Climate Prediction Center NOAA. 2015. “El Niño Southern Oscillation (ENSO).” http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml.
- Colombia Reports. 2015. “Colombia Fears Blackouts amid Drought-Driven Energy Crisis.” <http://colombiareports.com/colombia-fears-blackouts-amid-el-nino-driven-energy-crisis/>.
- CorpoEma y UPME. 2010. Formulación de Un Plan de Desarrollo Para Las Fuentes No Convencionales de Energía En Colombia, PDFNCE. Volumen 3: Elementos de Política, Riesgos Ante El Cambio Climático, Complementariedad Entre Las FNCEY El SIN Y Costos Indicativos de Las FNCE.
- COWI. 2015. Impact Analysis for Integration of Wind Power Generation in Colombia. Report 03: Market and Regulatory Aspects.
- CREG. 2015. “Comisión de Regulación de Energía Y Gas.” <http://www.creg.gov.co/>.
- Chaer, R., Gurin, M., Cornalino, E., Draper, M., Terr, R., Abal, G., et al. (2014). *Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay*. Montevideo: Fundación Julio Ricaldoni / Facultad de Ingeniería Universidad de la República.
- E** — Ealo-Otero, Armando José. 2011. “Análisis de Generación Complementaria Entre Energía Hidráulica Y Eólica. Caso: Generación ISAGEN - Proyectos Eólicos En La Guajira Colombiana.” Universidad Nacional de Colombia (Sede Medellín).
- Energy Transition. (2015). Retrieved November 25, 2015, from <http://energytransition.de/2014/12/infographs/>
- F** — Fant, C. (2016). The impact of climate change on wind and solar resources in southern Africa. *Applied Energy*, 556-564.
- Fonroche energías renovables, and CREG. 2015. Consultoría Para Establecer Una Metodología Para El Cálculo de Energía Firme de Una Planta Solar.
- G** — Garreaud, R., & Falvey, M. (2009). The coastal winds off western subtropical South America in future climate scenarios. *International Journal of Climatology*, 543-554.
- Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) from the National Aeronautics and Space Administration (NASA). 2015. “MERRA: Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications.” <http://gmao.gsfc.nasa.gov/research/merra/intro.php>.

- Graichen, P. (2016). *The energy transition in the power sector: State of affairs 2015*. Berlin: Agora Energiewende.
- GRID-Arendal. 2015. “21. Climate Impacts of El Nino Phenomenon in Latin America and the Caribbean.” <http://www.grida.no/publications/vg/lac/page/2753.aspx>.
- I** — IDEAM y José Franklyn Ruiz-Murcia. 2010. CAMBIO CLIMÁTICO EN TEMPERATURA, PRECIPITACION Y HUMEDAD RELATIVA PARA COLOMBIA USANDO MODELOS METEOROLÓGICOS DE ALTA RESOLUCION (PANORAMA 2011-2100). <http://www.cambioclimatico.gov.co/jsp/loader.jsf?lServicio=Publicaciones&lTipo=publicaciones&lFuncion=loadContenidoPublicacion&id=1326>.
- IDEAM y SiGaia. 2013. “Hidrografía Colombiana.” <http://www.sigaia.com/#!hidrografia-colombiana/cftl>.
- IDEAM y UPME. 2005. Atlas de Radiación Solar de Colombia. <https://www.siac.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=668&conID=1293>.
- IDEAM. 2005a. “Appendixes Atlas Climatológico de Colombia.” http://bart.ideam.gov.co/portal/prono_fin_semana/meteorologia/.
- IDEAM. 2005b. Atlas Climatológico de Colombia. <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/019711/019711.htm>.
- IDEAM. 2006. Atlas de Viento Y Energia Eólica de Colombia.
- Intertropical Convergent Zone (ITCZ).” 2013. <http://wisdom-observation.blogspot.de/2013/07/intertropical-convergent-zone-itcz.html>.
- IRENA. 2015. “Global Atlas.” <http://irena.masdar.ac.ae/>.
- M** — Market Watch. 2015. “Fitch: El Nino Testing Colombia Electricity Regulatory Framework.” <http://www.marketwatch.com/story/fitchel-nino-testing-colombia-electricity-regulatory-framework-2015-10-29> (November 29, 2015).
- Meteororm. 2015. “PV-Calculator.” <http://www.pv-calculator.ch/>.
- MME/EPE. (2015). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Brasília: Ministério de Minas y Energia.
- Mulcué-Nieto, Luis Fernando, and Llanos Mora-López. 2014. “A New Model to Predict the Energy Generated by a Photovoltaic System Connected to the Grid in Low Latitude Countries.” *Solar Energy* 107: 423–42.
- P** — Parques Nacionales Naturales de Colombia. 2015. “Sistema de Parques Nacionales Naturales de Colombia.” <http://www.parquesnacionales.gov.co>.
- Pereira de Lucena, A. F., Schaeffer, R., Salem, A., & Marques, R. (2009). The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. *Renewable Energy*, 904-912.

 Referencias Bibliográficas

- Perez, R. M. (2015). *Spatial and Temporal Variability of Solar Energy*. To be published Foundations and Trends in Renewable Energy.
- R** — Ramírez C., John J. 2015. “MERRA–based Study of the Wind/solar Resources and Their Complementarity to the Hydro Resource for Power Generation in Colombia.” Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. <http://oops.uni-oldenburg.de/2535/>.
- Rienecker, Michele M. et al. 2011. “MERRA: NASA’s Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications.” *Journal of Climate* 24: 3624–48.
- S** — Schultz, D. J. (2005). *Sistemas Complementares de Energía Eólica e Hidráulica no Brasil*. Espaco Energía.
- T** — The Swiss Wind Power Data Website. 2015. “Power Calculator.” <http://wind-data.ch/tools/powercalc.php>.
- U** — Unión Temporal ACON-OPTIM y UPME. 2013. Estudio Para Determinar La Vulnerabilidad Y Las Opciones de Adaptación Del Sector Energético Colombiano Frente Al Cambio Climático. Producto No. 3 Informe Final.
- UPME, Ana Maria Macias y Jaime Andrade. 2014. “Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático.”
- UPME. 2015a. Balance de Gas Natural En Colombia 2015 - 2024.
- UPME. 2015b. Integración de Las Energías Renovables No Convencionales En Colombia.
- UPME. 2015c. Plan De Expansion De Referencia Generacion - Transmisión 2014-2028.
- UPME. 2015d. Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029. Documento Preliminar.
- V** — Vergara, Walter et al. 2010. “Wind Energy in Colombia: A Framework for Market Entry.” The World Bank. <http://elibrary.worldbank.org/content/book/9780821385043>.
- X** — XM. 2015. “Parámetros Técnicos Del SIN.” <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>.



Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía del Sector de Infraestructura y Medio Ambiente (INE/ENE)