

# Generación eléctrica en Colombia y su transición hacia Fuentes Renovables No Convencionales

**Roberto Carlos Paniagua**

*Analista Renta Variable*

(+57-1) 3538787 Ext. 6193

[roberto.paniagua@corficolombiana.com](mailto:roberto.paniagua@corficolombiana.com)

**Andrés Duarte Pérez**

*Director de Renta Variable*

(+57-1) 3538787 Ext. 6163

[andres.duarte@corficolombiana.com](mailto:andres.duarte@corficolombiana.com)

El presente informe sectorial aborda las generalidades del mercado eléctrico en Colombia, las características de la matriz de generación, su transición hacia Fuentes Renovables No Convencionales y la importancia del respaldo en dicha matriz.

- La matriz de generación de energía colombiana es mayoritariamente hídrica, participando de cerca del 68% de los ~ 17,5 GW de capacidad efectiva neta actual del sistema.
- El potencial de Colombia en Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC) es principalmente eólico y solar, con vientos localizados de velocidades medias en el orden de 9 metros por segundo (m/s) en el caso de La Guajira y una irradiación solar promedio uniforme de 4,5 kilovatio hora por metro cuadrado (kWh/m<sup>2</sup>) durante el año, la cual supera el valor promedio mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup>.
- Considerando la subasta de Cargo por Confiabilidad 2.022 – 2.023 y la Subasta de FRNC de 2019, la matriz futura de generación mostrará una mayor participación de FRNC, reduciendo la participación de la generación hidráulica del 68% al 60%, mientras que la generación térmica, que provee respaldo en la matriz de generación, mantendría una participación cercana al 30%. Por su parte, la generación eólica tendrá un 7% de participación, la solar un 2%, y el restante 1% se enfoca en otras fuentes de generación.
- En el mediano plazo, continuará el uso de combustibles fósiles que dan respaldo<sup>1</sup>, con una mayor participación del gas natural, procurando cumplir con los requerimientos medioambientales, corroborando que se trata del combustible de transición hacia una generación más limpia. Por último, en el largo plazo, el desarrollo de tecnologías de almacenamiento energético le permitiría a la generación por fuentes renovables (convencionales y no convencionales) dar el respaldo con el que actualmente no cuentan, reemplazando gradualmente a la generación térmica, independientemente de las condiciones climáticas.

## › Colombia - Generalidades del mercado eléctrico

A nivel regulatorio, a partir de 1.991 la Constitución Política de Colombia permitió la participación privada en la prestación de servicios públicos, aunque el Estado continúa siendo el responsable en materia de eficiencia y cobertura en la prestación de servicios.

<sup>1</sup> Respaldo: Capacidad de generación de energía no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda de energía en casos extremos, de acuerdo con los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la UPME en la elaboración del plan de expansión de referencia. Este concepto se reconoce a generadores cuyas plantas hacen parte del respaldo (Fuente: XM).

Tras el extenso periodo de racionamiento entre 1.992 y 1.993 debido al fuerte y extenso fenómeno de “El Niño”, en 1.994, se expidieron las leyes 142 y 143, las principales leyes sobre la prestación de servicios públicos y de energía eléctrica en Colombia.

La ley 142 consolida la estructura legal de los servicios públicos, donde los diferentes agentes (prestadores del servicio y consumidores, entre otros) operan bajo principios de competencia, eficiencia, calidad, cobertura y suficiencia financiera, entre otros. Por su parte, la ley 143, se relaciona con el régimen legal específico de las actividades de la cadena del sector eléctrico: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, cuya segmentación se da para garantizar la eficiencia del servicio y la inversión privada en el sector mediante mayor competencia. La estructura del mercado de electricidad en Colombia se muestra en el anexo 1.

Estas leyes permitieron -además de otros aspectos-, la libre competencia de los segmentos de generación y comercialización, mientras que los segmentos de transmisión (Sistema de Transmisión Nacional -STN-) y distribución (Sistema de Transmisión Regional -STR- y Sistema de Distribución Local -SDL) permanecieron como actividades reguladas.

**Cabe recordar que, algunas compañías, ya sea por constitución previa a las nuevas leyes o por mandato legal expreso, no les aplican estas restricciones, y pueden en principio, realizar todas las actividades de la cadena de manera integrada, manteniendo una contabilidad separada para cada actividad.**

Adicionalmente, se establecen límites en la participación de un agente en los mercados de Generación y Comercialización. En el segmento de Generación, en la Resolución 128 de 1.996, **se definió como límite de participación el 25% de la capacidad instalada efectiva de generación para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)**. Posteriormente, la Resolución 060 de 2.007 estableció que: 1). Cuando la participación de un generador en la actividad de generación eléctrica se ubique entre el 25% y el 30%, y, el índice de concentración de Herfindahl Hirschman<sup>2</sup> (IHH) sea mayor o igual a 1.800, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) pondrá dicha situación en conocimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. 2). Cuando la participación de un generador en la actividad de generación sea mayor o igual a 30% y el IHH sea mayor o igual a 1.800, se obliga al agente a poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para que pueda operar la competencia. Caber recordar que, actualmente **el cálculo de la participación del generador se da mediante la oferta de energía firme de un agente y no mediante generación real o capacidad**.

La regulación establece límites de integración vertical y horizontal, donde las empresas de Generación y Distribución deben operar de manera separada, con distintos regímenes. Las empresas de estos segmentos pueden ejercer de manera combinada la Comercialización. Respecto a la actividad de Transmisión, según la Resolución CREG 001

---

<sup>2</sup> El IHH es un indicador de concentración de actividad, el cual utiliza la información de cada agente del mercado, siendo una medida de concentración de una industria en particular. El valor de 1.800 es un valor máximo para la no concentración de la industria.

de 2.006 una empresa que busque participar en este segmento debe tener como único objeto la actividad de transmisión.

Adicionalmente, la CREG establece límites de participación en el capital social de empresas del sector, al igual que en el nivel de participación en los segmentos del sector.

Es importante mencionar que, acorde al Documento de Comité de expertos del 15 de noviembre de 2.018 de la CREG llamado “Límites de Integración Vertical y de Participación de Mercado en las Actividades de las Cadenas de Valor de los Servicios Públicos de Energía Eléctrica y Gas Combustible” **existen límites de participación de mercado en las actividades de generación y comercialización, consideradas como actividades de competencia. De igual manera, se definen límites de integración vertical en la participación de una agente en actividades de competencia en segmentos de transmisión y distribución (actividades monopólicas) y viceversa.**

**Se presentan límites para la participación de una empresa de Generación en segmentos de Distribución y Transmisión de manera separada, la cual corresponde a un límite del 25% en Distribución y 15% en Transmisión, en los casos en que aplique. A su vez, dichos límites aplican para empresas de Distribución en empresas de Generación y Transmisión.**

En el segmento de Comercialización, el límite de participación inicial del 25% fue ampliado al 35% a través del artículo 138 del Plan Nacional de Desarrollo 2.018 – 2.022, donde se establece que “**los límites en la participación de la actividad de comercialización de energía eléctrica podrán ser superiores hasta en diez puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente**”. Lo anterior con el fin de brindar oportunidades de participación en el proceso de venta de activos de Electricaribe a empresas que se encontraban muy cerca al límite regulatorio. Cabe recordar que, el segmento de comercialización en la Costa Caribe quedó dividido en dos: 1). Caribe Mar a cargo de EPM cubriendo Bolívar, Sucre, Córdoba y Cesar. 2). Caribe Sol con el Consorcio Energía de la Costa (Enerpereira) el cual cubrirá los departamentos de Atlántico, Magdalena y la Guajira.

Por su parte, dentro de las principales características del proceso de liberalización del mercado de energía, se encuentra la creación de un mercado mayorista de energía, en el cual generadores y consumidores (representados por los comercializadores de energía) pueden negociar energía eléctrica a corto y largo plazo. Para el primero (mercado “spot”) se utiliza la bolsa de energía y para el segundo existe la negociación bilateral de contratos a diferentes plazos.

Resaltamos particularidades de la industria, como que **la electricidad no es un bien almacenable, si bien existen desarrollos de tecnologías que a mediano y largo plazo permitirán el almacenamiento de energía en Colombia.** Lo anterior implica que debe haber un constante balance entre oferta y demanda de energía, pues un desbalance en el sistema generaría la interrupción en el suministro de energía eléctrica.

Respecto al mecanismo de respaldo de la matriz de generación, a continuación, explicamos la razón de ser del **Cargo por Confiabilidad (CxC)** y uno de los principales componentes del precio de la energía, el **Costo Equivalente Real de Energía (CERE)** del Cargo por Confiabilidad.

Buscando mitigar el impacto de la variabilidad hidrológica y garantizar la confiabilidad del sistema en periodos de escasez, el regulador creó en 1.997 el Cargo por Capacidad, incentivando principalmente la construcción de plantas de generación térmica a gas natural. Posteriormente en 2.006 se creó el mecanismo de confiabilidad (Resolución CREG 071 de 2.006), CxC, enfocado en incentivar la inversión en recursos de generación que garanticen energía firme al sistema, cubriendo la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento. La asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) se realiza mediante subasta, en la cual a cada generador se le atribuye una ENFICC (Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad) remunerada a un valor fijo en dólares, según los resultados de la subasta.

**La energía firme corresponde a la máxima energía que es capaz de entregar una planta de manera continua durante un año en condiciones de hidrológica crítica.** Mediante la resolución 140 de 2.017 emitida por la CREG, se define el **precio marginal de escasez, el cual corresponde al precio con el cual se remuneran a las plantas con asignaciones de OEF en el momento en que el precio de bolsa sea mayor al precio de activación de escasez.**

Es importante mencionar que, la demanda es la responsable de remunerar al generador que compromete su ENFICC para el CxC, donde **todos los generadores con una capacidad instalada mayor a 20 MW, con y sin compromisos por ENFICC, deben recolectar el CxC, el cual incorpora el generador tanto en los precios de corto plazo como en los contratos bilaterales. Dicho valor es conocido como el CERE, teniendo un efecto directo sobre los precios de la energía.** Además del CERE, existen otros cargos, dentro de los cuales se encuentra el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI). En la tabla 1 se desglosan algunos cargos que recolecta el generador.

Tabla 1. Cargos recolectados por el generador			
Cargo	Unidad	Indexación	Resolución
Ley 99**	COP/KWh	Precio promedio contratos largo plazo.	Ley 99 / 1993 y CREG 010-2018
AGC*	COP/KWh	Determinado por el sistema	CREG 064-2000
FAZNI*	COP/KWh	IPP anual Colombia. Actualizado en enero.	CREG 005-2001
CERE*	COP/KWh	IPP EE. UU.	CREG 071-2006
Delta I	COP/KWh	Determinado por el sistema	CREG 051-2009
Desviaciones y Reconciliaciones*	COP	Determinado por el sistema	CREG 138-2015

Fuente: XM. CREG. Ministerio de Minas. \*No aplican para Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC). \*\* No aplica para Plantas con capacidad menor a 10 MW.

Respecto a la evolución del CERE, su variación ha estado relacionada tanto con la evolución en los precios de las distintas asignaciones de la subasta de OEF, como con el movimiento de la tasa de cambio, dada su indexación al IPP de EE. UU. (gráfica 1).

**Gráfica 1. CERE vs Tasa de cambio**



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana.

### › *Transición energética y Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC)*

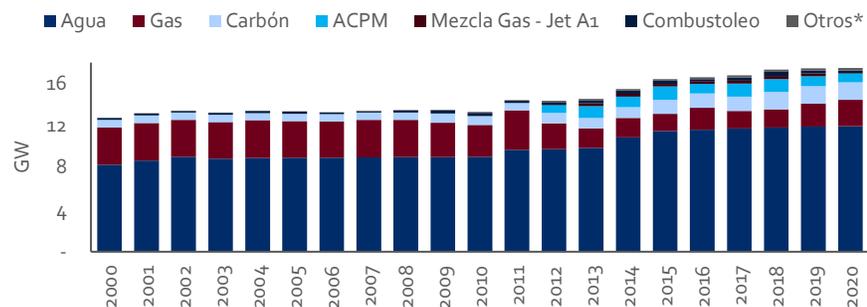
La matriz de generación de energía colombiana es mayoritariamente hídrica, con cerca del 68% de los ~ 17,5 GW de capacidad efectiva neta actual del sistema, sustentado en la disponibilidad de recurso hídrico con que cuenta el país. Por su parte, cerca del 30% de la capacidad efectiva se centra en generación térmica, sirviendo principalmente de respaldo a la matriz en periodos de baja hidrología por fenómenos de “El Niño” o ante riesgo de desabastecimiento. La participación restante se distribuye, principalmente, entre eólica y solar.

Cabe recordar que, la predominancia hídrica en la matriz requiere que se busquen opciones que permitan reducir el riesgo hidrológico, como lo son la complementación con el parque térmico, así como la participación de hidroeléctricas que tengan la capacidad de regulación de agua para poder almacenar el agua en el tiempo para periodos de escasez.

Sobre la evolución de la capacidad efectiva de generación, en la gráfica 2 se observa la relevancia que mantiene la fuente hídrica en la matriz de generación, seguida del parque térmico. Respecto a este último, se ha dado un reemplazo del uso gas por derivados del petróleo en las plantas de generación dual desde 2.012, debido a la escasez de gas natural. Es así como, desde el 2.012 la participación promedio del gas en la capacidad de generación ha sido del 12%, mientras que el promedio para el periodo 2000- 2011 fue del 26%.

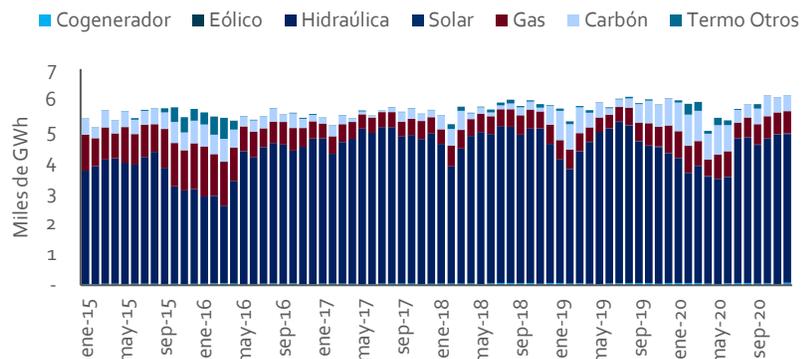
En la gráfica 3 se muestra el fuerte efecto que tuvo el fenómeno de “El Niño” en el periodo 2.015 – 2.016, donde la disponibilidad del recurso hídrico se vio disminuida significativamente, tocando su mínimo en marzo del 2.016, con una generación mensual de 2.503 gigavatios – hora (GWh), equivalentes al 46% de la generación del mes. Por su parte, el despacho térmico registró un incremento marcado, donde el gas mostró un aumento importante, llegando a participar hasta del 29% de la generación total dentro del periodo en análisis.

**Gráfica 2. Capacidad Efectiva Neta**



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana. \*Bagazo, Biogas, Biomasa, Jet-A1, Solar, Viento.

**Gráfica 3. Generación por tecnología**

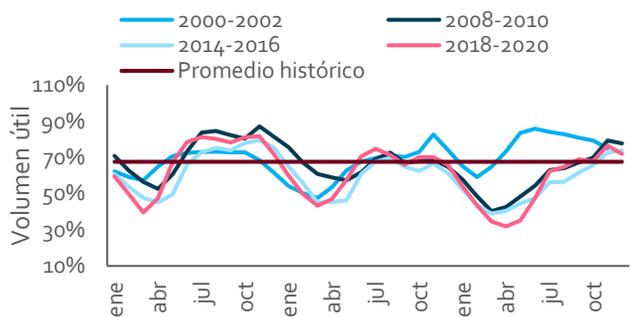


Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana.

Como ejemplo de la alta dependencia de la matriz de sus fuentes hídricas se tiene el panorama a finales de abril del 2.020, enmarcado por un nivel agregado de los embalses del SIN que se encontraba en mínimos de los últimos 20 años (~32%), en medio de una temporada invernal seca (gráfica 4). Además, los aportes hídricos del SIN se encontraban en el 60-61% de su media (100%), por debajo de los niveles registrados para el mismo mes del 2.016, periodo donde se presentó el fenómeno de “El Niño” (gráfica 5). Todo lo anterior abrió la puerta a un panorama de riesgo de desabastecimiento de la demanda, dado que, enfocados en el verano 2.020-2.021, cuyo comienzo fue en diciembre del 2.020, se requiere iniciar la estación con un nivel adecuado de embalsamiento (~70%).

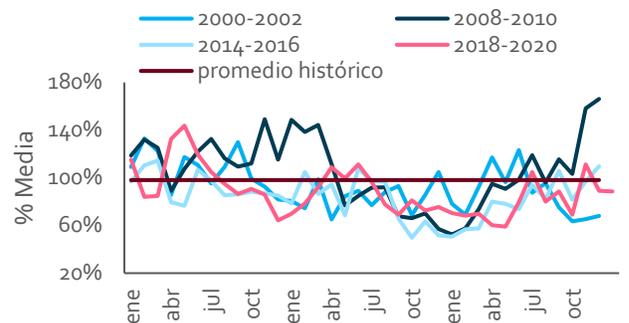
Posteriormente, el nivel agregado de los embalses registró una leve mejora en los meses de mayo y junio del 2.020, acompañado de una reducción en la demanda de energía, producto de las medidas de confinamiento, y una mayor participación de la generación térmica en la matriz, compensando la menor generación hídrica, en medio de un menor nivel de lluvias.

**Gráfica 4. Reservas hídricas**



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana

**Gráfica 5. Aportes hídricos**



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana

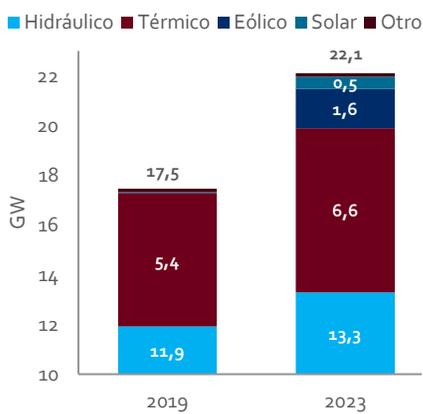
Cabe recordar que, en caso de riesgo de desabastecimiento, la CREG puede adoptar medidas como el “Mecanismo para sostenimiento de la confiabilidad”, a través del cual se evita la generación hidráulica en el despacho, buscando utilizar la capacidad térmica disponible, facilitando la recuperación del nivel agregado de los embalses.

### › Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC)

La generación eléctrica estable y confiable es esencial para mantener el nivel de desarrollo económico de un país, donde el incremento de la capacidad de generación junto con la diversificación de la matriz de generación (fuente utilizada) permiten un mayor desarrollo. Lo anterior, junto con la necesidad de cumplir con objetivos medioambientales como disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, incentivan el desarrollo de técnicas de generación eléctrica mediante la utilización de FRNC.

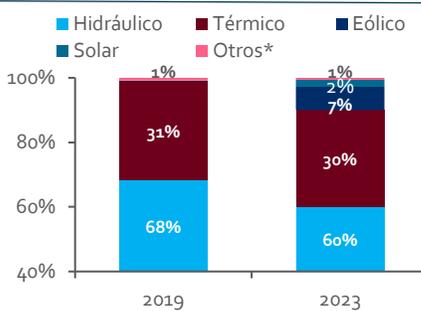
**El potencial de Colombia en FRNC es principalmente eólico y solar** (anexos 2 y 3), con vientos localizados de velocidades medias en el orden de 9 metros por segundo (m/s) en el caso de La Guajira y una irradiación solar promedio uniforme de 4,5 kilovatio hora (kWh)/m<sup>2</sup> durante el año, la cual supera el valor promedio mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup>. El Gobierno colombiano inició el proceso de transición buscando que las FRNC, principalmente la eólica y solar, sean protagonistas, pues es donde el país presenta un mayor potencial, logrando diversificar la matriz de generación y minimizar la exposición a los eventos de variabilidad climática que afecten la generación hidráulica (por ejemplo, un fenómeno de El Niño fuerte e intenso como el de 2.015-2.016, que comprometió la cobertura de la demanda energética del país). Durante este proceso, se espera que la utilización del gas natural como combustible de transición tenga un papel importante.

**Gráfica 6. Capacidad Efectiva**



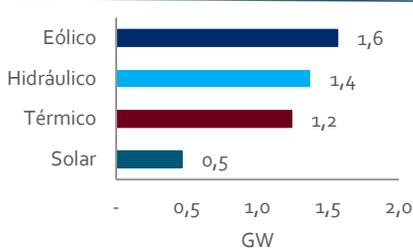
Fuente: UPME. XM. Cálculos: Corficolombiana.  
\*Bagazo, Biogás.

**Gráfica 7. Matriz Generación**



Fuente: UPME. XM. Cálculos: Corficolombiana.  
\*Bagazo, Biogás.

**Gráfica 8. Capacidad Añadida al 2023**



Fuente: UPME. XM.  
Cálculos: Corficolombiana.

Adicionalmente, hay una complementariedad de las FRNC frente al recurso hídrico, dada la mayor radiación y la continuidad de los vientos en época de sequía, incrementando la flexibilidad en la gestión del riesgo de atención de la demanda de energía eléctrica. Por su parte, dado que las FRNC no son fuentes significativas de respaldo a la matriz de generación, su mayor participación en la matriz incentivará a su vez el desarrollo de tecnologías de almacenamiento lo cual permite regular la energía entregada y la integración de más energía renovable a la red.

Sumado a lo anterior, existen menos incentivos para desarrollar proyectos de generación hídrica a gran escala, especialmente por los riesgos derivados de una alta inversión y mayores periodos de retorno, teniendo en cuenta que, según su tamaño, en conjunto, los proyectos solares y eólicos pueden tomar entre 6 meses y 2 años para entrar en operación, mientras que una hidroeléctrica puede tardar entre 5 y 7 años, con una mayor vulnerabilidad frente a riesgos ambientales y de construcción, como viene ocurriendo con el proyecto hidroeléctrico Ituango.

Por su parte, la Ley 1715 de 2.014 de Colombia, modificada posteriormente por la Ley 1955 de 2.019, promueve el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, dando incentivos a las inversiones en estas tecnologías, dentro de los cuales se tiene la depreciación acelerada a cinco años de los activos del proyecto, deducciones de renta equivalentes al 50% del valor de la inversión del proyecto, entre otros.

Tras la subasta de FRNC de octubre del 2.019, se estima que de los cerca de 22 GW de capacidad efectiva neta esperada para el periodo 2.022 – 2.023, incluyendo las Obligaciones de Energía Firme (OEF), cerca del 10% provendrá de FRNC, contrastando con menos del 1% que se tiene actualmente (gráfica 6). **Es importante mencionar que dentro de los incentivos para las FRNC se encuentra que el 10% de las compras de energía por parte del comercializador deben provenir de estas fuentes.**

En la matriz el cambio se presenta entre las energías renovables (convencional y no convencional) que no dan respaldo, dado que su utilización requiere de ciertas condiciones climáticas (lluvia, sol y viento). En este sentido, considerando la subasta de Cargo por Confiabilidad 2022 – 2023 y la Subasta de FRNC de 2019, la matriz futura de generación mostrará una mayor participación de FRNC, reduciendo la participación de la generación hidráulica del 68% al 60%, mientras que la generación térmica, que provee respaldo en la matriz de generación, mantendrá una participación cercana al 30% (gráfica 7). Lo anterior puede relacionarse con que prima el criterio de seguridad energética sobre el ambiental. En todo caso, frente a la generación térmica, las FRNC son más competitivas a nivel de eficiencia en costos variables.

**Como resultado del COVID – 19, algunos de los proyectos con asignaciones en la subasta de FRNC tendrían una mayor probabilidad de iniciar su operación en 2.023 y no en 2.022, por atrasos en consultas previas, temas logísticos con importación de partes, entre otros.**

Además, como lo menciona el Plan Energético Nacional 2.020-2.050 en su Pilar 1 (Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento), el abastecimiento interno dependerá

de la explotación de recursos locales y de la diversificación de la matriz, con la energía renovable como jugador principal para la generación eléctrica.

Para lograr este cambio en la matriz de generación, de los ~ 5 GW de capacidad añadida, cerca de 1,6 GW provendrán de fuentes eólicas ubicadas en La Guajira (34% de la capacidad añadida) y 0,5 GW serán solares (10% de la capacidad adicional), con proyectos en los departamentos de Cesar, Córdoba, Valle y Tolima (gráfica 8). Así mismo, la capacidad añadida incluye la entrada de 1.200 MW del proyecto hidroeléctrico Ituango. De acuerdo con EPM, del total de 2.400 MW del proyecto hidroeléctrico Ituango, en 2.022 se daría la entrada de 600 MW y el restante entre 2.023 y 2.025.

Es importante recalcar que el inicio de los proyectos de FRNC deberá estar acompañado **de la entrada a tiempo de las redes de conexión para que no se presenten “atrapamientos” de energía, es decir, que el proyecto de generación esté listo, sin un punto de conexión a la red.** Lo anterior está en línea con lo expresado en el Plan Energético Nacional 2.020 – 2.050, donde se menciona que la entrada de **las FRNC “requiere inversiones de ampliación, mejora, actualización, automatización y digitalización de las redes de transmisión y distribución”.**

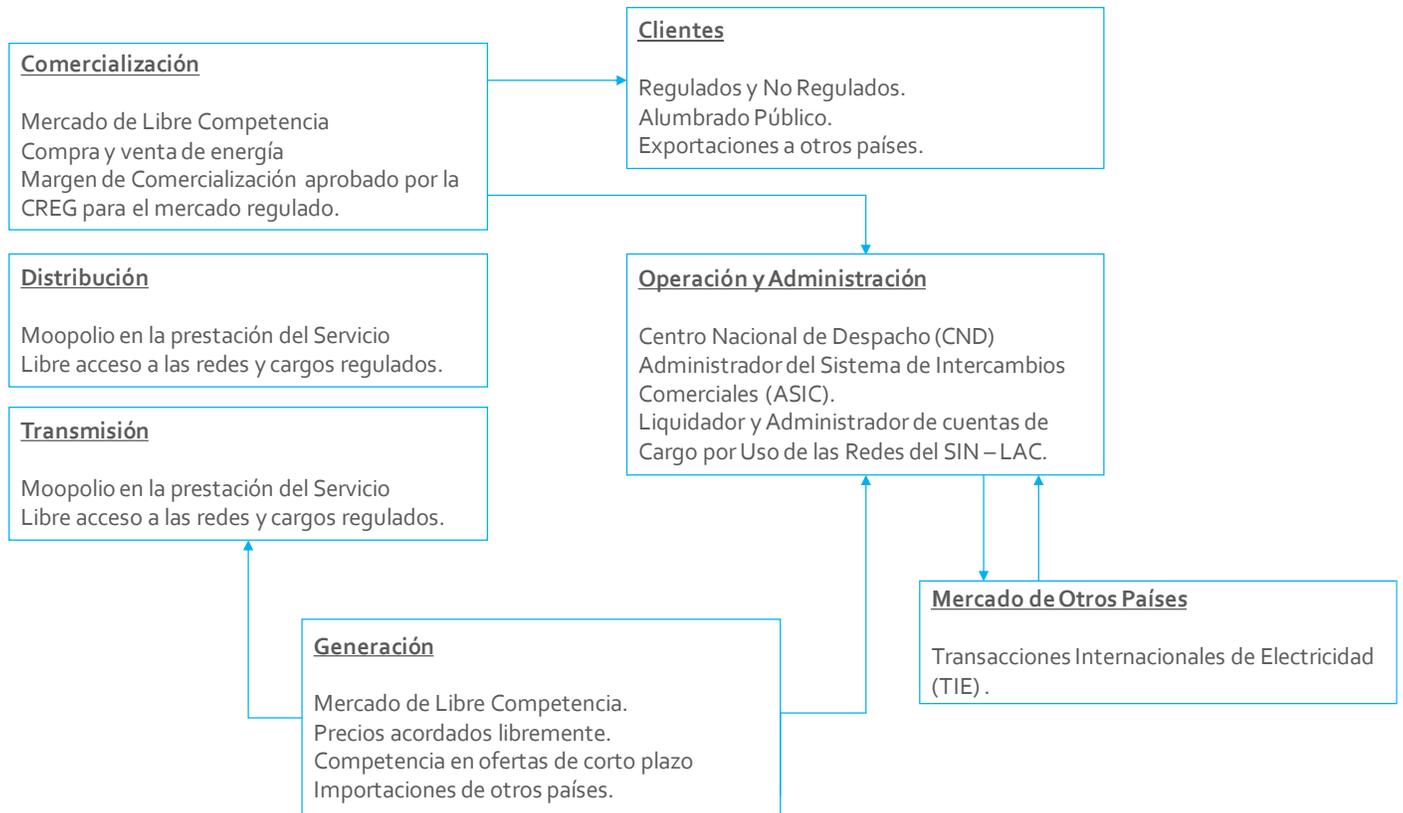
**Creemos que, en el mediano plazo, el aspecto ambiental se deberá abordar mediante el uso de combustibles fósiles más limpios como el gas natural, corroborando que se trata del combustible de transición hacia una generación más limpia, bajo el criterio de seguridad energética.**

En el largo plazo, el desarrollo de tecnologías de almacenamiento energético le permitiría a la generación por fuentes renovables (no convencionales y convencionales) **tener el respaldo con el que actualmente no cuentan, reemplazando gradualmente a la generación térmica independientemente de las condiciones climáticas.**

En este sentido las FRNC se verán favorecidas por la entrada gradual del Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) en el SIN, las cuales darían estabilidad a las FRNC, y mayor flexibilidad en la capacidad del sistema.

Por último, cabe recordar que hacia adelante existe la posibilidad que en Colombia se genere gradualmente una hoja de ruta para ejecutar proyectos de energía eólica costa afuera (offshore) en el mar Caribe, lo cual tiene ventajas y retos. Dentro de las ventajas se encuentra la posibilidad de aprovechar una mayor velocidad del viento dado que no existen obstrucciones que pueden presentarse en tierra. Por otro lado, dentro de los retos está el tema del trámite de licencias ambientales, además de mayores costos de inversión (cimentación, instalación y transporte de estructuras, entre otros) y mantenimiento frente a los proyectos en tierra.

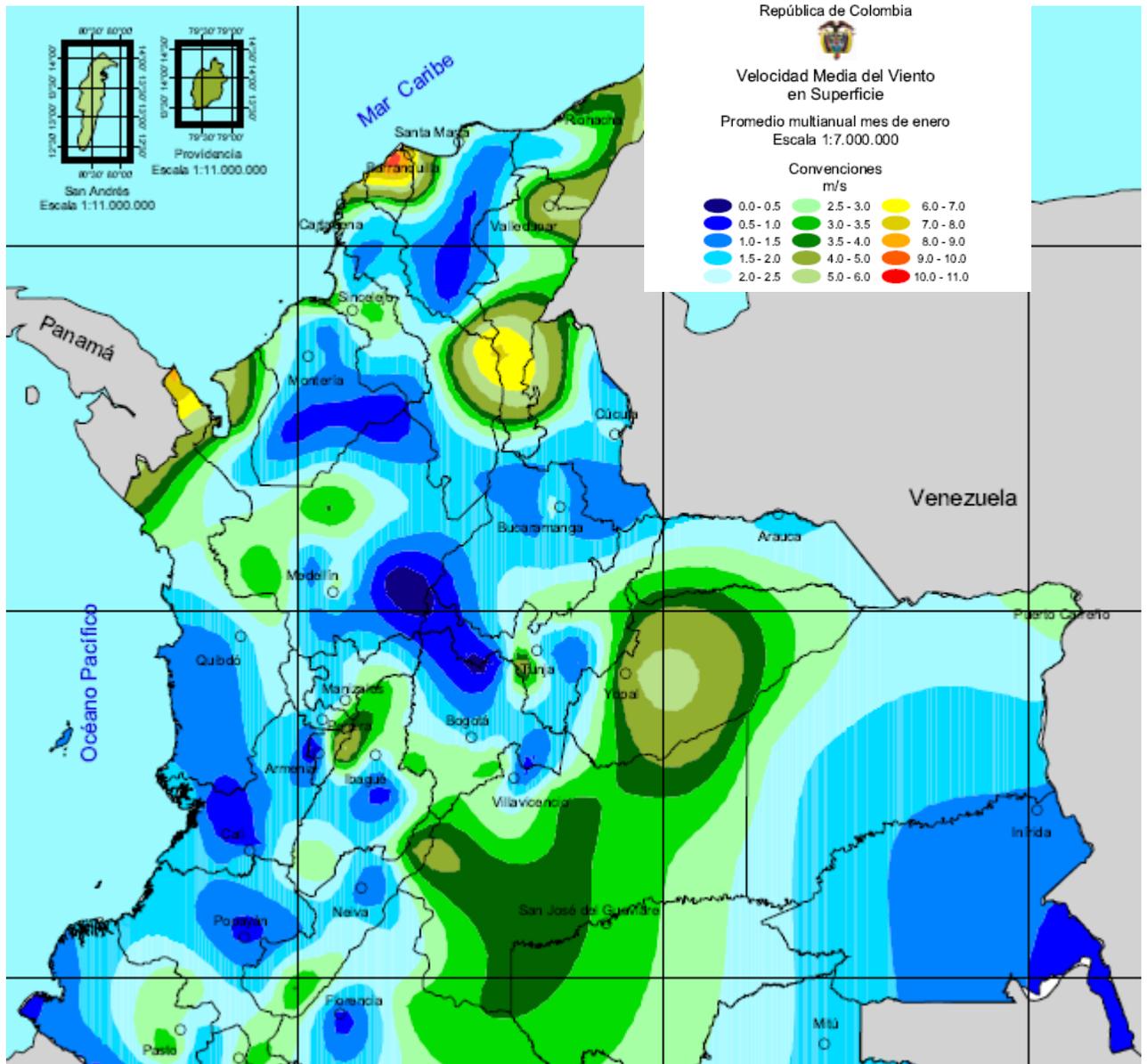
# Anexo 1. Estructura del mercado de electricidad en Colombia



Fuente: Derivex. XM.

# Anexo 2. Potencial de generación eólica en Colombia

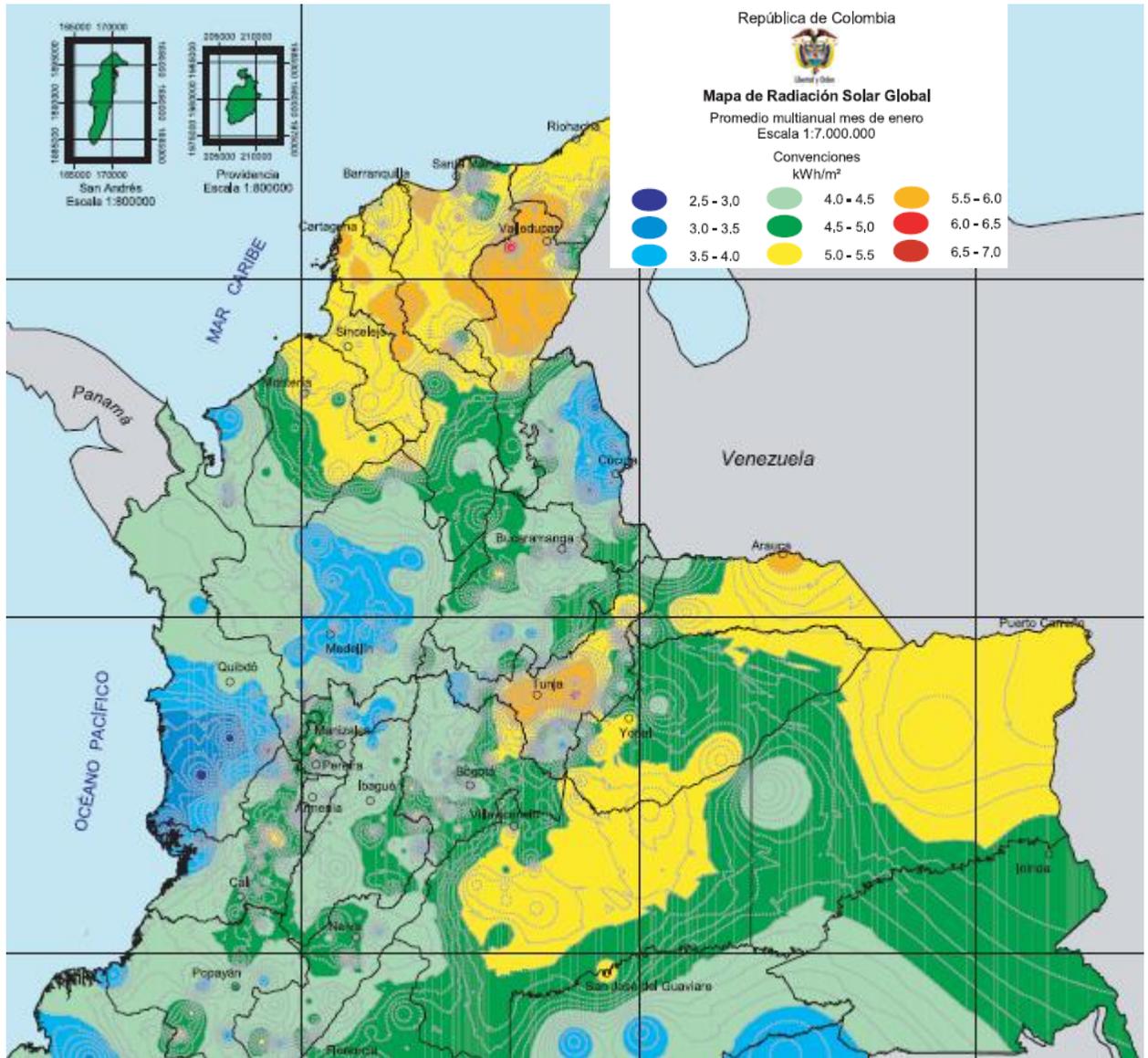
## Velocidad del viento en superficie



Fuente: IDEAM, UPME.

# Anexo 3. Potencial de generación solar en Colombia

## Colombia – Radiación solar



Fuente: IDEAM, UPME.

## Equipo de investigaciones económicas

---

### Jose Ignacio López

Director Ejecutivo de Investigaciones Económicas

(+57-1) 3538787 Ext. 6165

[jose.lopez@corficolombiana.com](mailto:jose.lopez@corficolombiana.com)

## Macroeconomía y Mercados

---

### Julio César Romero

Economista Jefe

(+57-1) 3538787 Ext. 6105

[julio.romero@corficolombiana.com](mailto:julio.romero@corficolombiana.com)

### Ana Vera Nieto

Especialista Renta Fija

(+57-1) 3538787 Ext. 6138

[ana.vera@corficolombiana.com](mailto:ana.vera@corficolombiana.com)

### Maria Paula Contreras

Especialista Economía Local

(+57-1) 3538787 Ext. 6164

[maria.contreras@corficolombiana.com](mailto:maria.contreras@corficolombiana.com)

### Juan Camilo Pardo Niño

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6120

[juan.pardo@corficolombiana.com](mailto:juan.pardo@corficolombiana.com)

### Laura Daniela Parra

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6196

[laura.parra@corficolombiana.com](mailto:laura.parra@corficolombiana.com)

### José Luis Mojica

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6107

[jose.mojica@corficolombiana.com](mailto:jose.mojica@corficolombiana.com)

### Maria Paula González

Practicante de Investigaciones Económicas

(+57-1) 3538787 Ext. 6112

[paula.gonzalez@corficolombiana.com](mailto:paula.gonzalez@corficolombiana.com)

## Renta Variable

---

### Andrés Duarte Pérez

Director de Renta Variable

(+57-1) 3538787 Ext. 6163

[andres.duarte@corficolombiana.com](mailto:andres.duarte@corficolombiana.com)

### Roberto Carlos Paniagua Cardona

Analista Renta Variable

(+57-1) 3538787 Ext. 6193

[roberto.paniagua@corficolombiana.com](mailto:roberto.paniagua@corficolombiana.com)

## Finanzas Corporativas

---

### Rafael España Amador

Director de Finanzas Corporativas

(+57-1) 3538787 Ext. 6195

[rafael.espana@corficolombiana.com](mailto:rafael.espana@corficolombiana.com)

### Sergio Andrés Consuegra

Analista de Inteligencia Empresarial

(+57-1) 3538787 Ext. 6197

[sergio.consuegra@corficolombiana.com](mailto:sergio.consuegra@corficolombiana.com)

### Daniel Espinosa Castro

Analista de Finanzas Corporativas

(+57-1) 3538787 Ext. 6191

[daniel.espinosa@corficolombiana.com](mailto:daniel.espinosa@corficolombiana.com)

## ADVERTENCIA

El presente informe fue elaborado por el área de Investigaciones Económicas de Corficolombiana S.A. ("Corficolombiana") y el área de Análisis y Estrategia de Casa de Bolsa S.A. Comisionista de Bolsa ("Casa de Bolsa").

Este informe y todo el material que incluye, no fue preparado para una presentación o publicación a terceros, ni para cumplir requerimiento legal alguno, incluyendo las disposiciones del mercado de valores.

La información contenida en este informe está dirigida únicamente al destinatario de la misma y es para su uso exclusivo. Si el lector de este mensaje no es el destinatario del mismo, se le notifica que cualquier copia o distribución que se haga de éste se encuentra totalmente prohibida. Si usted ha recibido esta comunicación por error, por favor notifique inmediatamente al remitente.

La información contenida en el presente documento es informativa e ilustrativa. Corficolombiana y Casa de Bolsa no son proveedores oficiales de precios y no extienden ninguna garantía explícita o implícita con respecto a la exactitud, calidad, confiabilidad, veracidad, integridad de la información presentada, de modo que Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna por los eventuales errores contenidos en ella. Las estimaciones y cálculos son meramente indicativos y están basados en asunciones, o en condiciones del mercado, que pueden variar sin aviso previo.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO FUE PREPARADA SIN CONSIDERAR LOS OBJETIVOS DE LOS INVERSIONISTAS, SU SITUACIÓN FINANCIERA O NECESIDADES INDIVIDUALES, POR CONSIGUIENTE, NINGUNA PARTE DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO PUEDE SER CONSIDERADA COMO UNA ASESORÍA, RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ACERCA DE INVERSIONES, LA COMPRA O VENTA DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS O LA CONFIRMACIÓN PARA CUALQUIER TRANSACCIÓN. LA REFERENCIA A UN DETERMINADO VALOR NO CONSTITUYE CERTIFICACIÓN SOBRE SU BONDAD O SOLVENCIA DEL EMISOR, NI GARANTÍA DE SU RENTABILIDAD. POR LO ANTERIOR, LA DECISIÓN DE INVERTIR EN LOS ACTIVOS O ESTRATEGIAS AQUÍ SEÑALADOS CONSTITUIRÁ UNA DECISIÓN INDEPENDIENTE DE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS, BASADA EN SUS PROPIOS ANÁLISIS, INVESTIGACIONES, EXÁMENES, INSPECCIONES, ESTUDIOS Y EVALUACIONES.

El presente informe no representa una oferta ni solicitud de compra o venta de ningún valor y/o instrumento financiero y tampoco es un compromiso por parte de Corficolombiana y/o Casa de Bolsa de entrar en cualquier tipo de transacción.

Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna frente a terceros por los perjuicios originados en la difusión o el uso de la información contenida en el presente documento.

## CERTIFICACIÓN DEL ANALISTA

EL(LOS) ANALISTA(S) QUE PARTICIPÓ(ARON) EN LA ELABORACIÓN DE ESTE INFORME CERTIFICA(N) QUE LAS OPINIONES EXPRESADAS REFLEJAN SU OPINIÓN PERSONAL Y SE HACEN CON BASE EN UN ANÁLISIS TÉCNICO Y FUNDAMENTAL DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA, Y SE ENCUENTRA(N) LIBRE DE INFLUENCIAS EXTERNAS. EL(LOS) ANALISTA(S) TAMBIÉN CERTIFICA(N) QUE NINGUNA PARTE DE SU COMPENSACIÓN ES, HA SIDO O SERÁ DIRECTA O INDIRECTAMENTE RELACIONADA CON UNA RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ESPECÍFICA PRESENTADA EN ESTE INFORME.

## INFORMACIÓN DE INTERÉS

Algún o algunos miembros del equipo que participó en la realización de este informe posee(n) inversiones en alguno de los emisores sobre los que está efectuando el análisis presentado en este informe, en consecuencia, el posible conflicto de interés que podría presentarse se administrará conforme las disposiciones contenidas en el Código de Ética aplicable

CORFICOLOMBIANA Y CASA DE BOLSA O ALGUNA DE SUS FILIALES HA TENIDO, TIENE O POSIBLEMENTE TENDRÁ INVERSIONES EN ACTIVOS EMITIDOS POR ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O SUS FILIALES, DE IGUAL FORMA, ES POSIBLE QUE SUS FUNCIONARIOS HAYAN PARTICIPADO, PARTICIPEN O PARTICIPARÁN EN LA JUNTA DIRECTIVA DE TALES EMISORES.

Las acciones de Corficolombiana se encuentran inscritas en el RNVE y cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia, por lo tanto, algunos de los emisores a los que se hace referencia en este informe han, son o podrían ser accionistas de Corficolombiana.

Corficolombiana hace parte del programa de creadores de mercado del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, razón por la cual mantiene inversiones en títulos de deuda pública, de igual forma, Casa de Bolsa mantiene este tipo de inversiones dentro de su portafolio.

ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O ALGUNA DE SUS FILIALES HAN SIDO, SON O POSIBLEMENTE SERÁN CLIENTES DE CORFICOLOMBIANA, CASA DE BOLSA, O ALGUNA DE SUS FILIALES.

Corficolombiana y Casa de Bolsa son empresas controladas directa o indirectamente por Grupo Aval Acciones y Valores S.A.