

INICIO DE COBERTURA

Con el sol y el viento a favor

Celsia S.A.E.S.P. (BVC: Celsia) fue constituida en octubre de 2.001, siendo una empresa de servicios públicos bajo las leyes de Colombia, su objeto social consiste en la prestación de los servicios públicos de generación y comercialización de energía eléctrica, gas natural o cualquier otro combustible que le este permitido, al igual que la prestación de servicios conexos, complementarios y relacionados con las mismas actividades de servicios públicos. El emisor tiene presencia en Colombia en los segmentos de generación, distribución y comercialización; y en Costa Rica, Panamá y Honduras en el segmento de generación. **Iniciamos la cobertura de Celsia, con un precio objetivo 12 meses de COP 5.196 y una recomendación de "Sobreponderar". El potencial de valorización a un año es del 20,6%**, si bien el precio de mercado puede mantenerse alejado de nuestra valoración fundamental.

UN JUGADOR POLIVALENTE EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COLOMBIANA (PAG. 5)

El portafolio de Celsia, enfocado inicialmente en el segmento de generación y distribución, se ha diversificado paulatinamente con más fuentes de generación, e ingresando al segmento de transmisión (en la porción de baja tensión).

PRINCIPALES PALANCAS DE VALOR Y VARIABLES (PAG. 15)

Hacia adelante consideramos que los precios de la energía tendrán un comportamiento creciente alineado con la recuperación de la demanda de energía, mientras que la entrada paulatina de las unidades de Hidro Ituango desde 2022 - 2023 y los proyectos de Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC), podrían ejercer alguna presión transitoria a la baja. Modelamos la proyección de generación de energía de Celsia en Colombia teniendo en cuenta la totalidad del sistema eléctrico colombiano.

PRINCIPALES RIESGOS (PAG. 28)

Resaltamos distintos riesgos, tanto al alza como a la baja, como aquellos asociados a consultas previas y licencias ambientales, el Proyecto de Ley de Reforma Fiscal y la evolución de Caoba, entre otros.

VALORACIÓN (PAG. 30)

Utilizamos la metodología de Flujo de Caja del Accionista descontado al Costo del Patrimonio (Ke) para obtener nuestro precio objetivo a un año.

ANEXOS (PAG. 34)

Dentro de los anexos, resaltamos que en el anexo 2 se incluyen las generalidades del mercado eléctrico en Colombia, la composición de su matriz energética y las FRNC. En el anexo 5 está el glosario de términos.

CELSIA

PO: COP 5.196

TICKER	CALIFICACIÓN
CELSIA	Sobreponderar
SECTOR	INDUSTRIA
Utilities	Generación & Distribución

Precio de cierre	4.310
Potencial de valorización	20,6%
52 semanas máximo	4.899
52 semanas mínimo	4.000
Retorno 12-meses	3,2%
Retorno YTD	-10,6%
Capitalización bursátil (Billones COP)	4,6
Flotante	44,4%
Vol. promedio Diario 6M (MM COP)	1.039

Comportamiento accionario



Fuente: Capital IQ. Cálculos: Corficolombiana.

Roberto Carlos Paniagua Cardona
 Analista Renta Variable II
 (+57-1) 3538787 Ext. 6193
roberto.paniagua@corficolombiana.com

Andrés Duarte Pérez
 Director de Renta Variable
 (+57-1) 3538787 ext. 6163
andres.duarte@corficolombiana.com

Estado de Pérdidas y Ganancias (COP Miles de Millones)

	2019	2020	2021e	2022e	2023e	2024e
Ingresos	3.726	3.536	4.018	4.297	4.257	4.186
Var. (%)	8,8%	-5,1%	13,6%	7,0%	-0,9%	-1,7%
Utilidad Bruta	1.145	1.158	1.503	1.550	1.459	1.347
Var. (%)	13,3%	1,1%	29,8%	3,1%	-5,9%	-7,7%
Resultado de la Operación	1.354	873	1.180	1.231	1.138	1.036
Var. (%)	75,4%	-35,5%	35,2%	4,4%	-7,5%	-9,0%
Gastos Financieros	-412	-355	-299	-299	-302	-299
Utilidad Antes de Impuestos	964	543	910	963	869	774
Var. (%)	92,0%	-43,6%	67,5%	5,9%	-9,8%	-10,9%
Impuestos a la Utilidad	-361	-204	-271	-271	-219	-196
%	37%	38%	30%	28%	25%	25%
Utilidad Neta Controladora	473	249	470	509	478	426
Var. (%)	107,8%	-47,3%	88,6%	8,3%	-6,0%	-11,0%
EBITDA	1.262	1.236	1.455	1.529	1.448	1.351
Var. (%)	11,2%	-2,1%	17,7%	5,1%	-5,3%	-6,7%
Margen EBITDA	33,9%	35,0%	36,2%	35,6%	34,0%	32,3%
Margen Operacional	36,3%	24,7%	29,4%	28,7%	26,7%	24,8%
Margen Neto Controladora	12,7%	7,1%	11,7%	11,8%	11,2%	10,2%

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Tabla 1. Miembros Junta Directiva

Jorge Mario Velásquez.

Rafael Olivella.

Alejandro Piedrahita.

Eduardo Pizano.

María Luisa Mesa Z.

María Fernanda Mejía C.

David Yanovich.

Fuente: Celsia.

Múltiplos e Indicadores

	2019	2020	2021e	2022e	2023e	2024e
EV / EBITDA (x)	7,5	7,9	7,5	7,4	7,8	8,3
P / E (x)	10,0	20,3	11,8	10,9	11,6	13,1
P / VL (x)	1,0	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1
ROE	10,4%	5,5%	10,0%	10,4%	9,5%	8,2%
ROA	4,2%	2,1%	3,7%	3,8%	3,5%	3,1%
Deuda neta / EBITDA (x)	2,9	2,9	2,7	2,7	2,8	2,8
Deuda / Patrimonio	71,0%	68,4%	72,5%	72,2%	67,7%	61,5%

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Balance General (COP Miles de Millones)

	2019	2020	2021e	2022e	2023e	2024e
Efectivo y Equivalentes	385	400	465	505	514	522
Total Activo Corriente	1.756	1.427	1.337	1.428	1.434	1.433
PP&E neto	7.854	8.354	9.301	9.939	10.210	10.253
Total Activo No Corriente	9.617	10.384	11.291	11.908	12.164	12.207
Total Activo	11.373	11.811	12.628	13.337	13.598	13.640
Total Pasivo Corriente	1.694	2.056	2.943	3.415	3.458	3.565
Total Pasivo No Corriente	4.004	4.014	3.608	3.479	3.377	3.040
Total Pasivo	5.698	6.070	6.551	6.894	6.835	6.606
Part. Controladora	4.548	4.548	4.715	4.898	5.047	5.165
Part. No Controladora	1.127	1.192	1.361	1.544	1.716	1.869
Total Patrimonio	5.675	5.741	6.076	6.442	6.763	7.034

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Contenido

UN JUGADOR POLIVALENTE EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COLOMBIANA .	5
<i>Constitución de Celsia y aspectos recientes</i>	<i>7</i>
<i>Segmento de Generación</i>	<i>8</i>
Celsia y el segmento de Generación en Colombia	8
<i>Segmento de Distribución y Comercialización en Colombia</i>	<i>9</i>
Evolución de Celsia en el segmento	9
Oportunidades a futuro	10
Generación en Centro América	10
Celsia y su expansión en Centro América (CA)	13
<i>Comportamiento Bursátil y Cartera de Créditos</i>	<i>14</i>
PRINCIPALES PALANCAS DE VALOR Y VARIABLES	15
<i>Costos de generación de energía y limitante por orden de generación</i>	<i>15</i>
<i>Formación y proyección de precios de energía</i>	<i>17</i>
<i>Proyección de generación y demanda de energía</i>	<i>19</i>
<i>Mejor preparada para Fenómeno "El Niño"</i>	<i>20</i>
<i>Portafolio diversificado en el sector</i>	<i>21</i>
<i>Distribución actual y esperada de los ingresos</i>	<i>22</i>
<i>Estrategia de crecimiento</i>	<i>24</i>
Apalancamiento en vehículos de inversión	24
Capex	25
Otras variables	25
<i>Relación de Celsia con Grupo Argos y su política de dividendos.....</i>	<i>26</i>
PRINCIPALES RIESGOS.....	28
<i>Consultas previas, estructura de deuda, Sostenibilidad y ESG, etc</i>	<i>28</i>
VALORACIÓN	30
<i>Comparables y múltiplos históricos</i>	<i>30</i>
<i>Valoración por Flujo de Caja</i>	<i>31</i>
ANEXO 1. ESTRUCTURA CORPORATIVA	34
ANEXO 2. GENERALIDADES DEL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA, TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES (FRNC).....	35

ANEXO 3. ESTRUCTURA DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA	44
ANEXO 4. PRINCIPALES AUTORIDADES DEL SISTEMA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	45
ANEXO 5. GLOSARIO	46
ANEXO 6. POTENCIAL DE GENERACIÓN EÓLICA EN COLOMBIA	53
ANEXO 7. POTENCIAL DE GENERACIÓN SOLAR EN COLOMBIA	54
EQUIPO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS	55

Un jugador polivalente en la transición energética colombiana

La transición energética colombiana es un tema preponderante de la actualidad nacional, resultado del carácter sistémico del sector, el impulso que se le ha dado desde la política pública y la relevancia del tema a nivel internacional, con incidencia sobre los mercados de capitales. Si bien hay consenso respecto a la necesidad de lograr satisfacer las necesidades energéticas con el menor impacto ambiental negativo, la velocidad de su implementación aún es indeterminada.

Durante los próximos años se espera que el consumo de combustibles fósiles continúe aumentando, especialmente en China e India, así como el consumo de carbón térmico en China. De acuerdo con el *Global Energy Perspective 2021* de McKinsey, el pico en la demanda de petróleo se dará en 2.029 y el de gas en 2.037. Teniendo en cuenta el deterioro climático, asumimos que la transición hacia una mayor generación renovable y limpia continuará de manera ordenada, con una alta probabilidad de acelerarse ante la imposibilidad de disminuir lo suficiente las emisiones de gas.

Resaltamos el hecho de que independientemente de la velocidad de esta transición, la posición de Celsia en el sector eléctrico colombiano le permitirá participar activamente de esta transición (actualmente participa del ~8% de la capacidad instalada en Colombia y fue adjudicataria de la subasta de FRNC de octubre 2.019, con un total de energía contratada de 768 GWh-año, siendo el ~18% de la energía subastada).

Sin tratarse de un holding energético y dada su constitución inicial previa a las leyes 142 y 143 expedidas en 1.994, Celsia tiene presencia en toda la cadena del sector eléctrico: generación, transmisión, distribución y comercialización. En generación eléctrica Celsia da respaldo y participa del cargo por confiabilidad, con generación hídrica y térmica, esta última basada en el gas, combustible líder en la transición energética al ser menos contaminante que el carbón, el diesel y la gasolina. Adicionalmente tiene experiencia probada en la generación por fuentes renovables no convencionales, llamadas a incrementar su participación relativa frente a otras fuentes.

Por otro lado, la transición energética hace parte de un proceso de transformación que no se limita a la generación. Hay una serie de desarrollos asociados en almacenamiento de electricidad, subtransmisión, conexión de zonas de generación no convencional y “redes inteligentes” (smart grids) donde Celsia está bien posicionada para participar.

En la medida en que se supera la coyuntura adversa a raíz del COVID-19, la demanda energética en Colombia deberá recuperarse, y al ser un país en vías de desarrollo, aun hace falta llegar a una cobertura universal en energía eléctrica,

sumado al impacto positivo de la transformación hacia una la flota de vehículos terrestres eléctricos.

Celsia seguirá participando de las subastas eléctricas que paulatinamente incrementan la participación de no convencionales, y si la situación relacionada con EPM resulta en una o varias subastas de reconfiguración, donde se requiera de generación térmica de respaldo, la compañía también está en posición de participar.

Nuestra valoración detalla la participación de Celsia en el subsector de generación eléctrica colombiano, donde tuvimos en cuenta la oferta y los costos estimados de todos los agentes del subsector. Para la proyección de largo plazo asumimos que Celsia seguirá siendo un agente importante del sector, con una mayor participación relativa de generación renovable no convencional en el segmento de generación, sin que esto implique una disminución absoluta en la participación de la generación térmica con gas.

Asimismo, reconocimos la creciente participación de los negocios de distribución y transmisión, cuyo desarrollo reciente se viene dando a partir de vehículos de propósito especial. No incorporamos expectativas en relación con las subtransmisiones ni al almacenamiento eléctrico en esta valoración.

Extrapolamos la expectativa favorable de Celsia sobre la generalidad del sector eléctrico colombiano, toda vez que tiene participación en todos los segmentos, y destacamos favorablemente el direccionamiento estatal que ha habido sobre el sector.

Constitución de Celsia y aspectos recientes

La historia de la compañía se remonta a 1.919, con el nacimiento de Coltabaco. Buscando cubrir las responsabilidades de bienestar social y pensional de sus empleados, Coltabaco creó un portafolio de inversiones cuyo crecimiento llevó a que en 2.001 decidiera escindir este portafolio. De esta manera, nació Colinversiones, con el objetivo de gestionar sus inversiones.

Para 2.007, buscando un sector con mayor potencial de generación de valor, entró al sector de la energía, específicamente en el subsector de la electricidad, con inversiones en activos del sector eléctrico en Colombia. Para 2.012 cerca del 97% de los activos se concentraba en activos del sector de energía, momento en el cual se realiza el cambio de nombre a Celsia S.A E.S.P.

La tabla 2 resume el crecimiento de la compañía desde 2.007, tanto en Colombia como en Centro América, enfocado inicialmente en el segmento de generación y distribución, diversificando paulatinamente su portafolio de generación, e ingresando al segmento de transmisión (en el segmento de baja tensión).

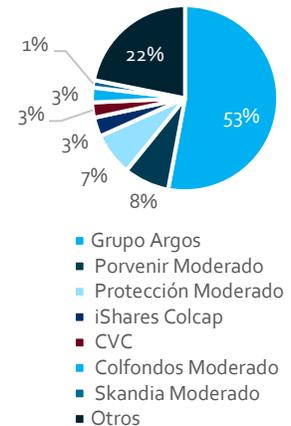
Tabla 2. Principales eventos a nivel histórico, crecimiento y expansión	
Año	Evento
2007 - 2013	Adquisición EPSA y Termoflores
2014	Adquisición Centroamérica
2015	Construcción de Hidro Bajo Tuluá (20MW) Hidro Cucuana (56MW) Celsia Solar Yumbo.
2017	Techos solares Inicio Plan5Caribe Emisión acciones Celsia
2018	Transferencia Activos Celsia Colombia Celsia Solar Bolívar Celsia Solar Divisa Plan5Caribe
2019	Adquisición activos de distribución del Tolima Plan5Caribe Plataformas de inversión: Transmisión y Granjas Solares Desinversión ZFC y compra participación Termotesorito Capitalización Celsia Colombia Adjudicación Subasta de Energía del MME

Fuente: Celsia.

Por su parte, su accionista mayoritario es Grupo Argos (gráfica 1) y la estructura corporativa de Celsia se desglosa en el anexo 1.

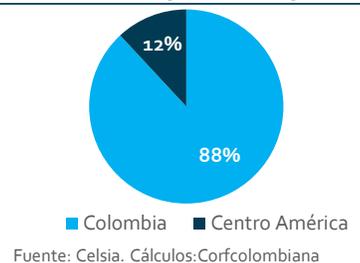
A nivel de ingresos, más del 80% provienen de Colombia, donde realiza las actividades de generación, transmisión distribución y comercialización de energía, mientras que el resto de Centro América se enfoca en el segmento de generación, principalmente en Panamá y en menor medida en Costa Rica y Honduras (gráfica 2). En Colombia, su EBITDA está distribuido de forma uniforme entre los segmentos de generación y el de distribución y comercialización (gráfica 3). Por su parte, en el anexo 2 se describen varios aspectos del sector como las generalidades del mercado eléctrico en Colombia, la composición de la matriz

Gráfica 1. Composición accionaria



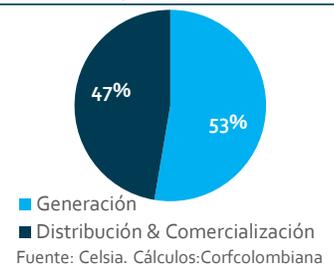
Fuente: Superfinanciera.

Gráfica 2. Ingresos por Región



Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana

Gráfica 3. EBITDA Colombia



Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana

energética en Colombia, la Transición energética y las Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC).

Segmento de Generación

Celsia y el segmento de Generación en Colombia

Los principales participantes se desglosan en la tabla 3, con Empresas Públicas de Medellín (EPM) como la empresa líder, con una participación del ~ 20% dentro de la capacidad instalada, sin incluir las unidades futuras de Hidro Ituango, seguida de EMGESA, negocio conjunto de ENEL Américas y Grupo Energía Bogotá (GEB). Por su parte, Celsia se ubica en un cuarto lugar con el ~ 8% de participación.

Respecto a Celsia, sus activos de generación hídrica están ubicados mayoritariamente en Valle del Cauca, Tolima, Antioquia y Cauca. En cuanto a termoeléctricas, Merilétrica (ciclo simple) está ubicada en Barrancabermeja y a finales de 2.021 esperan la entrada de El Tesorito, ubicado en el departamento de Córdoba. A nivel eólico y solar, entre 2.022 y 2.023 está proyectado que entren a operar los proyectos Acacias y Camelias en La Guajira y las plantas fotovoltaicas de distintos tamaños en los departamentos de Valle del Cauca, Tolima, Bolívar, Santander, Cesar, entre otros, buscando niveles de radiación óptimos.

Respecto a la evolución de la generación y ventas de energía en Colombia, la compañía ha venido registrando un decrecimiento en los últimos años (gráfica 4), en medio de la optimización de su portafolio con la venta reciente de activos térmicos como Zona Franca Celsia en 2.019, con un mayor enfoque en hidroeléctricas con capacidad menor a 20 MW y en renovables no convencionales.

Acorde a la regulación, las plantas con una capacidad instalada menor a 20 MW, sin tener en cuenta su tecnología, son consideradas Plantas No Despachadas Centralmente – PNDC - (CREG 086-1.996), lo cual incluye a las Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCH), con capacidad de hasta 10 MW. Dentro de sus características sobresale que, al no ser despachadas centralmente, no deben declarar disponibilidad ni precio de la energía al sistema para ajustarse al programa de despachos, lo cual les permite tener autonomía en la energía generada. De igual manera, las PNDC no reciben penalizaciones por desviaciones ni están sujetadas a reconciliaciones. En esta categoría entran las hidroeléctricas a filo de agua, que no tiene la capacidad de regular sus niveles de reserva ni la energía generada.

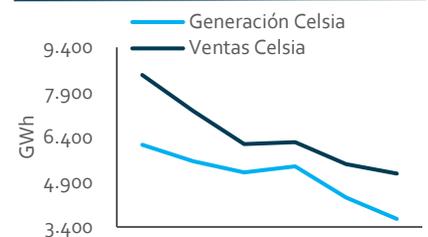
Las PNDC no participan del Cargo por Confiabilidad (Cx), no están comprometidas con proveer energía firme ni recolectar cargos como el Costo Equivalente Real de la Energía (CERE) o Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), por lo que este tipo de plantas le brindan mayor autonomía y competitividad al generador. En el caso de Celsia, 11 de sus 17 hidroeléctricas son consideradas PNDC, tal como las granjas solares operativas como Yumbo y Bolívar, con lo cual cerca del 13% de

Tabla 3. Capacidad instalada por agente

Agente	MW	Part%
EPM	3.556	20%
EMGESA	3.501	20%
Isagén	3.032	17%
Celsia	1.334	8%
AES Colombia	1.000	6%
Otros	5.181	29%
Total	17.604	100%

Fuente: Compañías y Acolgen. Celsia incluye proyectos nuevos del 2020.

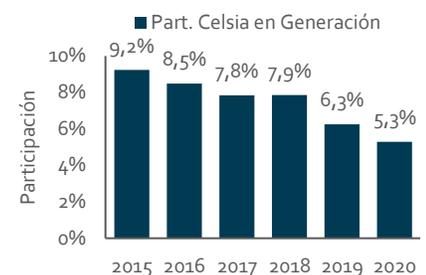
Gráfica 4. Celsia - Energía



2015 2016 2017 2018 2019 2020

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana. Incluye intercompañía.

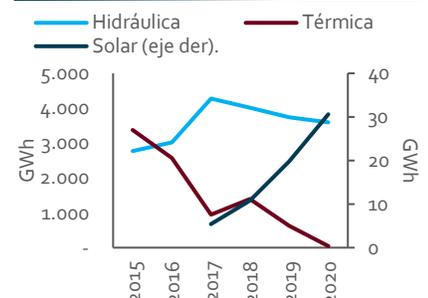
Gráfica 5. Part. a nivel nacional



2015 2016 2017 2018 2019 2020

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Gráfica 6. Celsia Generación



2015 2016 2017 2018 2019 2020

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

la capacidad instalada de la generación a gran escala de Celsia corresponde a PNDC.

A modo de referencia, dentro de las mayores hidroeléctricas de Celsia se encuentra Alto Anchicayá con una capacidad instalada de 355 MW, mientras que la central hidroeléctrica Guatapé de EPM tiene una capacidad de 560 MW y la central hidroeléctrica Guavio de EMGESA llega a 1.250 MW. Además, la participación de Celsia en la generación de energía eléctrica de Colombia ha decrecido gradualmente en los últimos años, ubicándose cerca del 5% recientemente (gráfica 5).

En la gráfica 6 se muestra la generación histórica por tipo de tecnología primando la generación hídrica, seguida de la térmica, cuyas participaciones se afectaron por “El Niño” de 2.015 cuando la generación térmica fue mayor a la hídrica.

Respecto al destino de la energía vendida, dado que Celsia también participa del segmento de comercialización, en los últimos años entre un 50% y 60% de su energía vendida ha estado enfocada en la venta en contratos y el restante mediante transacciones en bolsa, procurando reducir su exposición a riesgos de demanda relacionado con temas como el choque en la demanda de energía derivado del COVID – 19. Adicionalmente, históricamente la compañía ha vendido entre un 15% y 40% más que la energía generada aprovechando oportunidades de compra - venta en el mercado spot de energía.

Segmento de Distribución y Comercialización en Colombia

En el segmento de distribución, los aspectos de la regulación más relevantes son: la tasa regulatoria del costo del capital (WACC), la metodología de valoración de los activos, y los gastos de administración y mantenimiento (AOM). Lo anterior implica una valoración formal de los activos de conexión y distribución, el reconocimiento del capital invertido (al WACC) y el reconocimiento de los AOM utilizados para mantener en buen estado dichos activos. Respecto a la duración del periodo tarifario, en Colombia se presentan ciclos regulatorios-tarifarios cercanos a los cinco años, aunque en la práctica estos ciclos son más largos. El ajuste regulatorio abarca desde la actualización de las tarifas, hasta el cambio de las metodologías de valoración de activos y el reconocimiento de los gastos por AOM.

Evolución de Celsia en el segmento

Celsia ha venido teniendo un crecimiento importante con la adquisición de los activos de distribución y el negocio de comercialización de energía eléctrica de Tolima, con lo cual Celsia duplica la cobertura de distribución, con una mayor Base Regulatoria de Activos (BRA)¹ que llega a los ~ COP 3,2 BN (gráfica 7), entre Valle y

¹ BRA: Valor en pesos que usa el regulador como base para reconocer los cargos de distribución, es decir, el ingreso recibido por tener los activos disponibles y operando.

Tolima (~ COP 2,2 BN Valle y ~ COP 1,0 BN Tolima), incluyendo la actualización bajo la resolución 015 de 2.018.

El fortalecimiento de la infraestructura eléctrica en el departamento del Valle del Cauca, con el crecimiento de media y baja tensión se ha reflejado en los indicadores de calidad del servicio de EPSA, con un indicador SAIDI² que ha venido descendiendo en Celsia Colombia, y en Tuluá (gráfica 8). El índice SAIFI³ también ha registrado un comportamiento favorable en estos mercados (gráfica 9).

Por su parte, la confiabilidad en las redes de distribución en el Valle ha sido mayor al 99% y las pérdidas de energía cercanas al 9% (gráfica 10). Respecto a Tolima, la compañía espera llevar en el mediano plazo unos indicadores actuales elevados a niveles óptimos como los presentados en Valle del Cauca y Tuluá.

Oportunidades a futuro

A nivel de conexión de redes, se tiene el Plan indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) 2.019 – 2.023 para fortalecer el Sistema de Distribución Local (SDL) en cabeceras municipales y expandir la red del SIN. Adicionalmente, esperamos la entrada gradual del Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (SAEB) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En el segundo semestre del 2020, la UPME publicó la versión preliminar del proyecto del SAEB para el departamento del Atlántico.

Asimismo, esperamos que Celsia incurra en los negocios de soluciones energéticas distribuidas (almacenamiento y servicios distribuidos). Adicionalmente, si bien esperamos que durante la transición energética el gas natural mantenga su protagonismo como fuente de respaldo, la empresa podría (debería) incursionar en tecnologías de captura y almacenaje de carbón.

Generación en Centro América

En Panamá, en el segmento de generación, la arquitectura del mercado eléctrico se basa **en contratos, con cerca del 80% del total de energía abastecida**, donde las distribuidoras de energía por ley deben contratar anticipadamente su demanda, buscando garantizar el abastecimiento de energía que requieran sus clientes.

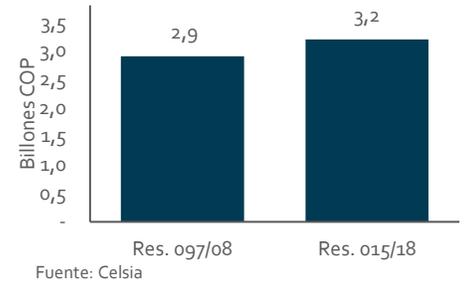
Además de estabilizar los precios, el mercado de contratos busca promover inversiones en nueva capacidad para garantizar el abastecimiento en el largo plazo. Normalmente, los contratos tienen un cargo fijo de capacidad por la potencia en firme⁴ comprometida y un cargo variable basado en la energía entregada. En cuanto a precio de adjudicación, no existe un límite dentro del contrato, sin

² SAIDI: Promedio de horas por cliente sin servicio.

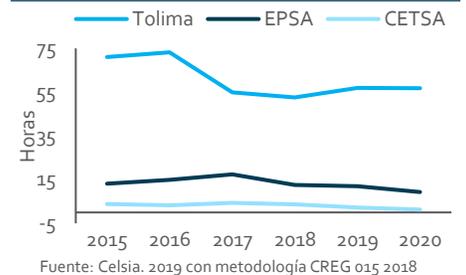
³ SAIFI: Promedio de veces por cliente sin servicio.

⁴ **Potencia firme:** Mide la potencia que es capaz de garantizar el generador en condiciones de máximo requerimiento en función de sus características técnicas y operativas.

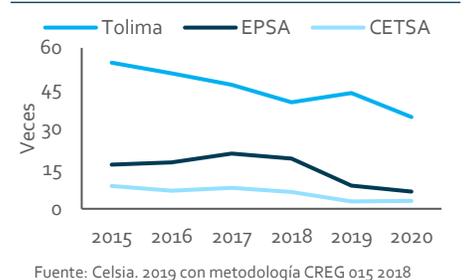
Gráfica 7. BRA



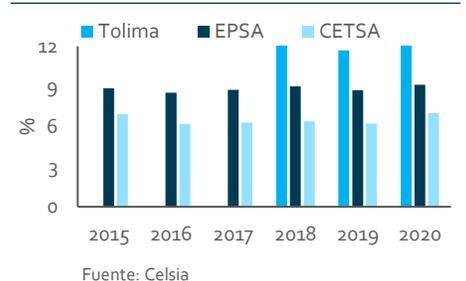
Gráfica 8. SAIDI



Gráfica 9. SAIFI



Gráfica 10. Pérdidas de Red



embargo, en la adjudicación de contratos mediante licitaciones públicas, el regulador puede establecer un nivel de precio límite.

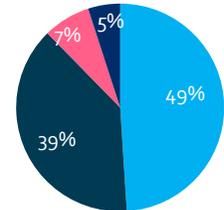
Respecto al servicio de reserva de largo plazo, este corresponde a la subasta de largo plazo realizada una vez al año por el Centro Nacional de Despacho (CND), quién calcula la parte de la demanda proyectada que no está comprometida en contratos de largo plazo entre los generadores para ofertar este servicio. Su propósito es garantizar el abastecimiento a los clientes regulados que no están cubiertos por contratos de largo plazo.

Por su parte, en el mercado ocasional⁵ horario, con el 20% del total de la energía abastecida, se compensan los desvíos entre la energía horaria contratada y el consumo real. Al vender su energía al mercado, el generador recibe el precio spot horario (costo marginal de corto plazo).

Respecto al sistema de generación, la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional de Panamá es de 3.680 MW de los cuales, la mayor participación la tiene las hidroeléctricas con 1.803MW (49% del total), seguida de las termoeléctricas con 1.424 MW (39% del total) (gráfica 11 y tabla 4).

El sistema cuenta con la instalación de 50 centrales hidroeléctricas, donde AES Panamá es la compañía con la mayor capacidad instalada, con 554 MW equivalentes al 15,1% del total. Respecto a las principales plantas de generación, sobresalen las centrales hidroeléctricas lideradas por Fortuna con 300 MW de capacidad instalada y Bayano con 260 MW. En el caso de Celsia, mediante Bahías Las Minas, Alternegy y Bontex, suma una participación cercana al 13% de la capacidad instalada.

Gráfica 11. Panamá
Capac. Instalada



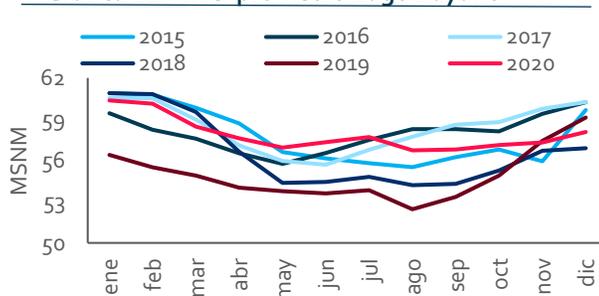
■ Hidro ■ Termo ■ Eólico ■ Solar
Fuente: ETESA. Cálculos: Corficolombiana.

Tabla 4. Panamá C. instalada por agente

Agente	MW	Part %
AES Panamá	554	15,1%
Gas Natural Atlántico	381	10,4%
ENEL Fortuna	300	8,2%
Bahía Las Minas *	266	7,2%
AES Changinola	222	6,0%
UEP Penonomé II	215	5,8%
Alternegy*	187	5,1%
Bontex *	26	0,7%
Otros	1.529	41,5%
Total	3.680	100,0%

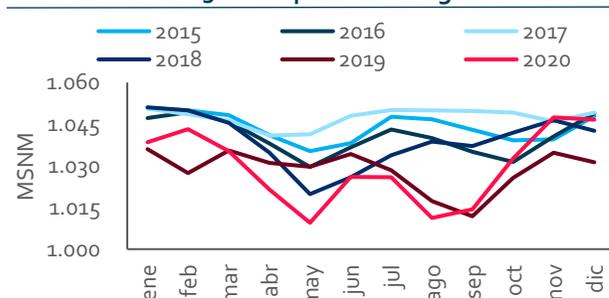
Fuente: ETESA. * Empresas con participación de Celsia.

Gráfica 12. Nivel promedio Lago Bayano



Fuente: CND. Cálculos: Corficolombiana. MSNM: Metros sobre

Gráfica 13. Nivel promedio Lago Fortuna

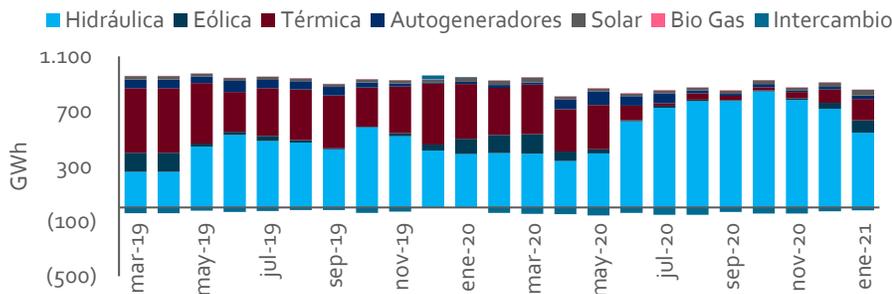


Fuente: CND. Cálculos: Corficolombiana. MSNM: Metros sobre nivel mar

⁵ Mercado ocasional: Transferencias de electricidad en el corto plazo entre agentes, que no han sido establecidas mediante contratos.

Durante el 2.020 el nivel promedio del lago Bayano ha sido similar al de años anteriores mientras que Fortuna registró en gran parte del año un nivel de agua inferior al de los últimos años debido a condiciones de un período seco (gráfica 12 y 13). Respecto a la generación, en el 2.020 esta se vio afectada por una menor demanda de energía tras las medidas de aislamiento preventivo afectando principalmente la producción de energía de abril y mayo, mejorando parcialmente con la apertura de algunos sectores económicos en junio, con la mayor participación de la fuente hídrica en la segunda parte del año (gráfica 14).

Gráfica 14. Generación Real



Fuente: CND. Cálculos: Corficolombiana.

En Costa Rica, en el segmento de generación, el mercado de energía eléctrica se caracteriza por una amplia participación del Estado tanto en la regulación, como en la operación. Entre los diferentes organismos estatales que participan en el mercado eléctrico sobresale el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), quien es a su vez el generador más importante.

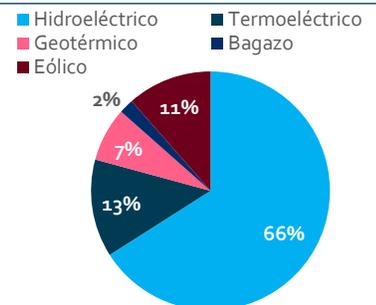
La expansión del sistema se realiza mediante contratos de compra de energía (PPA por sus siglas en inglés) de largo plazo, donde los precios son determinados por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) o en subastas pública.

La generación se vende al ICE o a cooperativas y distribuidores mediante la modalidad de concesiones "Build Own and Transfer" (BOT) y "Build Own and Operate" (BOO), donde los activos de generación son devueltos al ICE al final del período de concesión.

Respecto a la matriz de generación, en la gráfica 15 se observa que ~85% de la capacidad proviene de fuentes renovables, convencionales y no convencionales, con la mayoría de la generación relacionada con hidroeléctricas (66%). En el último año el 98% de la demanda fue atendida con fuentes renovables (gráfica 16). Respecto a la confiabilidad del sistema de energía, el respaldo del suministro diario de energía se da mediante plantas térmicas.

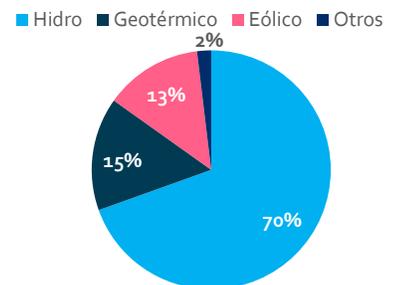
Por último, en Honduras se contaba con una tradición de política de puertas cerradas para el mercado eléctrico, con un único agente: la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE). En 2.014, se dio un cambio tras la entrada

Gráfica 15. C. Rica C. Instalada



Fuente: ICE. Cifras 2020.

Gráfica 16. Atención demanda



Fuente: ICE. Cifras 2020.

en vigor de la Ley General de Industria Eléctrica, que incentiva la inversión de particulares y de capital extranjero. Celsia tiene una granja solar dedicada en Comayagua, suministrando la energía generada a un cliente específico (Cementos Argos), junto a granjas y techos solares para diferentes clientes privados.

Celsia y su expansión en Centro América (CA)

En 2.014 Celsia inicia su expansión internacional, con la adquisición de los activos de generación termoeléctrica, hidroeléctrica y eólica de GDF Suez con una inversión de ~ USD 840 MM. De esta manera, la compañía participa de la generación hídrica y térmica en Panamá, mientras que en Costa Rica participa de la generación eólica.

Los activos de esta transacción aumentaron la capacidad de generación de Celsia en 477 MW, de los cuales en Panamá se tienen 309 MW en generación termoeléctrica y 118 MW en generación hidroeléctrica; mientras que en Costa Rica tiene 50 MW de energía renovable no convencional con la Planta Eólica Guanacaste (tabla 5). Así, el Emisor se convirtió en el segundo generador en Panamá (sumando la capacidad de Bahía Las Minas (BLM), Alternegy y Bontex) y el quinto en Costa Rica. Posteriormente, la compañía ha incursionado en proyectos solares a menor escala en Panamá.

Actualmente la compañía tiene contratos vigentes desglosados en la tabla 6, de los cuales el más reciente se adjudicó el 31 de marzo 2.020 por Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) para la contratación de corto plazo para el suministro de potencia y energía para los requerimientos de las Empresas de Distribución Eléctrica Metro – Oeste S.A, Chiriquí y Elektra Noreste, donde BLM obtuvo adjudicación de potencia, esta planta térmica tenía vencido su contrato de venta de energía desde diciembre de 2.018 y Celsia estaba esperando nuevas subastas de energía y potencia. En este activo tienen como socio, con el 49%, al Estado panameño.

En Costa Rica, respecto al parque eólico Guanacaste, cabe mencionar que, dadas las características de los vientos, se presentan 6 meses de mayores vientos y alta generación y 6 meses de menores vientos, periodo dentro del cual normalmente se realizan mantenimientos.

Tabla 5. Celsia Capacidad instalada CA 2020 - MW	
Panamá	437
Dos Mares (DMA) Lorena	34
DMA Prudencia	59
DMA Gualaca	126
Total Hidro	118
Bahía Las Minas (BLM) Carbón	120
BLM Diesel	102
Cativá (IDB) Bunker	87
Total Termo	309
Divisa	10
Total Solar	10
Costa Rica	50
Parque Eólico Guanacaste	50
Honduras	11
Comayagua	11
Total CA	497

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Tabla 6. Contratación Actual			
Planta	Potencia (MW)	Energía (GWh /año)	Vencimiento
DMA	100	600	2.022
BLM*	171	-	2.022
Guanacaste	0	200	2.028

Fuente: Celsia. * Incluye BLM y Celsia Centro América.

Comportamiento Bursátil y Cartera de Créditos

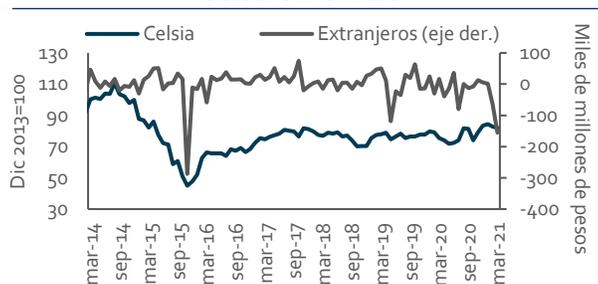
Las cifras al cierre 2020 muestran fuertes desvalorizaciones en la mayoría de las compañías dentro del grupo de comparables de Celsia, donde esta última sobresale por su valorización anual (+7,4%) superando ampliamente al índice COLCAP (-13,5%) (gráfica 17).

Por su parte, las gráficas 18 y 19 muestran las posiciones netas de Extranjeros y Fondos de Pensiones (AFPs) sobre las compañías relacionadas con servicios públicos, dentro de las cuales se encuentra Celsia, donde en los últimos periodos los Extranjeros han mostrado una posición neta vendedora, mientras que las AFPs se ha ubicado en el lado comprador, resultando en una leve pérdida de valor de la cotización durante dicho periodo.

Gráfica 17. Comportamiento Accionario

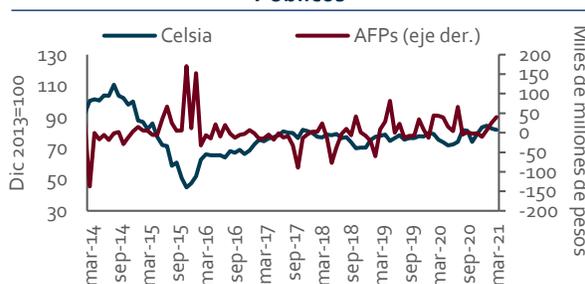


Gráfica 18. Extranjeros - Posición Neta Sector S. Públicos



Fuente: BVC. Cálculos: Corficolombiana. Posición neta incluye a Celsia, GEB, ISA y Promigas.

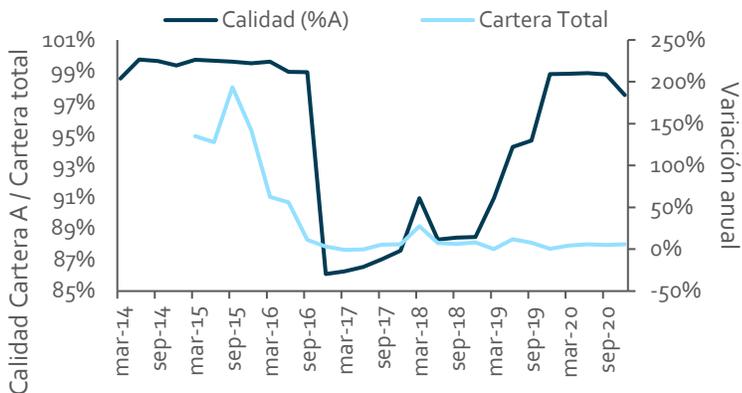
Gráfica 19. AFPs - Posición Neta Sector S. Públicos



Fuente: BVC. Cálculos: Corficolombiana. Posición neta incluye a Celsia, GEB, ISA y Promigas.

Respecto al comportamiento de la cartera comercial compuesta por créditos del sector de suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado, esta ha registrado un crecimiento anual constante de un dígito desde 3T19. A nivel de calidad de la cartera con calificación A (la mejor calificación crediticia), luego de un deterioro a finales de 2016, este indicador se ha recuperado significativamente ubicándose por encima del 90% desde 1T19 (gráfica 20).

Gráfica 20. Cartera Sector suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado



Fuente: Superfinanciera. Cálculos: Corficolombiana.

Principales palancas de valor y variables

Costos de generación de energía y limitante por orden de generación

Dada la falta de información pública sobre los costos de generación de los distintos agentes que participan en el mercado y de las distintas fuentes de generación, tomamos como guía de costos de generación la mediana de los precios de oferta ideal de las distintas plantas de generación del mercado de energía eléctrica, ajustados por la información suministrada por el emisor, para tener una aproximación a los costos de generación por tecnología en COP / kWh, con un crecimiento indexado a la inflación.

De igual manera, estimamos que la cantidad de energía generada que la compañía puede vender en bolsa estará limitada por un proxy de orden de mérito de todo el sistema construida a través de los precios de oferta ideal de las plantas de generación en COP / kWh organizadas de menor a mayor, incluyendo las plantas actuales y futuras de Celsia. Aquellas plantas que por competencia establecen un precio inferior al precio en bolsa son incluidas, estableciendo un límite a la cantidad de energía que Celsia vendería en el mercado "spot" remunerado al precio en bolsa. Asumimos que el restante de energía generada que estimamos la compañía venderá en bolsa, debe ser comprada en el mercado "spot" para su posterior venta.

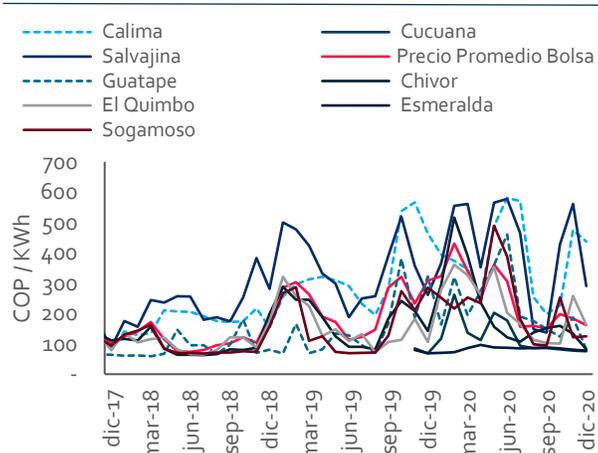
Respecto a la evolución de los precios de oferta de los generadores, la gráfica 21 muestra los precios de oferta ideal de las principales hidroeléctricas frente al precio en bolsa, mientras que la gráfica 22 se encuentran las principales termoeléctricas a gas o con tecnología dual, tomando esta tecnología dado que allí se encuentra Celsia con Merilétrica. En la primera sobresale la mayor competitividad de hidroeléctricas de mayor tamaño cuyo precio se ubica por debajo del precio en

bolsa, mientras que, para algunos periodos, tomando las principales hidroeléctricas de Celsia, estas muestran precios mayores, teniendo en cuenta la información disponible para plantas con capacidad mayor a 20 MW.

Esta competitividad y las variaciones que muestran los precios de oferta está relacionada con las características de cada hidroeléctrica: la capacidad de regulación del agua, la estrategia según las expectativas de precios y la tasa de embalsamiento, entre otros. En el caso de Celsia, **embalses como Salvajina tienen capacidad en firme de 3 a 4 meses, mientras que otros pequeños como Calima solo tienen 1 mes, con lo cual la estrategia de la compañía se enfoque en complementar sus ventas de energía de contratos con ventas en bolsa en los casos en que se den precios favorables.**

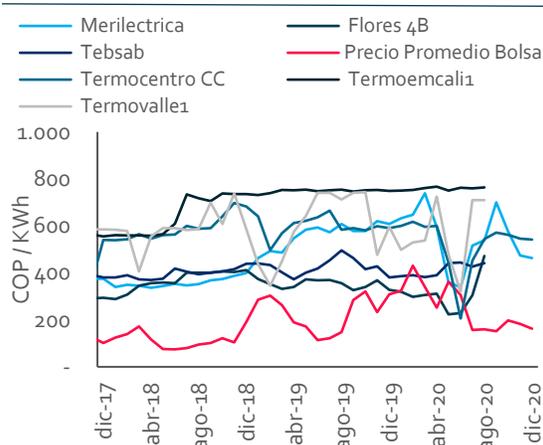
Por su parte, tomando la información disponible para las termoeléctricas a gas, se refleja su menor competitividad dado que su enfoque principal está como fuente de respaldo. En cuanto a Celsia, pese a ubicarse por encima del precio promedio en bolsa, Merilétrica, ha registrado periodos de mayor competitividad frente a otras plantas con tecnología similar.

Gráfica 21. Precio oferta ideal - Hidro



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana. Sólo incluye capacidad > a 20 MW. Precio promedio.

Gráfica 22. Precio oferta ideal - Termo



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana. Corresponde a termoeléctricas a gas. Precio promedio

Formación y proyección de precios de energía

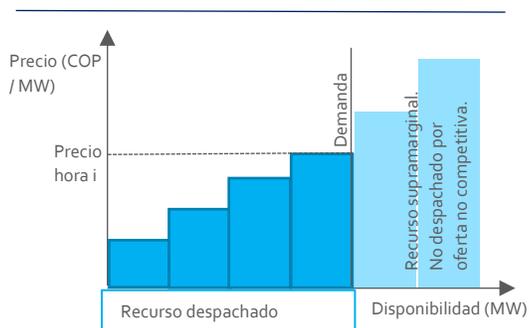
Mercado de corto plazo o mercado “spot”: La bolsa de energía permite que converjan generadores y comercializadores para intercambiar energía en el corto plazo. En Colombia el mercado se caracteriza por ser un “day-ahead-market”, de resolución temporal intra-diaria horaria, es decir que se define un precio en pesos por Kilo Watio hora (COP / KWh), cada hora para todo el sistema. Diariamente se realiza una subasta de sobre cerrado, donde los generadores ofertan un único precio, relacionado con las 24 horas del día siguiente y la disponibilidad de energía para cada hora del día.

De esta manera, los agentes comercializadores que representan la demanda del mercado tienen un rol pasivo, al ser tomadores de precio, y declaran únicamente el consumo de energía. Los generadores no están obligados a declarar sus costos de generación, si bien se supone que sus ofertas al sistema los reflejan indirectamente.

Las hidroeléctricas ofertan un precio que refleja el costo de oportunidad del agua, el cual se ve afectado principalmente por el clima y las expectativas del generador sobre las condiciones hidrológicas futuras, junto con otros costos variables de generación. **Las termoeléctricas ofertan un precio que refleja su costo variable de generación**, el cual incluye el costo del combustible, costos variables de O&M y costos de arranque y parada, entre otros.

Para determinar el precio de bolsa para cada hora, las ofertas de los generadores se ordenan según su mérito económico (de menor a mayor) y se define el precio marginal que iguala la oferta y la demanda de energía. Este es el precio al cual se remunera a todos los generadores que se encontraron por debajo de la curva de mérito en la subasta diaria (gráfica 23). Por lo tanto, las plantas de los generadores con un precio de oferta menor al precio de bolsa recibirán un precio mayor al ofrecido, la planta cuya oferta determino el precio de bolsa (planta marginal) recibe un precio igual al ofrecido y las demás plantas no reciben remuneración. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) es el encargado de registrar las transacciones realizadas.

Gráfica 23. Subasta diaria

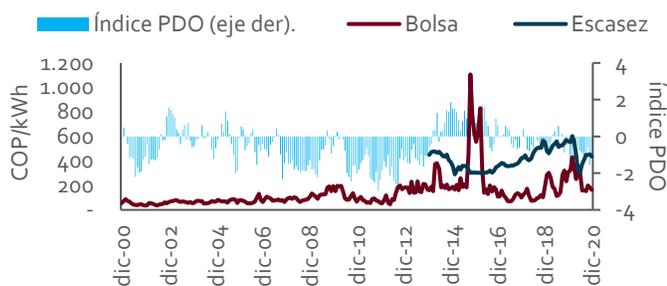


Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana

En cuanto a los precios de la energía, aparte del comportamiento de la demanda de energía, en un sector dominado por una matriz mayoritariamente hídrica, la volatilidad del precio en bolsa se relaciona con los periodos de baja hidrología como lo fue el periodo 2.015 -2.016, donde se vivió un fenómeno de “El Niño” fuerte, reflejado en el comportamiento de la Oscilación Decadal del Pacífico (PDO, por sus siglas en inglés), (gráfica 24). La volatilidad en el precio en bolsa para ese periodo fue mayor a la de años anterior, cuando también se registraron periodos fuertes de sequía, dado que el menor nivel de los embalses estuvo acompañado de la escasez en el gas natural, uno de los combustibles utilizados en las plantas térmicas⁶.

Por su parte, los precios de los contratos han tenido un comportamiento alcista históricamente, con los precios de los contratos regulados siendo mayores a los de los contratos no regulados (gráfica 25).

Gráfica 24. Precio en bolsa, escasez e índice PDO



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana.

Gráfica 25. Precios Contratos

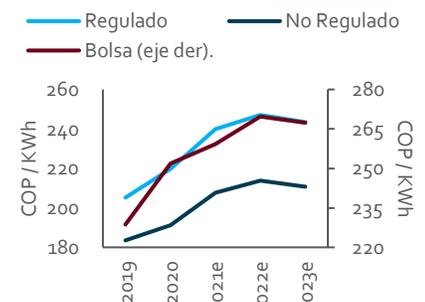


Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana.

A nivel de proyección, los precios proyectados de los contratos regulados y no regulados del mercado toman como referencia el registro de contratos de largo plazo publicado por XM, los cuales se tienen en cuenta en la proyección de precios de Celsia. De igual manera, se mantiene el diferencial positivo entre los precios del mercado regulado frente al no regulado. Dicho precio de los contratos no regulados sirve como marco para la proyección del precio en bolsa, en el cual incluimos el efecto marginal, debido al CERRE, del comportamiento de la tasa de cambio.

Consideramos que los precios de la energía tendrían un comportamiento creciente relacionado con la recuperación de la demanda de energía, mientras que la entrada paulatina de los proyectos con asignaciones de la subasta del CxC 2022 – 2023, la cual incluye algunas unidades de Hidro Ituango, junto a proyectos de FRNC, podrían ejercer alguna presión transitoria a la baja (gráfica 26). Teniendo en cuenta la matriz actual junto a la oferta adicional de energía de los proyectos nuevos de la subasta de OEF del CxC del periodo 2.022 – 2.023, en el 2.023 la capacidad de generación de energía cubriría ~ 1,8x la demanda estimada (tomando escenario

Gráfica 26 .Precio Promedio



Fuente XM. Cálculos: Corficolombiana.
Corresponde a precios promedio mercado.

⁶ Tras el fenómeno de “El Niño” 2015 – 2016 inició operaciones la planta de regasificación de El Cayao, en Cartagena, cuya financiación les correspondió a los generadores térmicos.

medio post COVID – 19 de la UPME), mostrando mayor holgura frente al ~ 1,6x – 1,7x de los últimos años.

Además, se incluye un escenario de activación del precio de escasez debido a la variabilidad de las condiciones de hidrología a las cuales está expuesta Colombia, como ha ocurrido en años anteriores.

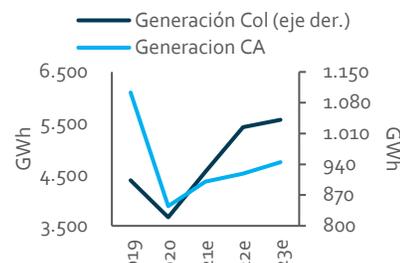
Cabe mencionar que antes de Hidro Ituango (2.400 MW de capacidad), dentro de los últimos proyectos hídricos que han ingresado al sistema, con un aporte significativo a la capacidad de generación, se encuentran Hidro Sogamoso a finales del 2.014, con una capacidad de 820 MW, representando cerca del 5% de la capacidad de ese año y El Quimbo, la cual inició operaciones en 2.015, con una capacidad de ~ 400 MW, representando más del 2% de la capacidad instalada para ese año.

Proyección de generación y demanda de energía

La proyección de generación de energía de Celsia en Colombia la realizamos teniendo en cuenta su participación histórica sobre la demanda de energía del SIN, la cual ha sido decreciente en los últimos años, con un nivel entre 6% y 7% para el periodo explícito de proyección. Para Centro América utilizamos un ponderado por capacidad instalada de las estimaciones de crecimiento de las economías donde Celsia tiene presencia, teniendo en cuenta el diferencial histórico de crecimiento de la demanda energética frente a la economía (gráfica 27).

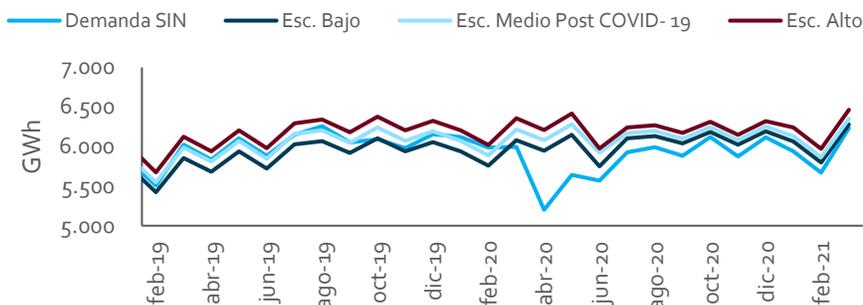
Respecto a la demanda de energía del SIN en Colombia, para tener una mejora idea de los efectos del COVID – 19, luego de mantenerse en el pasado cerca al escenario medio, el choque derivado de la pandemia ha desviado la demanda de su senda de proyección desde marzo del 2.020, siendo incluso inferior al escenario bajo de la UPME, aunque ha mostrado una recuperación gradual luego de tocar piso en abril 2.020 (gráfica 28).

Gráfica 27. Generación Celsia



Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana

Gráfica 28. Demanda de Energía

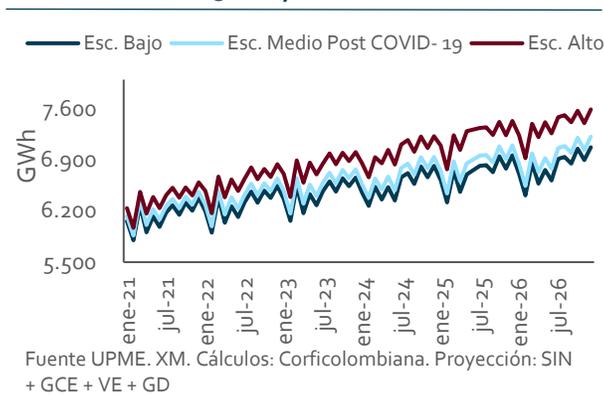


Fuente UPME. XM . Cálculos: Corficolombiana. Proyección: SIN + GCE + VE + GD

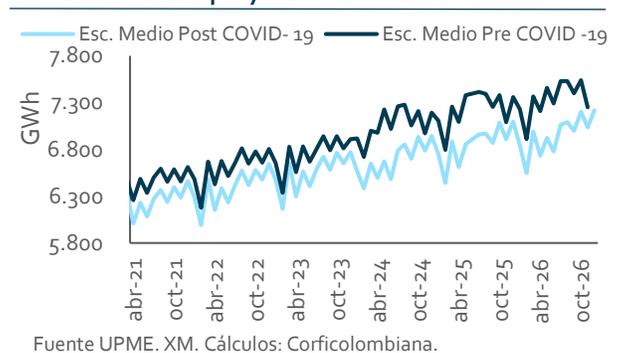
Los escenarios de proyección de la demanda se desglosan en la gráfica 29, donde acorde a la UPME los niveles de consumo registrados antes del COVID - 19 podrían alcanzarse en un espectro de tiempo que puede llegar hasta agosto del 2022, lo cual dependería tanto del desempeño de la economía como de las medidas adoptadas frente a la pandemia.

Dado que un choque como el del COVID – 19 no estaba estimado bajo ninguna de las proyecciones de demanda, la UPME consideró pertinente reestimar las proyecciones energéticas. De esta manera, tomando los escenarios medios de la demanda de energía previo y posterior a la pandemia existe una reducción anual entre 3 – 5% frente al escenario de proyección inicial (gráfica 30).

Gráfica 29. Proyección Demanda



Gráfica 30. Efecto COVID - 19 proyección demanda

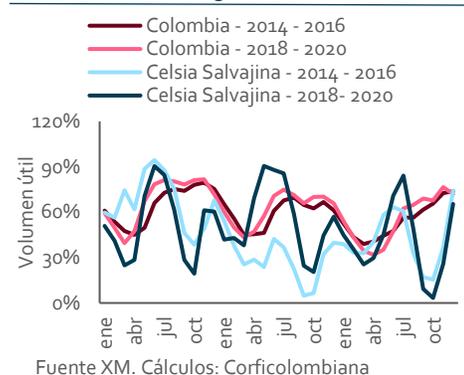


Mejor preparada para Fenómeno “El Niño”

En cuanto al Fenómeno de “El Niño” en Colombia, en el segundo semestre del 2.015 se presentó una fuerte reducción en la disponibilidad de recurso hídrico, afectando algunas de las principales hidroeléctricas de Celsia ubicadas en el suroccidente del país, lo cual obligó a la compañía a comprar energía a precios elevados al no tener la disponibilidad del recurso hídrico para generar energía.

Sumado a la anterior, los activos termoeléctricos de respaldo tenían problemas para generar, dada la escasez del gas natural. En ese momento no existía la infraestructura para la regasificación de gas natural importado (a finales del 2.016 inició operaciones la planta de regasificación de El Cayao, en Cartagena), lo que resultó en sobrecostos en el gas comprado por las generadoras térmicas a gas, obligando a parte de estas a utilizar combustibles líquidos, incurriendo en mayores costos variables, resultando en costos mayores al precio de venta reconocido, el “Precio de Escasez” (PE) del momento. Por ejemplo, su fórmula utilizaba el combustible “fuel oil #6” que ya no era utilizado en Colombia, en vez de combustibles como el diésel #2, el cual tenía un uso mayor.

Gráfica 31. Reserva Hídrica



A raíz de esto, el PE tuvo varias modificaciones. Como mecanismo de mitigación, el Gobierno tomó medidas como la asignación de una remuneración diferente cuando se utilizan combustibles líquidos en la generación. Es así como en su momento se publicaron dos precios de escasez, a utilizar dependiendo del tipo de tecnología utilizado por cada planta. Por su parte, dentro de las medidas tomadas por Celsia para buscar una mayor eficiencia en costos, fue la importación directa del combustible en su momento.

En el 2.017, la CREG publicó la **Resolución 140 de 2.017**, bajo la cual se estableció la nueva metodología del precio de escasez, la cual se basa en los costos variables de las centrales de generación con asignaciones de OEF, con lo cual la remuneración está más ligada a la eficiencia relativa de los generadores del sistema.

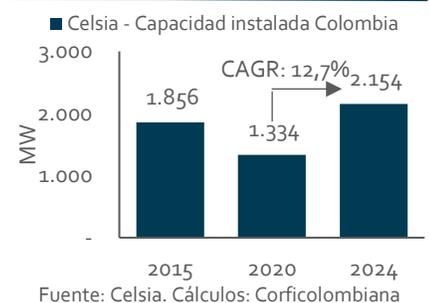
En cuanto a la preparación de Celsia frente a posibles choques de sequía, teniendo en cuenta el estado de sus embalses a nivel nacional, si tomamos como referencia a Salvajina, uno de los principales embalses de la compañía, durante el fenómeno “El Niño” del periodo 2.015 – 2.016. El nivel del embalse se vio fuertemente afectado, ubicándose por debajo del nivel nacional, donde alcanzó a tener un diferencial entre 40% - 60% frente al volumen útil nacional para algunos periodos. Por su parte, en el periodo entre 2.018 – 2.020 el comportamiento ha tenido periodos más alineados con el nivel nacional, sin contar con algunos meses del 2S20 donde el embalse entró en mantenimiento (gráfica 31).

Adicionalmente, en materia de respaldo de generación térmica, a Merilétrica, planta a gas de ciclo simple (167 MW), se sumará la entrada del proyecto termoelectrico Tesorito (200 MW) a finales de 2.021, lo cual le permitirá a la compañía ampliar sus fuentes de respaldo frente a sus fuentes renovables convencionales y no convencionales. Dicha planta cuenta con asignaciones de OEF por 1.665 GWh/año por un período de 20 años y está ubicada en boca de pozo.

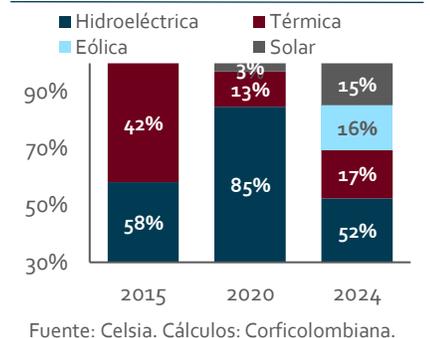
Portafolio diversificado en el sector

La evolución de la matriz Celsia evidencia un cambio en su portafolio de generación en Colombia, el cual se ubicaría por encima de los 2.100 MW al 2.024, según lo informado por la compañía al cierre 2.020, con un crecimiento cercano al 61% frente a lo registrado en 2020 (1.334 MW) y una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR por sus siglas en inglés) del ~ 13% (gráfica 32), pasando de participar de cerca del 7,6% al 9,3% de la matriz de generación en Colombia. Celsia pasaría de estar enfocados únicamente en energía hídrica y térmica, como ocurría en 2.015, a tener una matriz más limpia, donde la generación hídrica mantendría la mayoría (52%), seguida de la térmica (17%), mientras que se daría la incorporación de la generación eólica y solar, con participaciones del 16% y 15% respectivamente (gráfica 33).

Gráfica 32. C. Instalada



Gráfica 33. Matriz Celsia Colombia



Lo anterior podría reflejarse en menores costos de generación y una mayor competitividad en la curva de mérito dado el menor costo de fuentes hídricas, eólicas y solares, frente a la térmica, sumado a la utilización de PNDC, tanto hídricas como solares, que no deben recolectar ciertos cargos del sistema, como CERE y FAZNI, permitiéndoles ofertar a menores precios frente a otras plantas de generación.

Respecto al segmento de distribución y comercialización, Celsia ha venido teniendo un crecimiento importante en Colombia, como lo mencionamos en una sección anterior, con la inclusión del negocio de Tolima, donde existe un alto potencial de mejora en indicadores, buscando llevarlos a niveles similares a los registrados en Valle.

Distribución actual y esperada de los ingresos

Dentro de las diferentes líneas de ingreso de la compañía, en los principales segmentos tenemos que, a nivel de generación los ingresos estarán relacionadas con el comportamiento de los precios de la energía y la energía generada y vendida mencionada con anterioridad.

En el segmento de generación en Colombia se remunera por las siguientes fuentes:

- **Ventas en Contratos:** Incluyen las ventas al mercado regulado y no regulado, remunerado a los precios negociados, indexados al Índice de Precios al Productor (IPP).
- **Cargo por Confiabilidad (CxC):** Aplicable a los generadores con adjudicaciones en las subastas de OEF, con remuneración fija en dólares, (indexado al IPP de Estados Unidos), y al precio marginal de escasez en caso de ser llamados para generar energía.
- **Ventas de energía en Bolsa:** Vendita en el mercado de corto plazo y remunerado al valor del precio de energía en bolsa.

En el CxC se incluyen los ingresos por OEF de las diferentes plantas de Celsia, considerando el plazo respectivo de las asignaciones, lo cual se reduce en 2.024 por la terminación de las OEF del periodo 2.022 – 2.023. Sin incluir las transacciones Inter-compañía, a nivel de contratos se incluyen las ventas al mercado regulado y no regulado, incluyendo los compromisos de FRNC obtenidos tras la subasta del 2.019 del parque eólico Acacia y Camelias. Por su parte, las ventas de energía en bolsa incluyen tanto el exceso de ventas frente a la generación mostrado por la compañía en el pasado, como las ventas limitadas por el precio de oferta y la participación de la compañía en la curva de generación.

En Centro América, los ingresos de generación se relacionan con los contratos en Panamá de energía y potencia de DMA hasta 2.022, sobre los cuales no estamos proyectando una renovación. Además, se tiene el ingreso de potencia

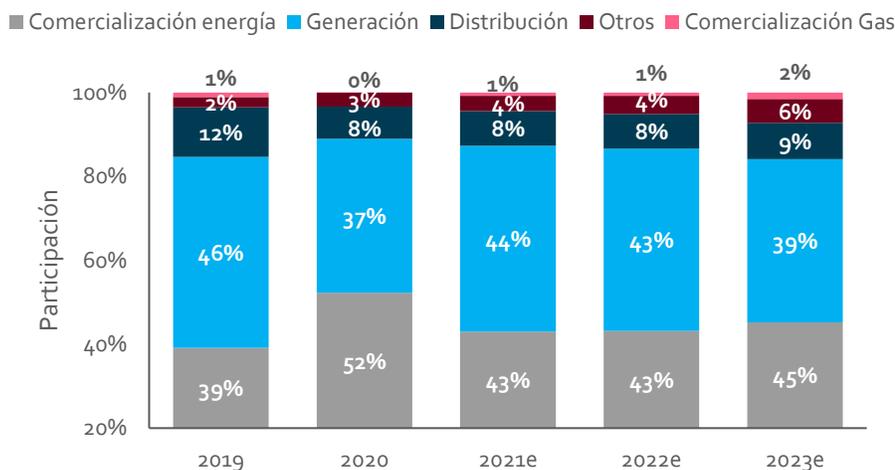
de BLM hasta 2.022, el cual desaparecería en el momento de materializarse la posible venta de activos, además de los ingresos por transacciones en bolsa. Respecto a Costa Rica, se tienen los ingresos por contratos de energía de Guanacaste que van hasta el 2.028.

Respecto al segmento de distribución, los ingresos se relacionan con la mejora en la BRA tras la entrada de los activos de distribución de Tolima, donde la compañía estima tener una mejora gradual en indicadores, el cambio en la metodología de remuneración tras la Resolución 015 de 2.018, la cual les permite tener una remuneración por disponibilidad o capacidad, sin exposición al comportamiento de la demanda para la remuneración, junto al reconocimiento de inversiones y un WACC regulatorio de ~ 11,6%.

En el segmento de comercialización se estima un comportamiento alineado con la dinámica de la distribución de energía, dada la interacción que registran ambos segmentos.

Respecto a la Meta Estratégica Grande y Ambiciosa de largo plazo (MEGA) 2.025, relacionada con un nivel de ingresos consolidados de COP 5,0 Billones, 1 millón de clientes y la presencia en 6 países, consideramos que el impacto de la pandemia en las diferentes economías donde tiene presencia la compañía puede generar cambios en la velocidad con que se logren estas cifras. A nivel general, la gráfica 34 muestra un desglose de los ingresos frente a su participación en el total.

Gráfica 34. Participación en Ingresos



Fuente XM. Cálculos: Corficolombiana.

Estrategia de crecimiento

Apalancamiento en vehículos de inversión

En 2.019 la compañía creó distintos vehículos de inversión con el fin de continuar su crecimiento en activos de generación y transmisión de energía, asociándose con Cubico Sustainable Investments⁷. **En materia de transmisión, celebraron un acuerdo marco de inversión, constituyendo a Caoba Inversiones S.A.S, el cual corresponde a un Vehículo de Propósito Especial (SPV por sus siglas en inglés), con una participación de 51% por parte de Celsia y un 49% para Cubico.** La venta del negocio de alta transmisión ubicado en Tolima y el Plan 5 Caribe a Caoba Inversiones representó ingresos por ~ COP 1,1 billones para Celsia (con un monto similar saliendo de Balance), con COP 710 mil MM recibidos en 2019 y el restante en 2020. Dichos recursos fueron utilizados en el pago de pasivos financieros.

En Caoba se incorporó el negocio de transmisión de los activos del Plan 5 Caribe, los activos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR) Guajira, Montería, Valledupar, Manzanillo, Caracolí, entre otros. Igualmente, los activos de transmisión con nivel de tensión 3, 4 y 5 de Tolima adquiridos a finales del 2.019.

Caoba se convierte en la sociedad propietaria, administradora y quién recibe los ingresos regulatorios que correspondan a dichos activos, junto con los proyectos del STN y/o STR que ejecute Celsia Colombia como operador de red en los mercados de comercialización del Tolima.

Acorde a Celsia, a nivel contable, la compañía no consolidada los estados financieros de Caoba, debido a los mecanismos de co-gobierno establecidos, permitiendo que Celsia aproveche oportunidades de crecimiento sin tener que endeudarse, apalancando al vehículo, que registra un elevado endeudamiento al cierre de 2.020 (tabla 7 y 8). La estrategia de esta plataforma es enfocar el crecimiento del negocio de transmisión en regiones distintas al Valle del Cauca.

A nivel de cuentas, su participación se refleja mediante ingresos por el método de participación patrimonial, con el 51% de participación sobre las utilidades del vehículo y a nivel de Balance General mediante inversión en Asociadas y Negocios Conjuntos, la cual se ve afectada por las inversiones realizadas y los dividendos recibidos del vehículo.

En materia de proyectos de generación de energía renovable se encuentra C2 Energía SAS, el cual no es un vehículo de inversión, sino un “Joint Venture” que permite una alianza alrededor de los proyectos solares, con una participación del 50% para Celsia y Cubico respectivamente. Celsia ha informado que aportará

Tabla 7. Balance Caoba Inversiones

	2019	2020
Total Activos	1.513	1.448
Total Pasivos	1.238	1.191
Patrimonio	276	257
Pasivo / Activo	82%	82%
Pasivo / Patr	449%	463%

Fuente: Celsia. Miles de MM COP.

Tabla 8. Estado Resultados Caoba

	2020
Ingresos ordinarios	150
EBITDA	127
Utilidad Neta	10
Margen EBITDA	85%
Margen Neto	7%

Fuente: Celsia. Miles de MM COP.

⁷ Acorde a Celsia, Cubico es un inversionista en energías renovables. Tiene presencia en diez países y una capacidad instalada de generación de 3,1 GW. Cubico cuenta con dos socios, ambos fondos de pensiones canadienses, Ontario Teachers' Pension Plan (OTPP) y PSP Investments.

su conocimiento del mercado energético colombiano con la construcción, operación, mantenimiento de los proyectos y la comercialización de energía. A través de este vehículo Celsia Colombia tiene beneficios de deducción especial de renta (50% de la inversión) y depreciación acelerada (5 años), sin compartirlos con su socio.

Son parte de esta plataforma las granjas solares de Yumbo, Bolívar y las demás en proceso de desarrollo que sean mayores a 8,0 MW. El negocio de techos solares, tanto comerciales como residenciales, permanece en manos de Celsia. Con esta alianza la compañía busca crecer de manera más acelerada en granjas solares.

Capex

En cuanto al Capex de generación, tuvimos en cuenta el nivel de inversiones informado por la compañía al cierre 2.020, con mayor participación en el periodo 2.021 – 2.023, sobresaliendo las inversiones relacionadas con el proyecto térmico “El Tesorito”, los proyectos eólicos Acacia y Camelias en La Guajira y diversos proyectos solares. En distribución, el Capex incluye que las inversiones estimadas en Tolima (gráfica 35). En centro América, no incluimos la posible desinversión de la planta térmica BLM en Panamá. A nivel general, la compañía mostraría holgura entre su energía generada y su capacidad instalada (gráfica 36).

Otras variables

A nivel de impuestos incluimos los incentivos a la generación de energía eléctrica con FRNC relacionados con la Ley 1715 de 2.014 y modificaciones posteriores, la cual le permite a la compañía deducir de su renta el 50% de las inversiones realizadas en FRNC, impactando positivamente su base gravable en Colombia. Respecto al capital de trabajo, se consideró el comportamiento histórico presentado por la compañía.

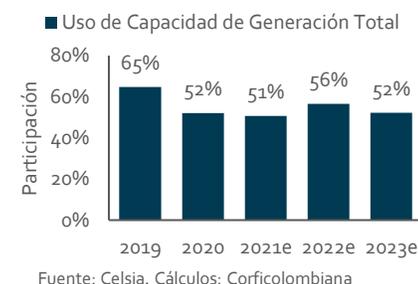
A nivel de endeudamiento, consideramos que acorde a nuestros flujos estimados, la empresa debe recurrir a endeudamiento adicional para cubrir sus necesidades de caja en algunos años, lo cual establecemos como deuda revolvente, donde los indicadores de endeudamiento se ubicarían en niveles cercanos a los últimos años (gráfica 37).

En el periodo explícito de proyección incluimos una optimización relacionada con un nivel de caja mínima operativa de 60 días. Recordamos que el modelo cuenta con la capacidad de optimización según un nivel de caja mínima, un objetivo de Deuda / EBITDA y/o Deuda / Patrimonio estimado para cada año, pero con el objetivo de no sobre dimensionar los recursos adicionales otorgados, decidimos utilizar la caja mínima como medida de optimización, la cual se refleja en el Flujo de Efectivo (tabla 9).

Gráfica 35. Capex



Gráfica 36. Uso de Capacidad



Gráfica 37. Endeudamiento

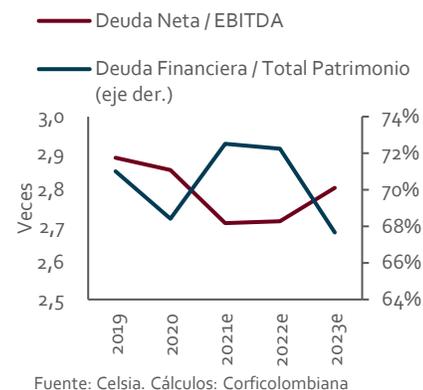


Tabla 9. Flujo de Efectivo

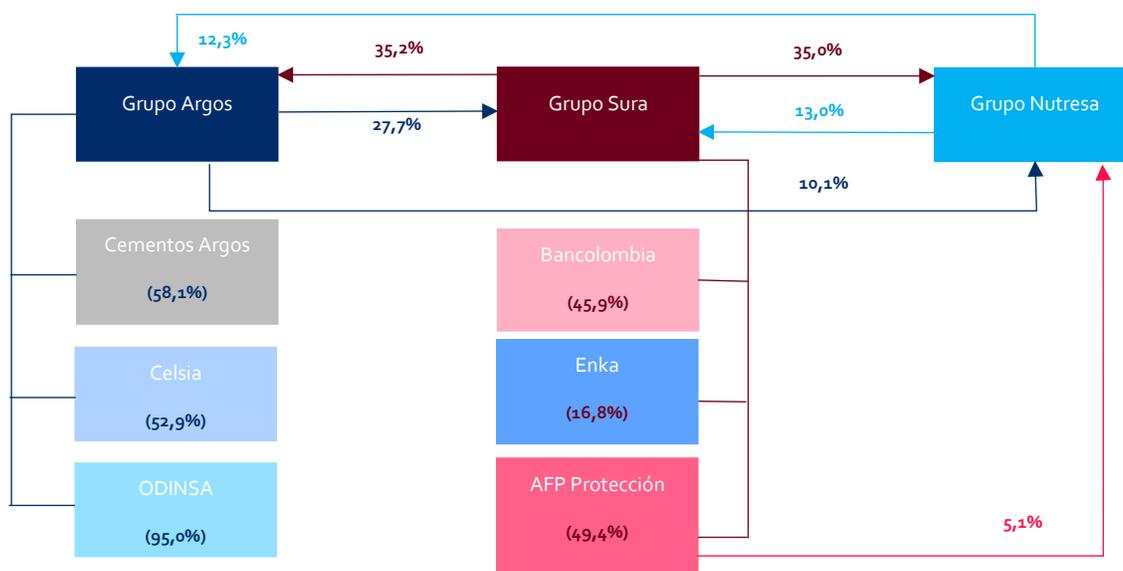
	2021e	2022e	2023e	2024e
Utilidad Neta Controladora	470	509	478	426
Total Flujo de Caja Operación	1.388	1.316	1.269	1.224
Total Flujo de Caja Inversión	-1.222	-936	-581	-358
Total Flujo de Caja Financiación	-100	-340	-678	-859
Caja Final	465	505	514	522

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana. COP Miles de MM.

Relación de Celsia con Grupo Argos y su política de dividendos

Celsia forma parte del Grupo Empresarial Argos cuya matriz es la sociedad denominada Grupo Argos S. A, la cual desarrolla sus negocios mediante un conjunto de compañías subordinadas. Grupo Argos es el principal accionista de Celsia con el ~ 53%, siendo una matriz de inversiones, cuya naturaleza jurídica corresponde a una sociedad anónima, inscrita en la Bolsa de Valores de Colombia, al igual que sus filiales Celsia (energía eléctrica), Cementos Argos (cemento), mientras que Odinsa (concesiones viales y aeroportuarias) fue deslistada en 2.018.

La composición accionaria de Celsia le garantiza gobernabilidad a la empresa, en línea con el direccionamiento del holding Grupo Argos en particular, y del Grupo Empresarial Antioqueño (GEA) en general (gráfica 38). Adicionalmente, la pertenencia a estos grupos también incide positivamente en la liquidez de la acción de Celsia.

Gráfica 38. GEA. Participaciones Directas. Acciones Ordinarias

Fuente: Superintendencia Financiera. Cálculos: Corficolombiana. Cifras al 30/06/2020.

Respecto a los dividendos, cabe mencionar que la gestión activa de Grupo Argos como Holding se refleja en los dividendos provenientes de Celsia, los cuales han

tenido una participación histórica promedio del 23% sobre el total de los dividendos recibidos por la Holding (tabla 10), siendo en los últimos años la segunda fuente de dividendos recibidos por Grupo Argos después de Cementos Argos, el cual ha participado con un promedio histórico del 41%.

Tabla 10. Participación dividendos Celsia en dividendos recibidos por Grupo Argos								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Dividendos recibidos Celsia	60.048	66.132	72.873	31.906	62.006	87.572	103.105	136.776
Total dividendos recibidos G. Argos	244.170	263.435	275.696	244.267	343.224	410.926	410.465	474.293
Participación	25%	25%	26%	13%	18%	21%	25%	29%

Fuente: Grupo Argos. Cálculos: Corficolombiana. Celsia incluye EPSA. Cifras en COP MM.

Previo a la pandemia, la compañía registraba un crecimiento constante en la distribución de dividendos. Cabe recalcar que, pese a los efectos de la pandemia, la compañía mantuvo un dividendo elevado frente a sus utilidades en el último año. La evolución junto con el *payout* respectivo se muestran en la gráfica 39. Hacia adelante estimamos un crecimiento acorde a su comportamiento histórico.

Gráfica 39. Dividendo y Payout



Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Principales Riesgos

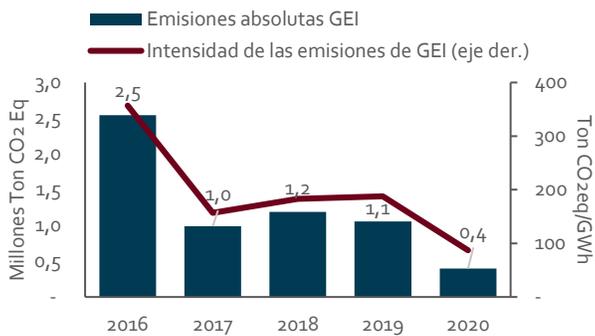
Consultas previas, estructura de deuda, Sostenibilidad y ESG, etc

Respecto a los riesgos, tanto al alza como a la baja, consideramos importante resaltar:

- Aunque los parques eólicos Acacia y Camelias cuentan con sus respectivas licencias ambientales y consultas previas listas para la etapa de verificación, **se debe dar la evolución favorable de la licencia para la línea de transmisión respectiva**. En este tema de licencias ambientales, aunque se trata de segmentos y ubicaciones diferentes, cabe mencionar que en el pasado Celsia ha tenido experiencias desfavorables, como el caso del proyecto hidroeléctrico Porvenir II, el cual se encuentra suspendido desde hace varios años.
- A modo general, **el tema de consultas previas y licencias ambientales puede afectar el cronograma de entrada de los proyectos energéticos a nivel nacional**, lo cual se suma a los atrasos generados por el COVID-19, tanto en el segmento de generación como de transmisión de energía. Junto a **temas legales y/o operativos que retrasen la entrada de los principales proyectos que se sumarán a la matriz de generación, como el proyecto Hidroituango, el cual se vió involucrado en decisiones que la contraloría tomó en abril 2.021 sobre alguno de sus contratistas**. Adicional a los problemas de saturación de las redes de transmisión y distribución en algunas zonas, lo cual puede dificultar el encontrar puntos de conexión para los proyectos.
- La posibilidad de una nueva subasta de renovables, la cual se espera se pueda realizar durante el 2.021, tendría **retos como el hecho que los comercializadores del mercado no regulado deban tomar riesgos a largo plazo, sin tener claridad sobre la seguridad con la cual puedan vender esa energía a un usuario final**. A diferencia de la subasta de FRNC de 2019, la cual estaba enfocada en el mercado regulado, permitiendo al comercializador trasladar la tarifa de contratación al usuario final.
- A nivel tributario, es importante hacer seguimiento **al Proyecto de Ley de Reforma Fiscal y los cambios que se puedan presentar en cuanto a gravar bienes y servicios del sector, como plantas solares**. Esto podría tener efectos adversos en el desarrollo futuro de este tipo de proyectos y en los precios de futuras subastas de largo plazo. De igual manera, es importante monitorear los cambios que se presenten en impuestos corporativos.

- Así mismo, la **Reforma Fiscal plantea la creación del Fondo Único de Soluciones Energéticas -FONENERGÍA-** el cual coordinará los recursos para financiar y realizar planes, proyectos y programas de mejora de calidad en el servicio, expansión de la cobertura energética y normalización de redes. Este fondo sustituiría los siguientes fondos y programas: Programa de Normalización de Redes Eléctricas -PRONE, creado por la Ley 1117 de 2.006; Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas -FAER, creado por la Ley 788 de 2.002; Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas no Interconectadas -FAZNI, creado por la Ley 633 del 2.000; y el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural -FCFFGN.
- Respecto al CERE y al Cargo por Confiabilidad, es importante monitorear **posibles cambios que puedan darse en la agenda regulatorio de la CREG con relación a los mecanismos de asignación y remuneración**, entre otros. Sumado a la posibilidad que el ente regulador establezca nuevas condiciones para definir tanto el comienzo como la finalización del período de desabastecimiento eléctrico en Colombia.
- A largo plazo, en medio de un objetivo de carbono neutro al 2.050 por parte de diferentes países, **se abre la puerta a la posibilidad de exportar energía renovable enfocada en países que no tengan la capacidad de producir toda la energía renovable necesaria**. A modo de ejemplo, tecnologías en desarrollo con base en hidrógeno permitirían que la energía producida se meta en equipos de electrólisis y se convierte en gas limpio o combustible sintético.
- Respecto a la deuda del SPV creado con Cubico, consideramos adecuado **monitorear la evolución del apalancamiento del vehículo, los posibles colaterales que puedan relacionarse con los prestamos incurridos, al igual que la regulación que lo enmarque**, la facilidad con que se pueda monitorear el nivel de riesgo en que se está incurriendo, entre otros.
- En cuanto a los criterios ambientales, sociales y de gobernanza (ESG, por sus siglas en inglés), respecto a la dimensión económica y de gobernanza, queremos resaltar que la compañía ha mantenido un 57% de miembros independientes en su Junta Directiva (4 de 7 miembros) y que además más del 91% de sus proveedores son locales.

- En la dimensión social, el número de colaboradores de la compañía ha venido en aumento, pasando de 1.557 en 2016 a un total de 2.131 al 2020, de los cuales el 30% son mujeres. En la dimensión ambiental, la compañía ha venido reduciendo sus emisiones absolutas de Gases Efecto Invernadero (GEI), al igual que la intensidad de las emisiones (gráfica 40).
- Además, la compañía ha sembrado más de 5,7 millones de árboles mediante su programa ReverdeC.

Gráfica 40. Dimensión Ambiental

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Valoración

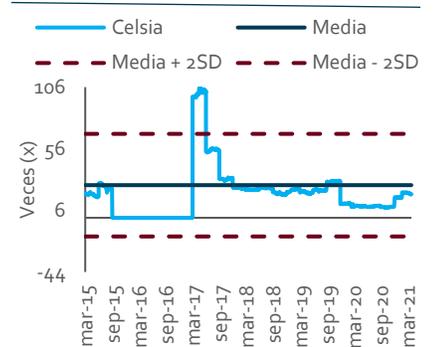
Comparables y múltiplos históricos

Al analizar los principales múltiplos de valoración relativa, Celsia luce cara frente a algunos de sus pares, **siendo mayor en un 69% respecto al P / E y un 19% en el múltiplo EV / EBITDA**. Por su parte, **en el múltiplo P / VL luce un 3% por debajo de sus pares** (tabla 11 y gráfica 41). Nuestro análisis incluyó cifras al cierre 2.020 para todas las compañías. Es así como, si se tomara únicamente el análisis de múltiplos, Celsia luce menos atractiva que los pares analizados.

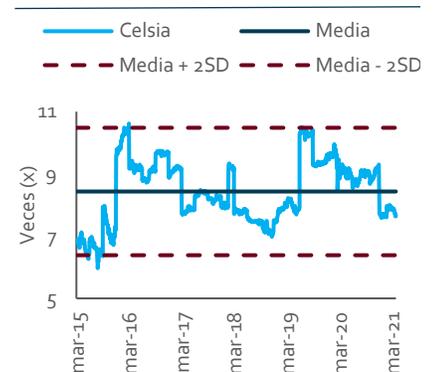
Tabla 11. Múltiplos Celsia vs Pares

Compañía	Dividend Yield	P / E Mercado	EV / EBITDA	P / VL
Celsia	5,9%	19,0 x	7,7x	0,8x
AES Gener	5,7%	-	5,6x	0,7x
Duke Energy	3,9%	55,1x	13,7x	1,6x
Enel Chile	8,0%	-	7,3x	1,0x
Engie Chile	7,7%	7,3x	4,5x	0,5x
Engie Perú	1,5%	11,2x	6,4x	0,8x
Mediana	5,7%	11,2x	6,4x	0,8x
Diferencia sobre Mediana Total		69%	19%	-3%

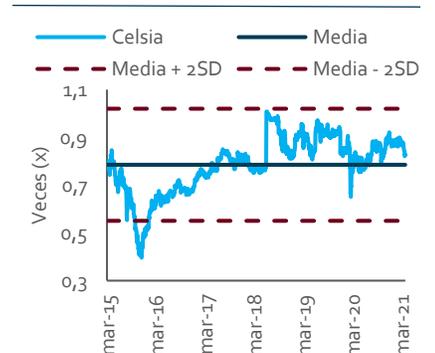
Fuente: EE. FF compañías y Capital IQ. Cálculos: Corficolombiana. Precios al 27/04/2021

Gráfica 42. P/E

Fuente: Capital IQ. Cálculos: Corficolombiana.

Gráfica 43. EV / EBITDA

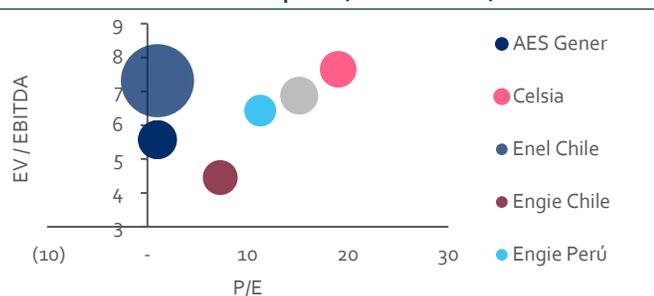
Fuente: Capital IQ. Cálculos: Corficolombiana.

Gráfica 44. P / VL

Fuente: Capital IQ. Cálculos: Corficolombiana.

Otra parte del análisis corresponde al análisis de los múltiplos de Celsia frente a su histórico. Tomando datos trimestrales desde el 2015, al 4T20, el P/E se ubican aproximadamente un 28% por debajo del valor medio y el EV / EBITDA un 9%, mientras que el P / VL se ubica un 5% por encima (gráficas 42, 43 y 44), con lo cual la empresa luce barata en términos de P/E y EV / EBITDA.

Gráfica 41. EV/EBITDA vs P/E



Fuente: Capital IQ. Cálculos: Corficolombiana.
Burbujas según marketap en USD.

Valoración por Flujo de Caja

La valoración se realiza a través de la metodología de Flujo de Caja libre para el Accionista (FCFE) descontado al Costo del Equity (K_e). Consideramos que es lo más apropiado dadas las necesidades de recursos de la compañía, al tener que cumplir, en nuestra proyección, con una caja mínima operativa asumida en 60 días, junto a los vencimientos respectivos de sus obligaciones financieras, generando desembolsos adicionales en algunos años, que incluimos como revolvente en nuestro modelo, respetando la división de deuda en moneda local y en dólares de la compañía (tabla 12 y 13).

Tabla 12. Métricas de Valoración

	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
EBITDA	1.529	1.448	1.351	1.490	1.648
Δ Var. Capital de Trabajo	21	19	21	-12	-15
Capex	-936	-581	-358	-344	-344
Impuestos	-266	-227	-196	-262	-319
Deuda Financiera*	-51	-380	-551	-593	-683
FCFE	297	279	267	280	286
Tasa de Descuento (K_e)	9,6%	9,8%	9,6%	9,4%	9,2%
VP Flujo de Caja Accionista	279	239	209	201	190
Perpetuidad					8.751
Crecimiento a perpetuidad (g)	5,7%				
∑ VP FC Accionista	1.118	16%			
VP Valor Terminal	5.802	84%			

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana. COP Miles de MM. *Desembolsos – pago de deuda. Incluye gastos financieros de obligaciones y otros gastos financieros.

Tabla 13. Costo del Equity (Ke)

	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
Prima de Riesgo País	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Tesoros a 10 años	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Stocks contra Bonds	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%
Tasa de Impuestos	28,1%	25,2%	25,3%	29,4%	29,5%
Beta apalancado	0,74	0,73	0,71	0,67	0,64
Rolling Ke USD	8,7%	8,7%	8,6%	8,3%	8,1%
Devaluación implícita	0,8%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Rolling Ke COP	9,6%	9,8%	9,6%	9,4%	9,2%

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Incorporamos los elementos descritos en el documento, obteniendo un **precio objetivo de COP 5.196 a 12 meses y la recomendación de sobreponderar**. Esto implica un potencial de valorización de 20,6% a un año. El 16% del valor corresponde a la porción explícita de la proyección (hasta el 2.026) y el restante corresponde a la perpetuidad (tabla 14 y 15).

El menor peso del periodo explícito se relaciona principalmente con un periodo de proyección conservador, el nivel de Capex propio en que incurre la compañía para su crecimiento en los distintos segmentos, especialmente generación y distribución, junto a los vencimientos respectivos de su deuda y gastos financieros asociados. De igual manera, la perpetuidad de la valoración incorpora las expectativas de crecimiento a mediano plazo en los principales mercados donde se encuentra Celsia.

Consideramos que el valor fundamental de la compañía deberá reflejarse en el precio de la acción, si bien puede que el precio de mercado se demore en ajustar.

Tabla 14. Cálculos de la Valoración

Valoración (COP Miles de MM)	P.O. 12 meses
\sum VP FC	1.118
VP Valor Terminal	5.802
Total	6.921
Interés Minoritario	1.361
Equity Value	5.559
Acciones en Circulación (Miles de MM)	1,07
Precio Objetivo COP	5.196
Precio de cierre	4.310
Potencial Valorización	20,6%
% explícito	16%
% terminal	84%

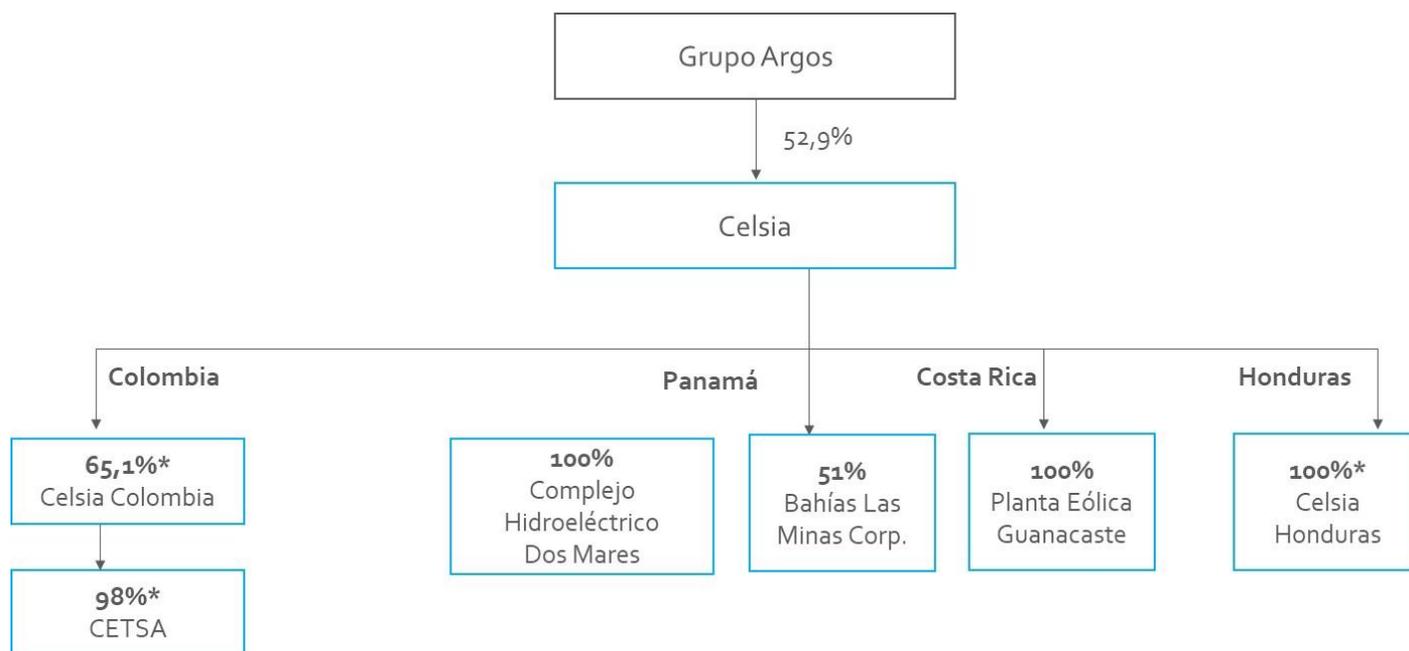
Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana. Precio de cierre del 30/04/2021.

Tabla 15. Múltiplos de Valoración

	2021e	2022e	2023e	2024e
EV / Ebitda (x)	7,5	7,4	7,8	8,3
Precio / Ganancias (x)	11,8	10,9	11,6	13,1
Precio / Valor en Libros (x)	1,2	1,1	1,1	1,1

Fuente: Celsia. Cálculos: Corficolombiana.

Anexo 1. Estructura Corporativa



Fuente: Celsia. *Posiciones directas e indirectas.

Anexo 2. Generalidades del mercado eléctrico en Colombia, Transición energética y Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC).

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 los servicios. Tras el extenso periodo de racionamiento entre 1.992 y 1.993 debido al fuerte 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 3.

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. En el anexo 4 se muestran las principales autoridades del sistema de energía y en el anexo 5 incluimos un glosario de términos y unidades.

Cabe recordar que, algunas compañías, dentro de las cuales se encuentra Celsia, 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 (IHH)⁸ sea mayor o igual a 1.800, la 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 de 2006 una empresa que busque participar en este segmento debe tener como único objeto la actividad de transmisión.

Adicionalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (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 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

⁸ 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.

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.

Aunque en el documento hablamos sobre los precios de la energía, es importante explicar uno de sus principales componentes el **Costo Equivalente Real de Energía (CERE) del Cargo por Confiabilidad** y la razón de ser del **Cargo por Confiabilidad (CxC)**. 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 hidrología 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 16 se desglosan algunos cargos que recolecta el generador.

Tabla 16. 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 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 45).

Gráfica 45. CERE vs Tasa de cambio



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana.

Transición energética y Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC)

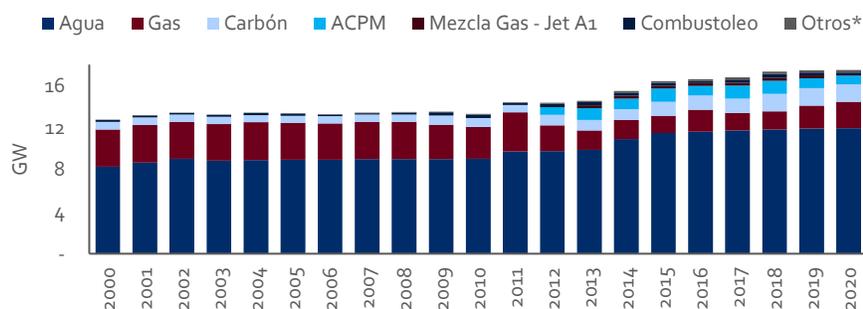
Composición matriz energética en Colombia

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.

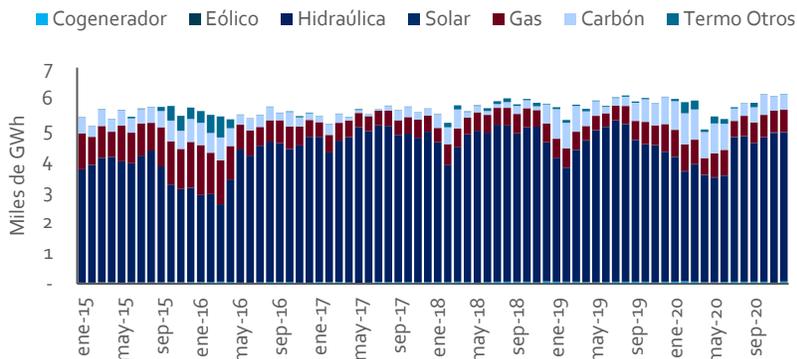
Sobre la evolución de la capacidad efectiva de generación, en la gráfica 46 se observa la relevancia que mantiene la fuente hídrica en la matriz de generación, seguida del parque térmico. En la gráfica 47 se muestra el fuerte efecto que tuvo el fenómeno de “El Niño” en el periodo 2.015 – 2.016, donde la disponibilidad de recursos hídricos 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 46. Capacidad Efectiva Neta



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

Gráfica 47. Generación por tecnología

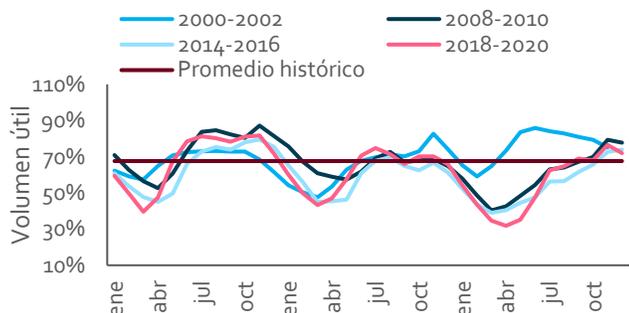


Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana.

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 48). 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 49). 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%).

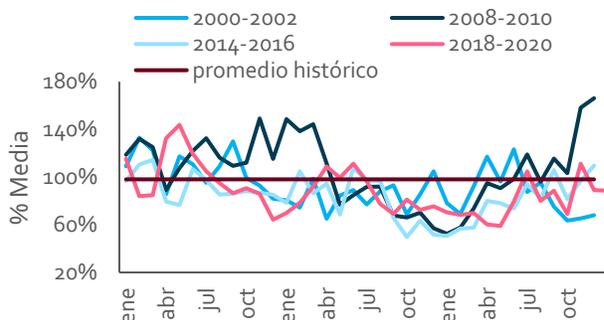
Posteriormente, el nivel agregado de los embalses registró una leve mejora en los meses de mayo y junio del 2.020, acompañado de una reducción en la demanda de energía, producto de las medidas de confinamiento, y una mayor participación de la generación térmica en la matriz, compensando la menor generación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

Gráfica 48. Reservas hídricas



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana

Gráfica 49. 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.

Respecto al parque térmico, 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%.

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 Fuentes Renovables No Convencionales (FNRC).

El potencial de Colombia en FRNC es principalmente eólico y solar (anexos 6 y 7), 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)/m² durante el año, la cual supera el valor promedio mundial de 3,9 kWh/m². 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 protagónico.

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, dando mayor flexibilidad en la gestión del riesgo de atención de la demanda de energía eléctrica. Por su parte, dado que las FRNC no son fuentes 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 a una hidroeléctrica puede tardar entre 5 y 7 años, con una mayor vulnerabilidad frente riesgos de construcción y ambientales, 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.

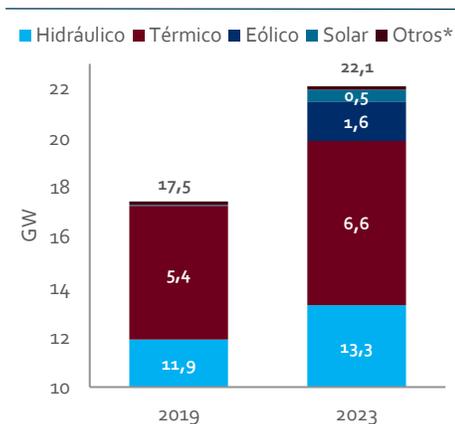
Tras la subasta de FRNC de octubre del 2.019, se estima que de los cerca de 22 GW de capacidad efectiva neta esperada para el periodo 2.022 – 2.023, incluyendo las Obligaciones de Energía Firme (OEF), cerca del 10% provendrá de FRNC, contrastando con menos del 1% que se tiene actualmente (gráfica 50). Cabe mencionar que Celsia fue adjudicataria de la subasta de FRNC de octubre 2019, con sus proyectos eólicos Acacias y Camelias, con capacidad instalada conjunta de 330 MW, con un total de energía contratada de 768 GWh-año (~ 18% de la energía subastada), a un precio promedio de adjudicación de COP 101,97– COP 105/ kWh + CERE. **Además, 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 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% (gráfica 51). 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.

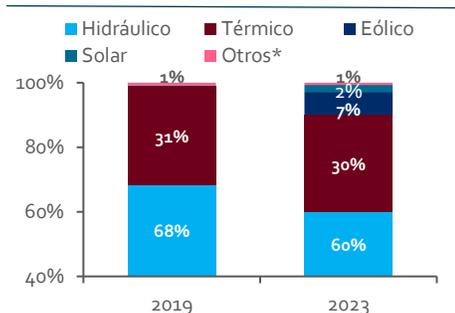
Además, como lo menciona el Plan Energético Nacional 2.020-2.050 en su Pilar 1 (Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento), el abastecimiento interno dependerá de la explotación de recursos locales y de la diversificación de la matriz, con la energía renovable como jugador principal para la generación eléctrica.

Gráfica 50. Capacidad Efectiva



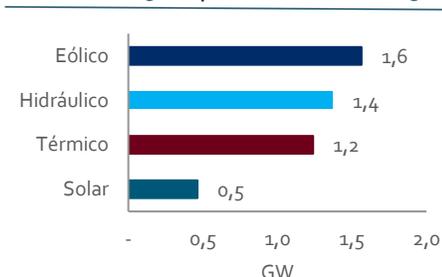
Fuente: UPME. XM. Cálculos: Corficolombiana.
*Bagazo, Biogas.

Gráfica 51. Matriz Generación



Fuente: UPME. XM. Cálculos: Corficolombiana.
*Bagazo, Biogas.

Gráfica 52. Capacidad Añadida al 2023



Fuente: UPME. XM.
Cálculos: Corficolombiana.

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 52). 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 en 2.023 otros 600 MW, y el restante en años posteriores.

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”.

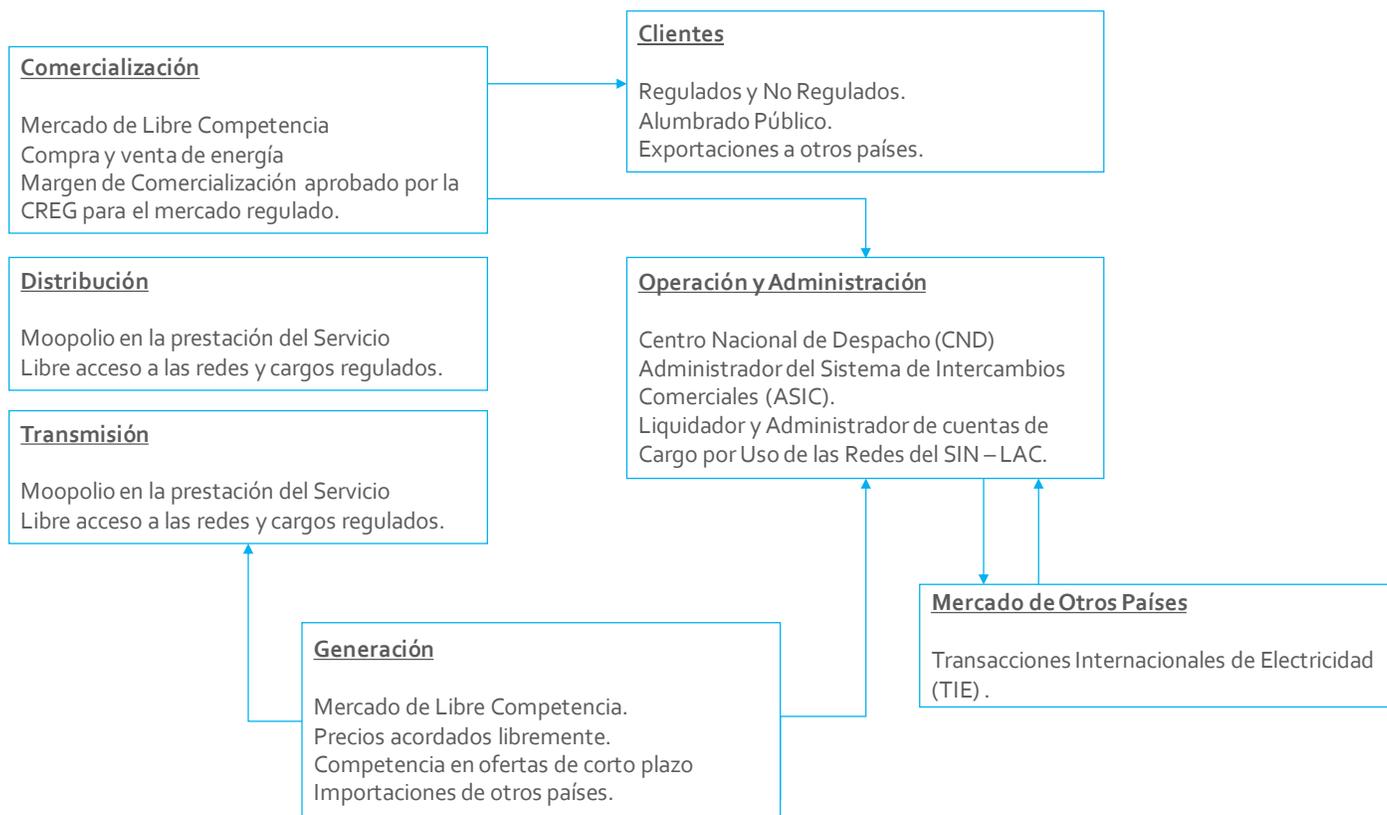
Creemos que, en el mediano plazo, el aspecto ambiental se deberá abordar mediante el uso de combustibles fósiles más limpios como el gas natural, corroborando que se trata del combustible de transición hacia una generación más limpia, bajo el criterio de seguridad energética.

Por último, 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 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 (por ejemplo, cimentación, instalación y transporte de estructuras, entre otros) y mantenimiento frente a los proyectos en tierra.

Anexo 3. Estructura del mercado de electricidad en Colombia



Fuente: Derivex. XM.

Anexo 4. Principales autoridades del sistema de energía en Colombia

- **Ministerio de Minas y Energía (MME):** Entidad responsable de fijar las políticas y supervisar el funcionamiento general del sector eléctrico.
- **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME):** Unidad administrativa especial, perteneciente al MME, enfocada en el desarrollo, actualización y planeación del sector, lo cual incluye la definición del Plan de Expansión del STN.
- **Departamento Nacional de Planeación (DNP):** Es una entidad de carácter técnico, enfocada en el análisis y estudio y asesoría al Estado en asuntos relacionados con el desarrollo nacional, incluyendo proyectos de infraestructura.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):** Es la encargada de la regulación de los sectores de energía, gas y combustibles líquidos. Dentro de sus funciones se encuentra la definición de los mercados regulados y no regulados, además de las metodologías de cálculo de cargos por uso del STN, STR y SDL, así como la fijación de tarifas, entre otros.
- **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD):** Entidad encargada de la supervisión, vigilancia y control de los servicios públicos.

Fuente: Celsia. CREG. XM. UPME

Anexo 5. Glosario

Activos de conexión al STN: Son aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores que se conecten, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

Activos de conexión a un STR o a un SDL: Son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, usuario final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local. Los activos de conexión a un STR o a un SDL se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios de dichos activos.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las Leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la Bolsa, para generadores y comercializadores; de las subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

Agente generador: Es la empresa registrada ante el Administrador del SIC que realiza la actividad de generación de energía.

Agentes del Mercado Mayorista: Los generadores, los comercializadores y los transportadores registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP): Institución pública de Costa Rica encargada de regular los servicios públicos de agua, electricidad, combustibles, transporte público.

Base Regulatoria de Activos (BRA): En Colombia corresponde al valor en pesos colombianos que usa el regulador como base para reconocer los cargos de distribución, es decir, el ingreso recibido por tener los activos disponibles y operando.

Bolsa de Energía: Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas del Reglamento de Operación, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la Bolsa de Energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

Capacidad efectiva: Máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en megavatios) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.

Cargo por Confiabilidad (Cx): Es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador. Se creó con el fin de migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación energético en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar los recursos de generación no

sólo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente.

Centro Nacional de Despacho (CND): Dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE): Cargo recolectado por todos los generadores con una capacidad instalada mayor a 20 MW, con y sin compromisos por ENFICC, el cual incorpora el generador tanto en los precios de corto plazo como en los contratos bilaterales y sirve para remunerar al generador que compromete su ENFICC para el CxC.

Comercialización de energía eléctrica: Actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Está sujeta a las disposiciones previstas en las leyes eléctricas y de servicios públicos domiciliarios, en lo pertinente.

Comercializador de energía eléctrica: Persona natural o jurídica que comercializa electricidad, bien como actividad exclusiva o en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ella sea la actividad principal.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Organismo creado mediante el artículo 68 y siguientes de la Ley 142 de 1994, como unidad administrativa especial, con independencia administrativa, técnica y patrimonial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de emitir la regulación del sector eléctrico y de gas combustible.

Contrato en bolsa: El que se celebra a través del administrador del Sistema de Intercambios Comerciales para la enajenación hora a hora de energía, y cuyos precios, cantidades, garantías, liquidación y recaudo se determinan por la Resolución CREG 024 del 13 de julio de 1995.

Contratos de Largo Plazo: Contrato de compra venta de energía celebrado entre agentes comercializadores y generadores que se liquida en la Bolsa de Energía, para lo cual debe tener como contenido mínimo: la identidad de las partes contratantes; reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar y el respectivo precio, en forma consistente con los procedimientos de la liquidación.

Demanda comercial: Valor de la demanda real del comercializador, afectada con las pérdidas en las Redes de Transmisión Regional o de Distribución Local y las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional.

Demanda del comercializador: Se entenderá que la demanda del comercializador en un Sistema de Transmisión Regional es igual a la demanda comercial del mismo en dicho sistema, menos su respectiva participación en las pérdidas del STN.

Demanda de energía: Carga en kWh solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción durante un periodo de tiempo determinado.

Demanda de potencia: Carga en kVA o kW solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción en un momento determinado.

Despacho central: Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, a cargo del Centro Nacional de Despacho en coordinación con los Centros Regionales de Despacho y las empresas, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Despacho económico: Programación de la generación para cubrir la demanda esperada, de tal forma que para cada hora se utilicen los recursos de menor precio, cumpliendo con las condiciones límites que tiene el sistema como son los requisitos de reserva rodante, las inflexibilidades y las restricciones.

Despacho ideal: Es la programación de generación que se realiza a posteriori en el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), la cual atiende la demanda real con la disponibilidad comercial de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios por orden de méritos de menor a mayor, sin considerar las diferentes restricciones eléctricas u operativas que existen en el sistema, y considerando las características técnicas de las plantas generadoras.

Despacho programado: Programa de generación que se realiza para atender una predicción de demanda y que está sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta de precios y asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor.

Distribuidor Local (DL): Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Distribución Local, o que ha constituido una empresa en cuyo objeto está el desarrollo de dichas actividades

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE): Entidad estatal de Honduras encargada del desarrollo y construcción de facilidades de electrificación, al igual que la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica en este país.

Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC): Máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI): Es un fondo de cuenta especial de manejo de recursos públicos y privados, sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Política de Colombia, el Estatuto Orgánico del presupuesto General de la Nación y las demás normas legales vigentes aplicables al mismo. Creado por el artículo 81 y siguientes de la Ley 633 de 2000.

Frontera comercial: El punto de conexión de generadores y comercializadores a las redes del Sistema de Transmisión Nacional, a los Sistemas de Transmisión Regional y a los Sistemas de Distribución Local. Sólo define el punto de medición, pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Así, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial. Son fronteras comerciales los puntos de entrega de energía neta de los generadores; de conexión al sistema de transmisión nacional, regional o local; de consumo de alumbrados públicos; usuarios no regulados y usuarios regulados atendidos por un comercializador diferente al de su mercado de comercialización; y puntos de consumos auxiliares de generadores.

Gases Efecto Invernadero (GEI): Componente gaseoso de la atmósfera, natural o antropógeno, que absorbe y emite radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación terrestre, emitida por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera o por las nubes, considerados por la Convención y por la Enmienda de Kigali, o las que las reemplacen.

Generación fuera de mérito: Generación requerida en el sistema que está por encima del precio marginal.

Índice de concentración de Herfindahl Hirschman (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

Índice de disponibilidad: Se define como el porcentaje de tiempo total sobre un periodo dado, durante el cual un activo de conexión al STN o de uso del STN, estuvo en servicio o disponible para el servicio. Se excluyen regulatoriamente algunas indisponibilidades para calcular este índice

Indisponibilidad parcial: Se define como el tiempo equivalente sobre un periodo dado, durante el cual un activo de conexión al STN o de uso del STN, estuvo disponible, pero con capacidad reducida.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): Entidad estatal de Costa Rica la cual le brinda servicios de electricidad y telecomunicaciones

Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC): Entidad encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista, de acuerdo con la regulación vigente.

Mantenimiento programado: Mantenimiento de equipos que es reportado por las empresas al CND para ser considerado en la coordinación integrada de mantenimientos.

Medidas de Energía Eléctrica:

- **GW:** Gigawatts hora. Unidad de potencia.
- **GWh:** Gigavatio-hora. Equivale a 1.000.000.000 Wh.
- **KVA:** Kilo Voltio Amperio.
- **KV:** Kilovoltio.
- **KWh:** kilovatios hora
- **MW:** MegaWatts. Unidad de potencia.
- **MWh:** Megavatio-hora. Equivale a 1.000.000 Wh
- **Wh:** El watt-hora, simbolizado Wh, es una unidad de energía expresada en forma de unidades de potencia por tiempo, con lo que se da a entender que la cantidad de energía de la que se habla es capaz de producir y sustentar una cierta potencia durante un determinado tiempo. Así, un watt-hora es la energía necesaria para mantener una potencia constante de un watt (1 W) durante una hora.
- **W:** Un watt (W) o vatio es la unidad con la que se mide la potencia del Sistema Internacional de Unidades. Si son de poca potencia, la potencia eléctrica de los aparatos eléctricos se expresa en watts, pero si son de mediana o gran potencia se expresa en kilowatts (kW) que equivale a 1.000 watts; Megawatts (MW) que equivale a 1.000.000 watts; Gigawatts (GW) que equivale a 1.000.000.000 watts, y Terawatts (TW) que equivale a 1.000.000.000.000 watts.

Mercado de Energía Mayorista (MEM): Es el encargado de la administración del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC- mediante el registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores. Liquidar y Administra las cuentas de cargos por uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional -LAC- realizando el cálculo de ingresos y compensaciones de los transportadores y distribuidores, la liquidación y facturación de cargos para comercializadores y la gestión financiera del proceso. Presta servicios de información (con y sin valor agregado) a los interesados en el mercado para la toma de decisiones en las empresas.

Mercado ocasional: Transferencias de electricidad en el corto plazo entre agentes, que no han sido establecidas mediante contratos.

Mercado Regulado: Abarca usuarios industriales, comerciales y residenciales con demandas de energía inferiores a 55 MWh. En este mercado, la estructura de tarifas es establecida por la agencia reguladora CREG

Mercado No Regulado: Participan voluntariamente la industria y todos aquellos usuarios que tengan un alto consumo de energía. Actualmente un usuario no regulado es un consumidor con demandas de energía superiores o iguales a 55 MWh /mes. A diferencia del regulado, el precio de comercialización y generación se pacta libremente mediante un proceso de negociación entre el consumidor y el comercializador

Niveles de tensión: Los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición: nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV. Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV. Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV. Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Obligaciones de Energía Firme (OEF): Corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento.

Operador de Red de STR y/o SDL: Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR y/o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos.

Orden de méritos: Ordenamiento con base en los precios de oferta de los generadores.

Pague lo contratado: Tipo de contrato del Mercado de Energía Mayorista en el que el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de la Bolsa de Energía. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de la bolsa.

Pague lo demandado: Tipo de contrato del Mercado de Energía Mayorista en el que el agente comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando este sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la Bolsa de Energía. También denominado pague lo consumido.

Plantas centralmente despachadas: Las plantas de generación con capacidad efectiva mayor a 20 MW y las menores o iguales a 20 MW que quieren participar en el despacho económico.

Plantas menores: Plantas de baja capacidad que no se incluyen en forma desagregada en la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC): Las plantas con una capacidad instalada menor a 20 MW, sin tener en cuenta su tecnología.

Potencia firme: Mide la potencia que es capaz de garantizar el generador en condiciones de máximo requerimiento en función de sus características técnicas y operativas.

Precio en bolsa: En condiciones normales de operación, corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. Representa un precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario.

Precio de Escasez: Precio techo de venta de energía, que corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía. Este precio se calcula mensualmente de acuerdo con unos cálculos establecido en la regulación que define el esquema del cargo por confiabilidad.

Cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, se genera una señal de que hay una situación crítica en el sistema y se activa esta norma para regular el precio al que se compra la energía. El precio de escasez se determina de acuerdo con los costos variables asociados al SIN y al precio del combustible.

Precio de oferta: Precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente. Este precio debe reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir los generadores.

Precio de oferta ideal: Corresponde al precio de oferta del Despacho Programado considerando el CERE, para lo cual al precio de oferta del despacho se actualiza, restándole el CEE y sumándole el CERE.

Punto de conexión al STN: Es un barraje o cualquier tramo de una línea de transmisión perteneciente al STN, con tensión igual o superior a 220 kV, al cual se encuentra conectado o proyecta conectarse un generador, un Transmisor Nacional, un usuario no regulado o un Operador de Red de STR y/o SDL.

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.

Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (SAEB): Tiene como propósito la mitigación de inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

SAIDI: Promedio de horas por cliente sin servicio.

SAIFI: Promedio de veces por cliente sin servicio.

Sector eléctrico colombiano: Conjunto de participantes del Mercado de Energía Mayorista colombiano que hacen parte de la cadena productiva, así: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores.

Sistema de Distribución Local (SDL): Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC): Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el reglamento de operación que permite definir las obligaciones y acreencias de los generadores, los comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la Bolsa de Energía y de los transportadores, y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema de Transmisión Nacional (STN): Es el Sistema Interconectado de Transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR): Sistema Interconectado de Transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD): Entidad encargada de la inspección y vigilancia de las entidades que presten los servicios públicos domiciliarios, y los demás servicios públicos a los que se aplica la Ley 142 de 1994, creada por el artículo 75 y siguientes de dicha Ley.

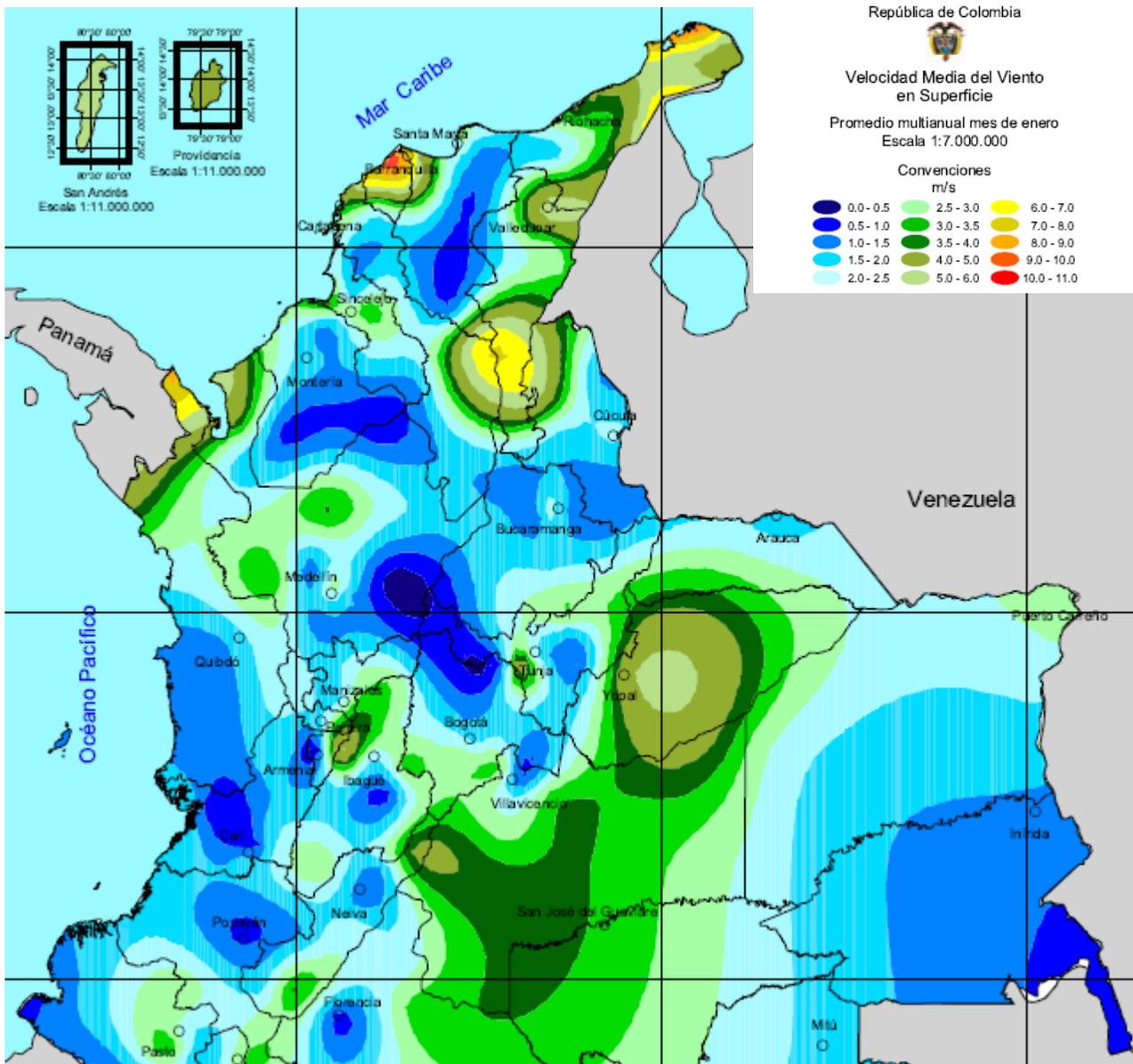
Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo (TIE): Transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de corto plazo de los países miembros de la comunidad andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente resolución, a través de enlaces internacionales.

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME): Es una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de la planeación integral del sector minero energético, creada por el decreto 2119 de 1992 y organizada según lo previsto en el artículo 15 de la Ley 143 de 1994.

Fuente: CREG. UPME. XM. ARESEP. ICE. ENEE. Vatia. Ministerio de Minas y Energía Colombia. Ministerio de Energía Chile.

Anexo 6. Potencial de generación eólica en Colombia

Velocidad del viento en superficie.



Fuente: IDEAM.UPME.

Equipo de investigaciones económicas

Jose Ignacio López

Director Ejecutivo de Investigaciones Económicas.

(+57-1) 3538787 Ext. 6165

jose.lopez@corficolombiana.com

Estrategia Macroeconómica

Julio César Romero

Economista Jefe

(+57-1) 3538787 Ext. 6105

julio.romero@corficolombiana.com

Ana Vera Nieto

Especialista Renta Fija

(+57-1) 3538787 Ext. 6163

ana.vera@corficolombiana.com

Maria Paula Contreras

Especialista Economía Local

(+57-1) 3538787 Ext. 6164

maria.contreras@corficolombiana.com

Juan Camilo Pardo

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6120

juan.pardo@corficolombiana.com

Laura Daniela Parra

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6196

laura.parra@corficolombiana.com

José Luis Mojica

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6107

Jose.mojica@corficolombiana.com

Maria Paula Gonzalez

Practicante Investigaciones Económicas

(+57-1) 3538787 Ext. 6112

paula.gonzalez@corficolombiana.com

Renta Variable

Andrés Duarte Pérez

Director de Renta Variable

(+57-1) 3538787 Ext. 6163

andres.duarte@corficolombiana.com

Roberto Carlos Paniagua Cardona

Analista Renta Variable II

(+57-1) 3538787 Ext. 6193

roberto.paniagua@corficolombiana.com

Finanzas Corporativas

Rafael España Amador

Director de Finanzas Corporativas

(+57-1) 3538787 Ext. 6195

rafael.espana@corficolombiana.com

Daniel Espinosa Castro

Analista Finanzas Corporativas

(+57-1) 3538787 Ext. 6191

daniel.espinosa@corficolombiana.com

Sergio Consuegra

Analista de Inteligencia Empresarial

(+57-1) 3538787 Ext. 6197

sergio.consuegra@corficolombiana.com

Contactos Casa de Bolsa

Oscar Javier Cantor

Presidente Casa de Bolsa

(+57-1) 6062100 Ext.

oscar.cantor@casadebolsa.com.co

Mesa Institucional Acciones

Alejandro Forero

Head de acciones Institucional

(+57-1) 6062100 Ext. 22843

alejandro.forero@casadebolsa.com.co

Juan Pablo Serrano

Trader de acciones Institucional

(+57-1) 6062100 Ext. 22630

juan.serrano@casadebolsa.com.co

Análisis y Estrategia

Juan David Ballén

Director Análisis y Estrategia

(+57-1) 6062100 Ext. 22622

Juan.ballen@casadebolsa.com.co

Luis Felipe Sánchez

Analista Renta Fija

(+57-1) 6062100 Ext. 22710

luis.sanchez@casadebolsa.com.co

Daniel Numpaque

Analista Junior Renta Fija

(+57-1) 6062100 Ext. 22602

daniel.numpaque@casadebolsa.com.co

Omar Suarez

Gerente Estrategia Renta Variable

(+57-1) 6062100 Ext. 22619

omar.suarez@casadebolsa.com.co

Sergio Segura

Analista Junior Renta Variable

(+57-1) 6062100 Ext. 22703

sergio.segura@casadebolsa.com.co

Valentina Rincón Florez

Practicante Análisis y Estrategia

ginary.rincon@casadebolsa.com.co

Jose Medina

Practicante Renta Fija

(+57-1) 6062100 Ext. 23632

Jose.medina@casadebolsa.com.co

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.