



Nota importante:

Este capítulo contiene los resultados, recomendaciones y conclusiones derivados del análisis financiero de las premisas y supuestos utilizados en la elaboración de las Proyecciones Financieras de EPM, los cuales fueron recibidos de los expertos de las distintas áreas técnicas y operativas de la organización, quienes tienen el conocimiento detallado de las líneas de negocios.

Las estimaciones y pronósticos contemplados en el presente ejercicio de Proyecciones Financieras están intrínsecamente sujetas a incertidumbres y varios eventos o factores que están por fuera del control de la Empresa, especialmente, aquellas estimaciones y proyecciones que dependen de eventos inciertos y futuros. No hay manera de asegurar que las estimaciones utilizadas en la proyección Financiera se cumplirán a cabalidad. Los resultados reales verificados en el futuro pueden diferir significativamente de aquellos sugeridos en la Proyección.

Por lo tanto, los resultados corresponden a pronósticos que buscan mostrar una tendencia y que dependen de los acontecimientos y circunstancias que pueden o no ocurrir como se esperaba, a pesar del seguimiento y gestión que se haga por parte de la Administración de la Empresa. Las diferencias entre los resultados reales y esperados pueden ser materiales, y el logro de los resultados previstos dependen de las acciones, planes y ejecuciones que se emprendan.

Plan financiero EPM 2018-2030

Principales supuestos – Generación de Energía EPM

Proyecto hidroeléctrico Ituango:

- Entrada en operación de la primera unidad en diciembre de 2021 y la quinta unidad en el 2023.
- Indemnización por seguros de daños por \$1,222 MM y por lucro cesante por \$1,321 MM en el 2021.
- Costo total del proyecto de \$14 billones, de los cuales 2,5 billones corresponden a costos financieros capitalizables (\$1 billón 2019-2021).
- Se incluyen \$600 MM para afectados a ser ejecutados entre 2018-2021: \$112 MM en 2018, \$200 MM en 2019, \$200 MM en 2020 y \$88MM en 2021.
- Se incluyen pago de cargos por las líneas de transmisión \$120 MM entre en 2020 y 2021.
- Baja de equipos por \$337.5 MM en el 2019.

Negocio de Generación:

- Disminución en los precios en bolsa en el periodo 2021-2026.
- Las plantas térmicas del interior cambian del combustible líquido o gas a GNL.
- No incluye inversiones de los proyectos como Espíritu Santo, Ipapure y Santo Domingo.
- Se mantiene el contrato de estabilidad jurídica.



- **Proyecto hidroeléctrico Ituango:** se priorizará la entrada en operación de la primera unidad, la cual se tiene previsto empezará a funcionar en diciembre de 2021.
- Se espera contar con cobertura total de ventas del proyecto hidroeléctrico Ituango con compras de energía y gas.
- Crecimiento de demanda 2019-2030: 1.9% se estima sea el crecimiento para el periodo proyectado.
- No se considera realizar expansión del negocio de generación de EPM adicional a Ituango. La expansión con energía renovables no convencionales previstas por EPM se materializará mediante alianzas.



- Expansión en renovables no convencionales: se espera que lleguen a 3,040 MW al año 2023.

Principales supuestos – Transmisión y Distribución de energía

Distribución de Energía Colombia:

- Aplicación del marco regulatorio a partir de febrero de 2019 (Resolución CREG 015 y 087 de 2018):
 - ✓ Mejor remuneración del AOM y menor castigo en Base Regulatoria de Activos.
 - ✓ La CREG ajustó fórmula de aplicación de la recuperación del capital.
 - ✓ Ingreso garantizado independiente del comportamiento de demanda



Internacionales:

- EEGSA: en el periodo 2018 a 2023 se proyecta los ingresos con un decrecimiento del 12% y un aumento en los costos del 10% (Bajo revisión por la filial)
- ENSA: ajuste regulatorio en ingresos a la baja y disminución en costos y gastos.

4

Premisas para el negocio de Transmisión y Distribución:

- Habrá un énfasis en productividad, continuidad del negocio y seguridad operacional. Tasa Anual de Crecimiento Constante (TACC) alusiva al crecimiento de la demanda cercana al 2%.
- En Colombia, se activará la Res. CREG 015 (activo depreciado, calidad, pérdidas, tecnología).
- En las filiales internacionales:
- ENSA (Panamá) y en DELSUR (El Salvador) tendrán un nuevo marco tarifario 2018-2022, con lo que se percibirá disminución del ingreso en ENSA, así como, un incremento del ingreso en DELSUR.
- DECA (Guatemala): se aplicará un nuevo marco tarifario 2018-2022, que ocasionará disminución del ingreso en EEGSA con inversiones solo para planes PET y PET NAC – TRELEC, y reducción del crecimiento de la demanda y precios bajos
- La incorporación de la productividad, eficiencias, y ajuste tanto en costo y gastos como en inversiones por contingencia del proyecto hidroeléctrico Ituango.

Principales supuestos – Aguas, Gas y Residuos sólidos

Aguas:

- Marco tarifario aprobado en diciembre 2017 y asume nuevo POIR en 2026.
- Se supone el 100% de ejecución de inversiones del primer decenio (2015-2025).
- Fusión de EP RIO en el año 2020 (Integración tarifaria a partir de 2021).
- PTAR Aguas Claras: actualmente avanzan las pruebas. Inicio de operación último trimestre 2018.



Gas:

- Marco tarifario aprobado en 2018
- Conexión de 370.000 clientes e incremento del 25% en el consumo al 2025
- Vinculación clientes industriales para aumento de 40 millones de M3 al 2019.



Residuos sólidos:

- EMVARIAS: Estación de Transferencia (iniciando operación en 2021) y planta de lixiviados en su segunda fase.





Premisas Negocio de Aguas:

- Unidos por el Agua aportará 40.200 vinculaciones al año 2019; en adelante el crecimiento se dará de manera vegetativa.
- Incremento de clientes entre 2018 - 2027 con un TACC de 2.4% en agua potable y 2.6% en agua residual.
- Disminución de consumos unitarios entre 2018 – 2027 con un TACC de 0.8% para agua potable y 0.9% para agua residual.
- Se estima la entrada en operación de la PTAR Aguas Claras en diciembre 2018, se inicia facturación en los consumos de enero de 2019.
- Los precios techos tarifarios actuales irán hasta diciembre de 2019. En enero de 2020 al 2023 se dará una nueva transición por ajuste POIR y 2023 se presentará un impacto por unificación con el mercado de Rionegro.

Premisas para el negocio del Gas:

- Ingresos por Gas con Termosierra 2020-2022
- Vinculación de nuevos clientes industriales para un aumento de 40 millones de m3 anuales (2019).
- Nuevo contrato 2021-2031 para mantener el margen en MNR que se tenía en las proyecciones de 2017.
- Se tendrá un marco tarifario aprobado en 2018.
- Se conectarán e 370.000 clientes e incrementarán al 25% en el consumo al 2025
- Se vincularán clientes industriales para un aumento de 40 millones de M3 al 2019.

Premisas Negocio de Gestión de Residuos Sólidos:

- Con Emvarias se materializará la Estación de Transferencia (iniciando operación en 2021) y planta de lixiviados en su segunda fase.

Principales supuestos

- Para el año 2019 se realizarán las desinversiones de ADASA, Parque Eólico Los Cururos, EPM Transmisión Chile e ISA.
- Costos asociados por la operación de desinversión:
 - ✓ 10% Ley 226 \$ 27.000 millones.
 - ✓ Impuestos ISA \$ 127.000 millones y ADASA US 51 millones.
 - ✓ Los recursos se destinarán a atender los requerimientos del plan de inversiones en infraestructura de servicios públicos.
- No se incluyen reformas tributarias en ningún país.
- EPM mantiene abierta la ventana de acceso a mercado para cubrir sus necesidades de endeudamiento.
- Excedentes al municipio con 40% sobre la utilidad a partir del año 2020.



En la parte superior es posible observar la definición de los principales supuestos generales de EPM, entre los cuales, se visualiza que a partir del año 2019 no se tienen en cuenta en la consolidación de la proyección del Grupo las filiales ADASA, Cururos y EPM Transmisión Chile.

Principales supuestos-Sensibilidades



- ✓ **Retraso del Proyecto Ituango 48 meses.**
 - La ausencia de Ituango incentiva la penetración de fuentes renovables no convencionales.
 - Ituango perdería las asignaciones actuales de Obligaciones de Energía Firme (OEF).
 - La CREG abriría una subasta de confiabilidad para el periodo 2022 - 2023 para suplir la energía firme del proyecto Ituango, dando entrada a una carboeléctrica de 1.125 MW.
 - Ituango participaría en una nueva subasta para asignaciones de OEF para el periodo 2026 - 2027.
 - Cuando entra Ituango en operación deprime el precio en bolsa y en contratos.

- ✓ **Inviabilidad del Proyecto Ituango**
 - Se pierden los ingresos de confiabilidad y por ventas de energía (bolsa y contratos) en todo el periodo de análisis.
 - Ingresar al sistema una carboeléctrica de 1.125 MW y se daría un escenario alto de penetración de Energías Renovables No Convencionales (ERNNC).

Dentro de los principales supuestos utilizados en las sensibilidades se analizan dos escenarios: el retraso en 48 meses en la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Ituango y la inviabilidad del mismo.

Para el retraso de 48 meses en la entrada en operación:

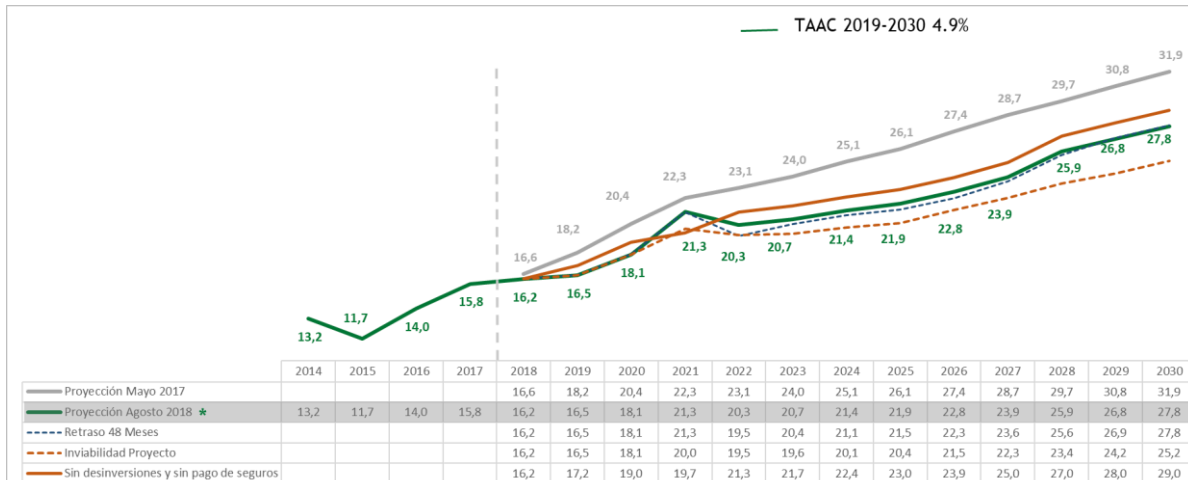
- Se prevé la posible entrada, con mayor fuerza, de fuentes de energía renovables no convencionales.
- EPM perdería ingresos asociados a las obligaciones de energía firme que daría el proyecto hidroeléctrico Ituango.
- Al no ingresar el proyecto, la CREG deberá realizar una nueva subasta del cargo por confiabilidad para el periodo 2022-2023 para suplir la energía, con lo cual, se daría entrada a un proyecto carboeléctrico de 1.125 MW.
- El proyecto hidroeléctrico Ituango se quedaría sin ingresos por la asignación de obligaciones de energía firme hasta el año 2026-2027, para lo cual, la CREG realizaría una nueva subasta que daría la oportunidad al proyecto de participar como planta especial.
- Cuando entre en operación el proyecto hidroeléctrico Ituango se deprimiría el precio en bolsa y en contratos temporalmente, dado que generaría energía en paralelo con la carboeléctrica.

Para el escenario de la inviabilidad:

- Se incentivaría la expansión temprana de Energías Renovables No Convencionales, lo que obligaría a adelantar la puesta en servicio de la segunda línea de transmisión de la Guajira.
- Ingresaría el proyecto carboeléctrico de 1.125 MW.
- EPM no percibiría ingresos provenientes de la generación que daría el proyecto hidroeléctrico Ituango.
- Los precios de la energía permanecerían altos, posiblemente, hasta el año 2033.
- Se genera en EPM una pérdida en el año 2019 por la baja de la inversión lo que genera el no pago de excedentes al Municipio de Medellín en el año 2020 y la reducción en el pago de impuestos por la compensación de la pérdida generada, lo que libera flujo de caja para los 4 años siguientes.

Ingresos – Grupo EPM

Billones de pesos

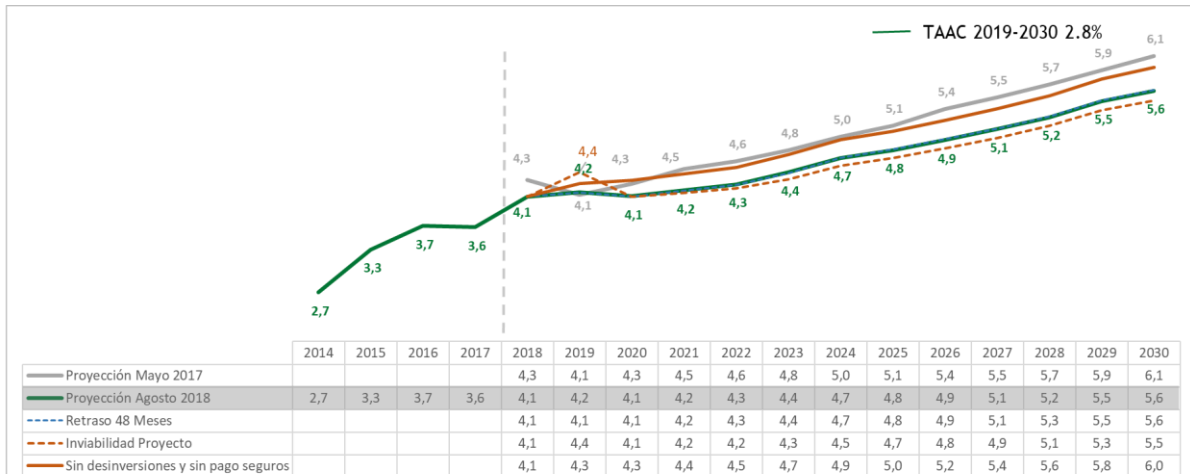


* Recuperación seguros 2021 \$2,5.

- Para los cinco escenarios definidos (Proyección mayo 2017, Proyección agosto 2018, Retraso de 48 meses, Inviabilidad del proyecto, y Sin desinversiones y sin pago de seguros,) es posible observar que la razón de la brecha entre el escenario de Proyección mayo 2017 y Proyección agosto 2018 se debe principalmente a los menores ingresos a causa del retraso en la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Ituango y los menores precios de energía.
- A partir del año 2020 la Proyección agosto 2018 no incluye los ingresos de las filiales de Chile, porque se proyecta venderlas en el año 2019.
- Para el año 2021 el aumento que se visualiza en la gráfica se prevé gracias a la recuperación de los seguros por lucro cesante y daño emergente.
- Para el Retraso en 48 meses en la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Ituango se observa una disminución de los ingresos para los años 2022 y 2023.
- Con la Inviabilidad del Proyecto se identifica una disminución de los ingresos en todos los periodos de la proyección.

Costos y gastos – Grupo EPM

Cifras en miles de millones de pesos

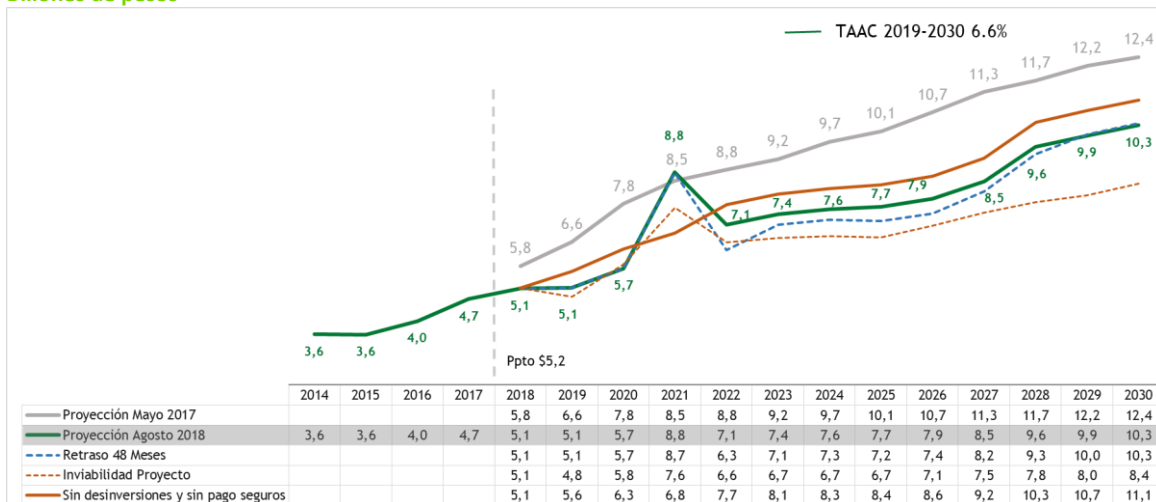


No incluye operación comercial

- La proyección de costos y gastos incluyen la meta de ahorro en costos, que para los primeros tres años asciende a \$1 billón para todas las empresas del Grupo EPM, esto con el fin mitigar el impacto de la contingencia.
- Con la Inviabilidad del Proyecto para el año 2019 se hace efectiva la garantía por la entrada en operación de la línea de transmisión de ISA.

EBITDA – Grupo EPM

Billones de pesos

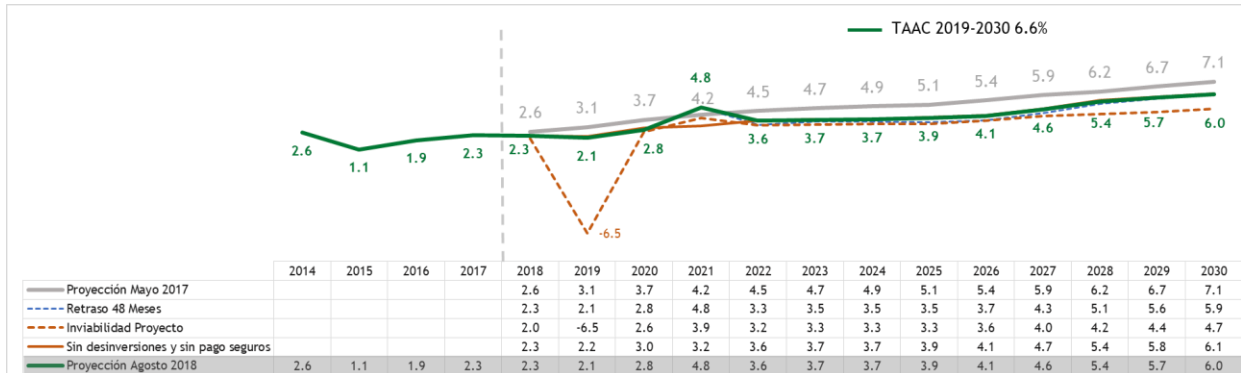


- Se destaca principalmente, la Proyección de agosto 2018 que incluye la recuperación del seguro por lucro cesante y daño emergente para el año 2021.
- Para el caso de la Inviabilidad del Proyecto se recupera solo el seguro por lucro cesante.



Utilidad Neta – Grupo EPM

Billones de pesos

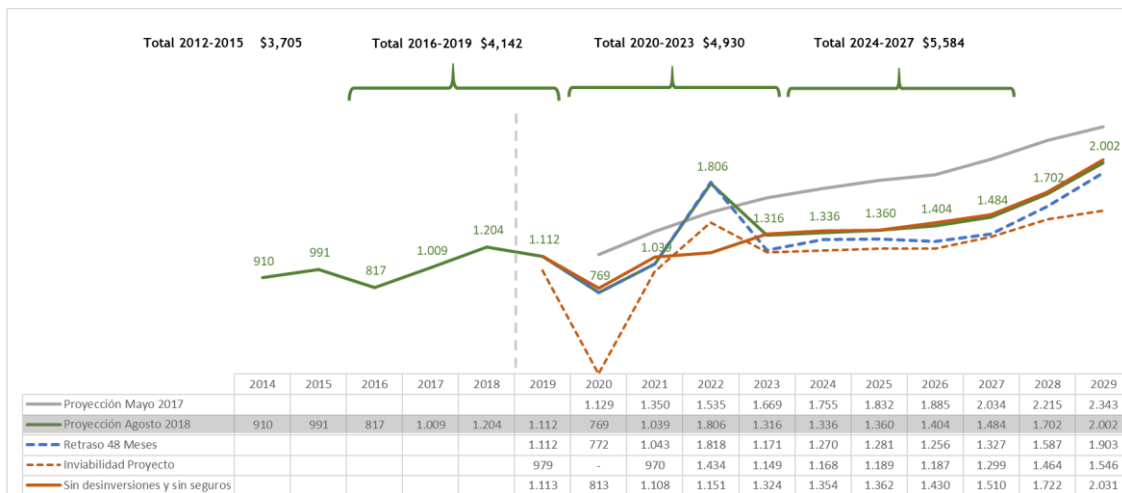


Utilidad Neta EPM	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Proyección Mayo 2017					2.4	2.8	3.4	3.8	4.2	4.4	4.6	4.7	5.1	5.5	5.9	6.3	6.8
Proyección Agosto 2018	2.5	1.5	1.8	2.2	2.0	1.9	2.6	4.5	3.3	3.3	3.4	3.5	3.7	4.3	5.0	5.3	5.6
Retraso 48 Meses					2.0	2.3	2.6	4.5	2.9	3.2	3.2	3.1	3.3	4.0	4.8	5.2	5.6
Inviabilidad Proyecto					1.8	-6.6	2.4	3.6	2.9	2.9	3.0	3.0	3.2	3.7	3.9	4.0	4.3
Sin desinversiones y sin pago seguros					2.0	2.4	2.8	2.9	3.3	3.4	3.4	3.6	3.8	4.3	5.1	5.4	5.7

- Se destaca en la Proyección de Agosto 2018 las utilidades por la recuperación de los seguros en el año 2021.
- En el caso de Inviabilidad del Proyecto se percibe la pérdida originada por la baja de la inversión acumulada al año 2019, lo que originaría el no reparto de excedentes al Municipio de Medellín en el año 2020, así como, el no pago de impuestos durante cuatro años por parte de EPM, ya que se compensa esta pérdida en los años siguientes por ser deducible de impuestos.

Excedentes al Municipio de Medellín

Miles de millones de pesos



- A pesar de la contingencia presentada con el proyecto hidroeléctrico Ituango, lo que se proyecta para el periodo 2020-2023 incluye un incremento del 19% con respecto al periodo 2016-2019

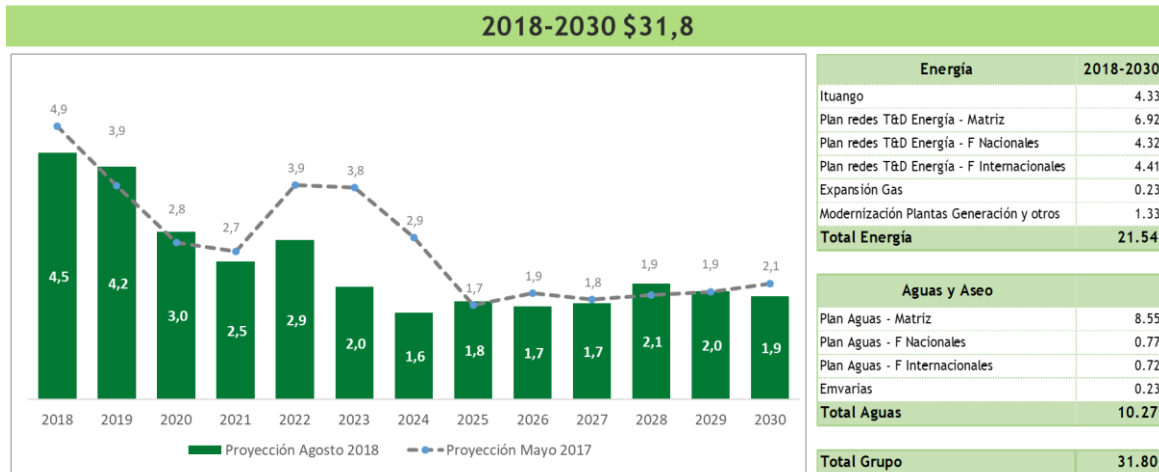


en la entrega de las transferencias; para el 2022 se visualiza un incremento en la utilidad base que incluiría la recuperación del seguro por la contingencia.

- Es importante acotar que en caso de no obtener los recursos suficientes que garanticen las necesidades de financiación que hoy requiere EPM, se pondría en riesgo el pago de estos excedentes.
- Para el escenario de Retraso de 48 meses se observa una breve disminución de los excedentes para el año 2023 en adelante, debido a la disminución de ingresos que ocasionaría este hecho.
- En la Inviabilidad se prevé que en el año 2020 no se entregarían excedentes a causa de la pérdida ocasionada por la baja del proyecto.

Inversiones – Grupo EPM

Billones de pesos



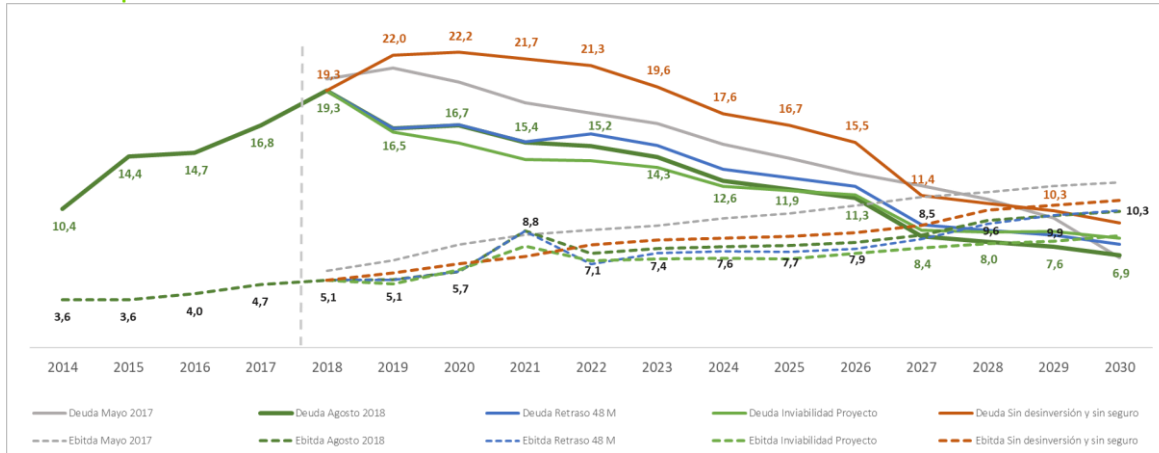
Incluye Inversiones Infraestructura y activos de operación

- Aquí se presenta la proyección de inversiones del Grupo EPM en el periodo 2018-2030, las cuales ascienden a \$31,8 billones en inversiones de infraestructura. Del 2018 al 2021, se evidencian las inversiones en el proyecto hidroeléctrico Ituango por \$4,3 billones, de los cuales \$1,6 billones corresponderían al costo adicional para la recuperación del proyecto.
- Es necesario garantizar los recursos que permitirán continuar la prestación de servicios públicos de calidad por parte de las empresas del Grupo EPM. Las regulaciones actualizadas de distribución de energía (2018) y Aguas (2016) establecen requisitos de mejoramiento de la calidad y continuidad del servicio que demandan inversiones importantes en planes de infraestructura que son monitoreados en detalle por los reguladores (CREG, CRA y SSPD). Incumplir en este tema generaría un impacto financiero en las empresas del Grupo EPM a través de sanciones potencialmente onerosas, devoluciones, compensaciones y reducción de ingresos. Por el contrario, la ejecución de estas inversiones generaría remuneraciones visibles en la generación de valor para las empresas.



Saldo deuda vs. EBITDA Grupo EPM

Billones de pesos



	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Saldo Deuda EPM	8.4	10.7	10.6	12.2	14.3	12.8	12.6	11.2	10.5	9.6	7.9	7.2	6.6	3.8	3.5	3.3	2.7

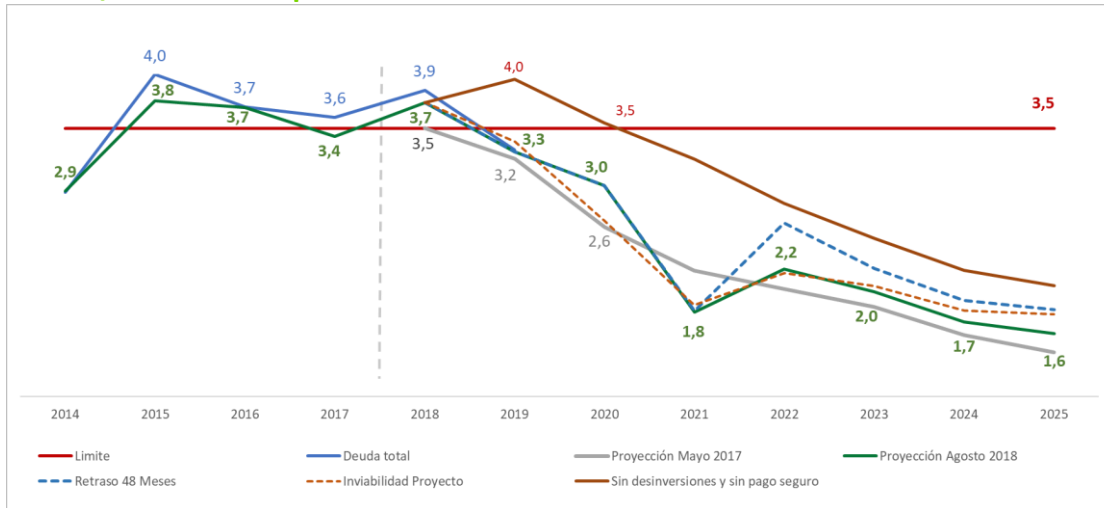
- En esta gráfica se describe el estado del Saldo de la deuda de EPM, cuyo descenso estaría representado en la realización de la venta de activos, que permitirían disminuir las necesidades de endeudamiento a partir del año 2019, hecho que al materializarse fomentaría la salud financiera de la empresa y sería un hecho visto de manera favorable ante las calificadoras.
- También es posible observar el comportamiento de la deuda en los escenarios de Retraso de 48 meses e Inviabilidad del Proyecto.
- En el tema de la consecución de Endeudamiento para EPM, en la situación actual es importante tener en cuenta las siguientes características del mercado de capitales:
- **Calificaciones de riesgo:** en el segundo trimestre del año, ambas calificadoras de riesgos bajaron un notch; Moody's a Baa3 revisión a la baja, y Fitch Ratings BBB con Credit Watch negativo. Generando un impacto sobre las perspectivas de financiación, y dejando a la empresa muy cerca de la activación del covenant de limitación al endeudamiento del bono 2019.
- **Mercado de capitales local e internacional:** en la práctica está cerrado para EPM por la contingencia y con altas exigencias en rentabilidad por parte de los inversionistas de EMEA – Emerging Markets.

Para la lectura de bonos globales con márgenes superiores a 200 bps frente al principal benchmark (títulos de la Nación), el techo máximo histórico ha sido de 120 bps.

- **Banca local e internacional:** esta es la única fuente disponible con acceso limitado. Sus ofertas limitadas a procesos lentos y complejo de comités de créditos y análisis de restricciones. Contempla plazos máximos de 3 años sin garantía real.



Deuda / EBITDA - Grupo EPM

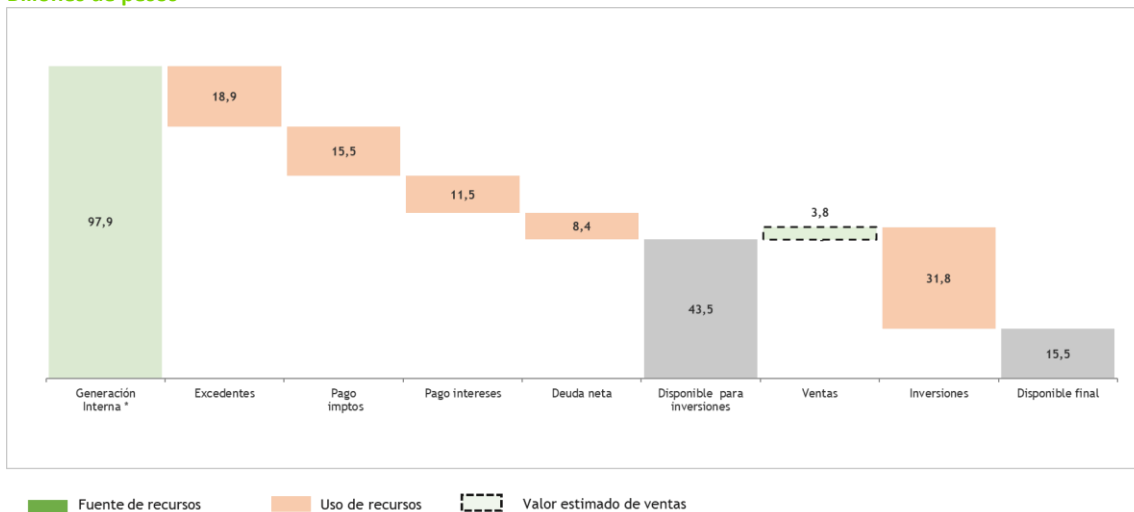


- En la gráfica se muestra el comportamiento del covenant Deuda/EBITDA que es monitoreado por las calificadoras de riesgos y los bancos prestamistas, el cual es gestionado por la Administración de la empresa, con el fin de mantener los niveles óptimos de calificación y riesgos del Grupo EPM.
- Se observa que el límite de este indicador 3.5, el cual es sobrepasado en el año 2018 para los escenarios de la Proyección Agosto 2018, Retraso de 48 meses y Sin desinversiones y sin pago de seguros; así mismo, se sobrepasa en los años 2018 y 2019 para el caso de la Inviabilidad del Proyecto.

El cumplimiento de este indicador hace parte de la revisión que realizan las calificadoras de riesgo, en caso de que EPM no cuente con calificación de Grado de Inversión se activarían los covenants contractuales, lo cual le demandaría a la empresa conseguir deuda adicional para atender sus necesidades de caja, así mismo, exigiría el pago anticipado de la deuda externa.

Flujo de caja 2018 – 2030 Grupo EPM

Billones de pesos

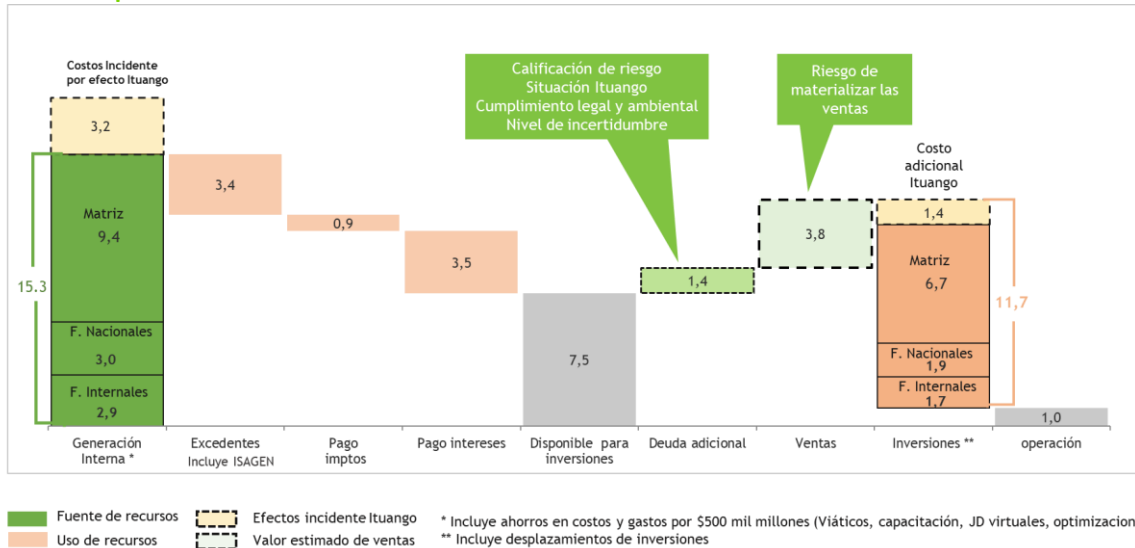




- El flujo de caja de 2018 – 2020 muestra que, en el largo plazo, con la recuperación del proyecto hidroeléctrico Ituango y con la continuidad de los negocios de EPM Matriz y las filiales del Grupo, si no se realizaran actividades de crecimiento, el Grupo tendría una caja final a diciembre de 2030 de 15,5 billones.

Flujo de caja 2018-2020 – Grupo EPM

Billones de pesos



- En la primera columna del gráfico, es posible evidenciar la generación interna de fondos del Grupo, que asciende a \$15,3 billones. Si el proyecto hidroeléctrico Ituango hubiese iniciado su operación como se tenía previsto en el mes de diciembre de 2018, esta generación interna hubiese sido mayor en \$3,2 billones en el período 2018 – 2020.
- Dentro de las salidas de caja (uso) se destaca el pago de excedentes de \$3,4 billones.
- Por otro lado, el valor disponible para realizar inversiones luego de cumplir con las obligaciones de las empresas del Grupo EPM asciende a \$7,5 billones, mientras las necesidades de inversión equivalen a \$11,7, lo cual hace necesario buscar nuevas fuentes de financiación como la venta de los activos.



Conclusiones

- Los resultados del Grupo en el largo plazo se ven impactados por menor expectativa en precios de energía y ajuste al marco regulatorio del negocio Distribución en Colombia. Esto último, si bien afecta los márgenes del negocio, se sigue obteniendo una tasa de remuneración regulatoria atractiva para el negocio.
- La operación proyectada del grupo epm muestra capacidad financiera para superar el incidente Ituango, soportado principalmente por la venta de activos, recuperación del seguro, desplazamiento de inversiones y optimización en costos.
- Las transferencias al Municipio durante el cuatrienio 2020 – 2023, se incrementarían en un 20% (\$800 MM), frente al período 2016-2019.
- El indicador Deuda/Ebitda sobrepasa el límite contractual en el año 2018.