

PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE SOLICITUDES DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD PARA PROYECTOS CLASE 1

LISTA DE SIGLAS

CNO:	Condición Normal de Operación
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CO2:	Dióxido de Carbono.
ENFICC:	Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad
FPO:	Fecha de Puesta en Operación
kV:	Kilo Voltio.
kWh:	Kilo Vatio Hora
MACC:	Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MVA:	Mega Voltio Amperio.
MW:	Mega Vatio.
MVA_r:	Mega Voltio Amperio Reactivo.
OEF:	Obligaciones de Energía Firme
OR:	Operador de Red.
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
STN:	Sistema de Transmisión Nacional.
STR:	Sistema de Transmisión Regional.
SDL:	Sistema de Distribución Local.
VPN:	Valor Presente Neto.
VU:	Ventanilla Única.
XM:	Expertos del Mercado.

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	8
2	MARCO NORMATIVO.....	9
2.1	Ley 143 de 1994.....	9
2.2	Resolución CREG 025 de 1995	9
2.3	Resolución MME 40311 de 2020	10
2.4	Resolución CREG 075 de 2021	12
2.5	Resolución UPME 528 de 2021	13
3	ASPECTOS GENERALES	14
3.1	Competencia de la entidad.....	14
3.2	Ámbito de aplicación	15
4	PRINCIPIOS Y PREMISAS DE EVALUACIÓN.....	17
4.1	Principios de evaluación.....	17
4.1.1	Simplicidad:	17
4.1.2	Trazabilidad:	17
4.1.3	Reproducibilidad:.....	17
4.1.4	Eficiencia:	17
4.1.5	Transparencia:.....	17
4.2	Premisas.....	18
4.2.1	Veracidad de la información:	18
4.2.2	Compleitud del estudio de conexión:	18
5	MODELO DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE CONEXIÓN – MACC	19
5.1	Función objetivo	19
5.2	Restricciones	20
5.2.1	Restricción de capacidad de barras:	20
5.2.2	Restricción de capacidad de cortocircuito en barras:.....	20

5.2.3	Restricción de zonas eléctricas:	21
5.2.4	Restricción para controlar proyectos con varios puntos de conexión:	21
5.3	Parámetros técnicos del modelo	22
5.3.1	Capacidad de conexión por nodo:	22
5.3.2	Capacidad de cortocircuito excedente por nodo:	23
5.3.3	Capacidad de conexión conjunta (capacidad por zona):	23
5.4	Valoración de los beneficios	23
5.4.1	Factores de ponderación:	25
5.4.2	Beneficios por emisiones evitadas de CO ₂ :	26
5.4.3	Beneficio por restricciones:	28
5.4.4	Reducción por precio de bolsa:	29
5.4.5	Beneficio por reducción de pérdidas:	30
5.4.6	Beneficio económico por aumento en la confiabilidad:	31
5.4.7	Beneficio económico por mejora en la flexibilidad:	33
5.4.8	Beneficio por estado de los trámites ambientales:	34
5.5	Criterios de desempate	35
6	PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SOLICITUDES	37
6.1	Análisis económico	37
6.2	Publicación de información para ejecución del MACC	38
6.2.1	Definición de áreas operativas	38
6.2.2	Definición de zonas eléctricas	41
6.2.3	Publicación de capacidades por barra en el STN y STR	41
6.2.4	Publicación de capacidades por barra en el SDL	42
6.2.5	Publicación de capacidad remanente de cortocircuito por subestación	42
6.2.6	Publicación de hoja de datos para cálculo económico	43
6.2.7	Publicación código fuente del MACC	43

6.3	Procedimiento general de evaluación	43
6.3.1	Clasificación de solicitudes.....	43
6.3.2	Procedimiento de evaluación	45
6.3.3	Otras disposiciones	47
6.4	Procedimiento de evaluación por etapa	48
6.4.1	Paso 1. Asignación Fila 2	49
6.4.2	Paso 2. Asignación Fila 1 y remanente Fila 2	50
6.5	Trazabilidad del procedimiento.....	53

LISTA DE GRÁFICAS

Figura 5-1. Beneficios técnicos y económicos a evaluar.	24
Figura 6-1. Distribución de áreas operativas en el SIN.....	40
Figura 6-2. Clasificaciones de solicitudes de conexión.....	45
Figura 6-3. Descripción gráfica procedimiento general de evaluación	46
Figura 6-4. Flujograma de procedimiento general de evaluación	47
Figura 6-5. Flujograma paso 1 de evaluación por etapa.....	50
Figura 6-6. Flujograma paso 2 de evaluación por etapa.....	52

LISTA DE TABLAS

Tabla 5-1. Factores de ponderación para cada uno de los criterios de evaluación	25
Tabla 5-2. Factores de emisión por tipo de combustible primario.	27
Tabla 5-3. Factor de planta por tecnología	27
Tabla 5-4. Estimación ENFICC por tecnología.	32
Tabla 5-5. Índice de flexibilidad por tecnología.	34
Tabla 5-6. Criterios ambientales y puntajes otorgados.	35
Tabla 6-1. Clasificación de áreas operativas en el SIN	38
Tabla 6-2. Información de zonas eléctricas a publicar	41
Tabla 6-3. Información de capacidad por barra a publicar	42
Tabla 6-4. Información de capacidad de cortocircuito remanente por barra a publicar	42

1 INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tiene entre sus competencias la emisión de conceptos técnicos sobre las conexiones al Sistema Interconectado Nacional – SIN y, en lo que respecta a la asignación de capacidad de transporte, es el responsable acorde a lo estipulado en el artículo 4 de la Resolución CREG 075 de 2021.

Dicha responsabilidad regulatoria ha traído consigo esfuerzos para la entidad -, desde la implementación de la ventanilla única hasta la definición del procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al SIN, procesos en los cuales se ha avanzado constantemente buscando brindar información oportuna a la ciudadanía y a los interesados en el desarrollo de proyectos clase 1. Dentro de este marco, se publicó la Resolución UPME 528 de 2021, la cual, a partir del mandato regulatorio del artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021, definió el procedimiento para el trámite de solicitudes de asignación de capacidad de transporte.

Desde el punto de vista procedimental, esta resolución representó un paso importante para dar claridad a los interesados sobre cómo tramitar sus solicitudes de conexión. Sin embargo, persiste un vacío debido a que la mencionada resolución aborda de forma superficial la evaluación de solicitudes de conexión y no ahonda en las complejidades técnicas del desarrollo de un modelo de optimización para la asignación de capacidad de transporte.

Para suplir parcialmente dicho vacío, la UPME puso a disposición de la ciudadanía, mediante Circulares UPME 037 y 047 de 2022, la propuesta realizada por la consultoría USAENE – RIGHTSIDE – GERS, la cual estableció un Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión – MACC que permitiera asignar la capacidad de transporte al sistema a partir de la formulación de un problema de optimización del tipo lineal basado en programación entera mixta.

Ahora, si bien esta propuesta y la formulación del MACC abordan con suficiencia y detalle el modelo de optimización para la asignación de capacidad de transporte, aún persiste un vacío en lo referente al uso procedimental del modelo, ya que se requieren múltiples ejecuciones de este para alcanzar una asignación de capacidad de transporte que incluya las solicitudes de conexión en todo el SIN. En este sentido, el presente documento tiene dos objetivos principales.

El primero, dar a conocer la visión de la UPME respecto a la formulación del MACC, a los interesados en el proceso de asignación de capacidad de transporte. Si bien la UPME acompañó este proceso, se hicieron evidentes diferencias en la formulación, selección de grupos de priorización, evaluación del avance en trámites ambientales, y uso de la restricción de importación de energía por área que la UPME desea dar a conocer a la ciudadanía y al público interesado

El segundo, describir con suficiencia el procedimiento de evaluación de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, lo cual no ha sido abordado en detalle a la fecha en ningún documento, pero que representa una herramienta importante para aportar transparencia en la información suministrada a promotores, inversionistas, transportadores y todo aquel interesado en el proceso.

Por último, la UPME reitera su compromiso con la planeación del desarrollo energético del país a través de la Honestidad, Respeto, Compromiso, Diligencia y Justicia que rigen todas sus actuaciones y espera se encuentren plasmadas en el marco de este procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1.

2 MARCO NORMATIVO

Como parte del contexto necesario para establecer lo relacionado con el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, es relevante establecer un marco normativo que permita abordar la regulación más relevante en el proceso de asignación de capacidad de transporte en el SIN.

En este sentido, el presente marco normativo se enfoca en la regulación relacionada con la evaluación de solicitudes de conexión y el papel de la UPME en el proceso, a partir de la presentación del articulado relevante.

2.1 Ley 143 de 1994

La Ley 143 de 1994 “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional”, instaura en su artículo 13 que la UPME se organizará como Unidad Administrativa Especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía – MME, con patrimonio propio, personería jurídica y con regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones y con autonomía presupuestal.

Del mismo modo, entre las funciones de la UPME se encuentra el establecer la manera de satisfacer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.

Además, desde la mencionada Ley se establece que la UPME puede hacer uso de criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales para satisfacer las necesidades energéticas del país, las cuales se suplen en parte con la asignación de capacidad de transporte en el SIN y, posteriormente, la puesta en operación de recursos de generación.

Finalmente, en el artículo 17, se designa a la UPME como la encargada de elaborar los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional – SIN en consulta con el cuerpo consultivo permanente. Allí, al establecer la elaboración del Plan de Expansión del SIN, se da a la UPME una herramienta para definir expansiones, lo cual es parte fundamental de la asignación de capacidad a proyectos de generación que requieran expansiones.

2.2 Resolución CREG 025 de 1995

La Resolución CREG 025 de 1995 “Por la cual se establece el Código de redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”, está compuesta por los siguientes apartes: Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, Código de Conexión, Código de Operación y Código de Medida.

Esta Resolución precisa que para llevar a cabo el planeamiento se realizarán proyecciones a corto, mediano y largo plazo, en periodos de 3, 5 y 10 años respectivamente, mediante planes de expansión flexibles que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad, y seguridad. (Res. CREG 025/95, 5. Elementos de Planeamiento).

De la misma forma, esta Resolución estableció criterios de calidad, confiabilidad y seguridad que al día de hoy rigen los análisis técnicos que realiza la UPME, en especial se destacan los siguientes:

- En cuanto al requerimiento de calidad, se deberá tener en cuenta la planeación del Sistema de Transmisión Nacional - STN de tal forma que permita, junto con la generación, sistemas de transmisión regionales y sistemas de distribución local, asegurar que la tensión en las barras de carga de nivel de tensión a 220 kV y superiores no sea inferior al 90% de su valor nominal, ni superior al 110%.
- Para el requerimiento de seguridad, se debe garantizar que el sistema permanezca estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- El sistema deberá permanecer estable bajo falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- Una vez despejada la falla, la tensión no deberá permanecer por debajo de 0.8 P.U, por más de 700 ms.
- Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas, el sistema deberá tener amortiguamiento positivo.
- No se permitirán valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los eventos transitorios.
- Para el requerimiento de confiabilidad, se define su evaluación en el STN por medio del uso de métodos determinísticos o probabilísticos, según lo determine el Transportador. Este criterio debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo tomando en consideración costos de inversión, operación, mantenimiento de la red, pérdidas y energía no suministrada por indisponibilidad del sistema de transmisión.
- Para el análisis de confiabilidad por métodos determinísticos se debe utilizar el criterio N-1, el cual sigue la premisa de que el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía de los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez (Res. CREG 025/95, 5.3. Confiabilidad).

2.3 Resolución MME 40311 de 2020

La Resolución MME 40311 de 2020 “Por la cual se establecen los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el Sistema Interconectado Nacional”, dio el primer paso para el cambio regulatorio que concluyó en el derogamiento de la antigua Resolución CREG 106 de 2006 y la expedición de la Resolución CREG 075 de 2021.

En su artículo 4 se establecen los lineamientos sobre el acceso y asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional - SIN. Lo anterior con el fin de llevar a cabo la asignación de capacidad de transporte, de acuerdo con la regulación expedida por la CREG, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

1. La asignación de capacidad de transporte deberá atender las necesidades de expansión y requerimientos del SIN, lo cual se podrá determinar a través de criterios económicos y competitivos.
2. Para la emisión de conceptos de conexión, la UPME podrá priorizar los proyectos de generación que maximicen el uso de recursos disponibles en el país, así como los proyectos de generación a los que se les hayan asignado compromisos con el Sistema a través de mecanismos de mercado definidos para efectos de priorización por el Gobierno Nacional, el MME o la CREG. De igual forma, los proyectos podrán ser priorizados de acuerdo con el principio de eficiencia establecido en el artículo 6 de la Ley No. 143 de 1994, los cuales

garanticen la prestación del servicio al menor costo económico. Lo anterior no impide que cualquier proyecto de generación pueda solicitar capacidad de transporte en los términos establecidos. La UPME tendrá en cuenta los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad del SIN.

3. Las reglas y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN deberán tener una aplicación unificada para los interesados, definidos como proyectos de generación y autogeneración, transportadores de los activos que conforman el SIN, Sistemas de Transmisión Regional – STR o Sistemas de Distribución Local – SDL, así como para las entidades estatales involucradas en dicho proceso. Del mismo modo, las reglas y procedimientos deberán ser vinculantes y de obligatorio cumplimiento en los plazos que correspondan, de forma que su incumplimiento conlleve a la pérdida de la capacidad de transporte o dé lugar a las sanciones que procedan conforme a las normas aplicables para los transportadores, titulares o responsables de los activos de uso.
4. Con la finalidad de evitar barreras de acceso a la información, la CREG establecerá las reglas para que se garantice el acceso actualizado y trazable a la información de capacidad disponible de las redes del SIN.
5. La CREG definirá las condiciones y/o requisitos que deberán cumplir los interesados en acceder a la capacidad de transporte de las redes del SIN, así como los requisitos a cumplir durante la etapa comprendida entre la asignación de la capacidad de transporte y la entrada en operación del proyecto de generación.
6. Una vez que la UPME emita concepto favorable de conexión y previo a la ejecución de cualquier otro trámite como parte del procedimiento de conexión, los interesados en conectar plantas o unidades de generación al SIN, STR o SDL, deberán cumplir con los mecanismos y/o instrumentos que garanticen y/o respalden la utilización de la capacidad de transporte asignada.
La CREG definirá los mecanismos y/o instrumentos mencionados anteriormente, así como los eventos en que los mismos serán exigibles, ejecutables o según corresponda a la naturaleza de cada mecanismo y/o instrumento, sin perjuicio de las demás condiciones que apliquen.
7. Como regla general, para efectos de mantener la asignación de capacidad de transporte, las Fechas de Puesta en Operación – FPO de los proyectos de generación de energía solo podrán ser modificadas de acuerdo a las reglas dispuestas por la CREG, las cuales, en todo caso, deberán incluir las condiciones aplicables al cumplimiento de los instrumentos o mecanismos que garanticen y/o respalden la utilización de la capacidad de transporte asignada.
En el caso de proyectos de generación de energía cuya ejecución, anterior a la entrada en vigencia de la Resolución MME 40311 de 2020, haya resultado con ocasión o como consecuencia de mecanismos de asignación de obligaciones de cualquier naturaleza dispuestos por el Gobierno Nacional, el MME o la CREG, sus respectivas FPO podrán ser modificadas conforme a las reglas aplicables a dichos mecanismos, según corresponda. En este caso, la CREG regulará las condiciones que apliquen para el cumplimiento de los instrumentos o mecanismos que garanticen y/o respalden la utilización de la capacidad de transporte asignada.
8. La CREG en el marco de los anteriores lineamientos, regulará los criterios y/o condiciones aplicables a la posibilidad de ceder total o parcialmente el derecho a la capacidad de transporte asignada a un proyecto de generación de energía, incluyendo entre otros: (i) las condiciones relativas al cambio de tecnología del proyecto de generación cesionario de derecho; (ii) los aspectos relacionados con el otorgamiento de los mecanismos y/o instrumentos para acceder a la capacidad de transporte y; (iii) las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios aplicables a la asignación de capacidad de transporte.

9. La CREG regulará y/o ajustará el procedimiento de asignación de capacidad de transporte al SIN, el cual deberá incluir la destinación de una Ventanilla Única – VU como parte de dicho procedimiento. A través de esta VU se tramitarán todas las solicitudes de conexión de generación y las de los usuarios de las redes del SIN que defina la CREG.
10. La UPME implementará y administrará la VU, así como el sistema de información asociado a las solicitudes, aprobación y seguimiento de conexiones, bajo los lineamientos definidos por la CREG.
La UPME emitirá el concepto de conexión al SIN, en el marco de la expansión de generación y transmisión de energía, de acuerdo con los lineamientos previstos en esta resolución y aquellos que determine la CREG.
11. Si a la FPO prevista de un proyecto de generación, por retrasos en la puesta en servicio de obras de expansión del SIN, no se cuenta con la capacidad de transporte que le fue asignada al proyecto, la UPME podrá dar concepto favorable para que el proyecto se conecte temporalmente con una capacidad de transporte menor a la asignada. Igualmente, si mientras entran en operación proyectos de generación con capacidad de transporte asignada por la UPME, se cuenta con disponibilidad de transporte en el SIN, la UPME podrá dar concepto favorable para que se conecten de manera temporal otros proyectos de generación que beneficien al sistema cumpliendo los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad del SIN.
La CREG o la entidad que ésta determine, definirá las condiciones, mecanismos y/o esquemas operativos de aquellos casos en que para la FPO de un proyecto de generación, por retrasos en la puesta en servicio de obras de expansión del SIN, no se cuenta con la capacidad de transporte que le fue asignada al proyecto por la UPME y así garantizar que en todo momento, se cumplan los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad de operación en las redes del SIN.
Estas condiciones temporales no modifican las obligaciones que un proyecto de generación tenga con el sistema. En caso de que exista más de un interesado en la conexión temporal, se podrá priorizar a los proyectos que tienen obligaciones adquiridas en los mecanismos de mercado que defina para efectos de priorización el Gobierno Nacional, el MME o la CREG.

2.4 Resolución CREG 075 de 2021

La Resolución CREG 075 de 2021 “Por la cual se definen disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional”, establece que en su artículo 4 que la UPME será la responsable de recibir y resolver solicitudes de asignación de capacidad de transporte en el SIN de los proyectos clase 1, con base en las disposiciones establecidas por la CREG.

Además, en su artículo 11 indica que la asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1 se llevará a cabo anualmente, a través del procedimiento definido y publicado por la UPME. En este procedimiento de asignación se identificará la prioridad que se dará a los criterios y lineamientos del artículo 4 de la Resolución MME 40311 de 2020, mayor beneficio neto por kW y la obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas. Si se considera necesario, el procedimiento podrá ser diferenciado por tipo o características del proyecto.

En los análisis para la asignación de capacidad de transporte se evaluará el efecto en el sistema de la conexión de los proyectos al SIN, considerando diferentes escenarios de generación y de demanda, en el mediano y largo plazo. Para ello la UPME tendrá en cuenta los lineamientos previstos para la elaboración del plan de expansión del SIN.

Para efectos de aplicación del procedimiento, la UPME como responsable de la asignación de capacidad de transporte, con base en los resultados de su análisis, y considerando la fecha y hora de la radicación formal de las solicitudes, deberá otorgar una posición a los proyectos clase 1 en alguna de las siguientes filas:

- a. Fila 1: proyectos que requieren obras de expansión del SIN.
- b. Fila 2: proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN.

Por otra parte, la Resolución en su artículo 12 establece que la UPME determinará si considera necesario incluir criterios de priorización adicionales. Si realizados los análisis de un año calendario, dos o más proyectos quedan con resultados iguales en la evaluación y se necesita priorizar alguno de ellos, deberá considerarse la posición que haya obtenido cada proyecto en la fila. En este sentido, se deberá dar mayor prioridad al proyecto que se encuentre más cerca al primer puesto en la fila.

2.5 Resolución UPME 528 de 2021

Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, la UPME publicó para disposición de los interesados la Resolución 528 de 2021 “Por la cual se establece el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional – SIN, se establecen disposiciones sobre la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 por parte de la UPME y se definen los parámetros generales de la Ventanilla Única”. Con esta Resolución se da cumplimiento a la tarea delegada por la CREG de definir un procedimiento para la asignación de capacidad de transporte en el SIN.

Allí se establecen los tres tipos de solicitudes que podrán realizarse a través de la VU, con la finalidad de obtener la asignación de capacidad de transporte, su modificación, y la conservación de capacidad de transporte por parte de plantas de energía que estén en operación comercial o que deseen renovar sus instalaciones. Adicionalmente, se establece la temporalidad en la que podrán realizarse las solicitudes mencionadas y las responsabilidades a cargo de los interesados (Res. UPME 528/2021, Art. 9).

En adición, se instauran los requisitos y el procedimiento para cada uno de los tipos de solicitudes:

- Solicitudes Tipo 1: (i) asignación de capacidad de transporte, (ii) asignación de capacidad de transporte con uso compartido de activos de conexión y (iii) opción para proyectos que requieran capacidad mayor a la disponible (Res. UPME 528/2021, Art. 16)
- Solicitudes Tipo 2: solicitud encaminada a conservar la capacidad de transporte asignada, ya sea por retiro temporal de generadores o por renovación de instalaciones de generación (Res. UPME 528/2021, Art. 21).
- Solicitudes Tipo 3: asociada a la conexión temporal de generadores para la asignación de capacidad temporal de transporte (Res. UPME 528/2021, Art. 24).

Por último, se dictan las formalidades asociadas a los Conceptos emitidos por la UPME, definiéndolos como actos administrativos por medio de los cuales se resuelve de fondo una solicitud de cualquier tipo, previa evaluación de la misma. También, define para cada tipo de solicitud los conceptos posibles que puede dictar la UPME y cuáles son sus implicaciones (Res. UPME 528/2021, Art. 27).

Con la finalidad de conservar la capacidad asignada, la UPME define el seguimiento que realizará al cumplimiento de las obligaciones a cargo de los titulares de los proyectos clase 1 que tengan (i) concepto de conexión, (ii) concepto modificadorio del concepto de conexión o (iii) concepto de no objeción para la renovación de instalaciones de generación (Res. UPME 528/2021, Art. 31).

3 ASPECTOS GENERALES

En este capítulo se indica de forma cualitativa, las competencias otorgadas a la UPME para la emisión de conceptos y evaluación de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional. Así mismo y en relación a las facultades de la UPME, se presenta el marco en el cual aplica este documento.

3.1 Competencia de la entidad

El artículo 16 de la Ley 143 de 1994 establece que la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME tiene entre sus funciones las siguientes:

a) Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;

b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;

c) Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

i) Prestar los servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos”.

En línea con dicha disposición legal, el Decreto 1258 de 2013, que reglamenta la estructura de la UPME y establece las funciones generales de esta entidad, dispone en su artículo 4° que esta Unidad tiene las siguientes competencias:

“19. Emitir, conceptos sobre las conexiones al Sistema Interconectado Nacional, en el marco de la expansión de generación y transmisión de energía, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía”.

23. Prestar servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos, de conformidad con lo señalado en el literal i) del artículo 16 de la Ley 143 de 1994”.

En el marco de las funciones legales y reglamentarias anteriormente indicadas, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME tiene la función de prestar el servicio de planeación y asesoría, así como de emitir conceptos técnicos sobre las conexiones al Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Complementario a lo anterior, teniendo en cuenta las competencias que la UPME tiene asignadas para la emisión de conceptos de conexión en el SIN, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40311 de 2020 en la cual se establecen los lineamientos para la asignación de capacidad de transporte de los generadores de energía eléctrica en el SIN, los cuales le aplican a los Interesados en acceder a la asignación de capacidad para proyectos de generación y autogeneración. En dicha resolución se establecieron lineamientos de política tanto para el regulador (la CREG) como para el planeador (la UPME).

Específicamente, la función de la UPME para emitir conceptos técnicos sobre conexiones de proyectos de generación, cogeneración, autogeneración de energía, o como usuarios finales del servicio en el Sistema Interconectado Nacional - SIN se condensa en la Resolución CREG 075 de 2021, a través de la cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, con base en los lineamientos dados por el Ministerio de

Minas y Energía, estableció la normativa que regula los parámetros y procedimientos que le aplican a los interesados en conectarse como generadores, cogeneradores, autogeneradores o usuarios finales al Sistema Interconectado Nacional - SIN.

El artículo 4 de la mencionada Resolución establece que la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME es la entidad competente de recibir y resolver las solicitudes de asignación de capacidad de transporte en el SIN¹ de los proyectos clase 1 teniendo en cuenta los parámetros establecidos en dicha regulación. La norma dispone:

“Artículo 4. Responsable de la asignación de capacidad de transporte. La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, será la responsable de recibir y resolver las solicitudes de asignación de capacidad de transporte en el SIN de los proyectos clase 1, con base en las disposiciones establecidas en la presente resolución”

En ejercicio de las funciones legales, reglamentarias y regulatorias previamente citadas, es claro que la UPME tiene competencias para prestar servicios técnicos de asesoría en materia de energía eléctrica y, de este modo, realizar los análisis eléctricos de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1 al Sistema Interconectado Nacional - SIN con el fin de determinar, a través de conceptos técnicos, la viabilidad técnica de la conexión de proyectos de generación, cogeneración, autogeneración de energía, o de usuarios finales en el SIN.

Una vez acotado lo anterior, al considerar que la UPME tiene competencia para emitir conceptos sobre las conexiones al SIN en el marco de lo dispuesto en la Resolución CREG 075 de 2021, la entidad como resultado de sus análisis eléctricos puede emitir concepto favorable cuando la conexión es técnicamente viable, pero también puede expedir un concepto desfavorable cuando a partir de los estudios efectuados se concluya que la conexión del proyecto es técnicamente inviable bajo las condiciones que se presentan en la red, teniendo en cuenta el contexto dado en la parte inicial del presente documento.

Así mismo, se resalta que el análisis técnico que realiza esta entidad para verificar la viabilidad de la conexión del proyecto en el SIN prevalece sobre los estudios de conexión que debe aportarse junto con la solicitud de conexión y las consideraciones del Transportador propietario del activo al cual el interesado se pretende conectar. Lo anterior, en virtud de lo dispuesto en el artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021, que establece que *“En todo caso, se entenderá que las conclusiones del responsable de la asignación de capacidad de transporte prevalecen sobre los comentarios que haga el transportador”*.

3.2 **Ámbito de aplicación**

Una vez establecida la competencia de la UPME para la emisión de conceptos de asignación de capacidad de transporte en el SIN, es relevante definir de forma concisa el ámbito de aplicación del presente documento,

¹ El artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021 establece la siguiente definición: “Asignación de capacidad de transporte: autorización para que un interesado pueda conectar un proyecto al Sistema Interconectado Nacional, SIN, en un punto de conexión determinado, con una capacidad de transporte asignada. En el caso de un generador, en la autorización se precisa el recurso primario a utilizar, y se asigna la máxima potencia activa (kW o MW) a entregar al sistema y, en el caso de un usuario final, la máxima potencia activa (kW o MW) a tomar del sistema. Esta autorización tendrá plenos efectos a partir del momento de puesta en operación del proyecto y hará parte inherente de él, mientras se encuentre en operación”

dando claridad sobre los términos de temporalidad en los cuales se realizará la aplicación del procedimiento establecido en el presente documento.

El presente documento aplica para la evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1 acorde a la definición de la Resolución CREG 075 de 2021, excluyendo a los proyectos de conexión de usuarios finales en el STN y STR. Se remite a la explicación únicamente asociada al procedimiento de evaluación de solicitudes y, en consecuencia, no hace mención alguna al registro de solicitudes en la Ventanilla Única – VU, al procedimiento de revisión de completitud de las solicitudes, ni a los comentarios del transportador al estudio de conexión presentado en la solicitud.

Este documento únicamente profundiza en la etapa de evaluación de solicitudes de la que trata el artículo 17 de la Resolución UPME 528 de 2021, es decir, solicitudes Tipo 1 acorde a lo estipulado en la mencionada resolución.

4 PRINCIPIOS Y PREMISAS DE EVALUACIÓN

Con el objetivo de garantizar la transparencia y la confiabilidad de los resultados obtenidos en el proceso de asignación de capacidad de transporte frente a los diferentes interesados, se han definido diferentes principios de evaluación y premisas como base para el desarrollo e implementación del modelo presentado en este documento. Dichos principios se presentan a continuación.

4.1 Principios de evaluación

Dada la complejidad que puede presentar el problema de asignación de capacidad de transporte y al objetivo de hacer transparente todo el proceso de evaluación de las solicitudes de conexión presentadas por los interesados ante la Unidad, se han establecido cinco (5) atributos generales en el modelo de optimización o principios de evaluación:

4.1.1 Simplicidad:

Este atributo permite elegir entre diferentes modelos, el que sea más simple. Esto habilita la posibilidad de contrastar la precisión del modelo con la simplicidad de la solución. Este atributo permite que el algoritmo usado sea entendido por los diferentes agentes del sector eléctrico.

4.1.2 Trazabilidad:

El modelo permite contar con trazabilidad desde el momento de ingresar los datos de entrada, hasta la solución entregada. Para esto la UPME estará encargada de publicar, informar y actualizar los diferentes parámetros y variables empleados en la evaluación de los proyectos.

4.1.3 Reproducibilidad:

La solución reportada por la Unidad podrá ser reproducida con los mismos resultados en diferentes computadoras. Para ello, se definen los parámetros que deben ser ajustados tanto de la máquina como del algoritmo de optimización y además, se presentan elementos adicionales a considerar en la evaluación, que para este caso, son los criterios de desempate, los cuales permitan de una forma clara y sencilla, decidir el orden de prioridad de los proyectos.

4.1.4 Eficiencia:

El modelo garantiza que los tiempos de ejecución permitan cumplir con las actividades y metas establecidas por las normativas citadas anteriormente.

4.1.5 Transparencia:

Todos los elementos a considerar durante la evaluación de una solicitud de conexión serán presentados e informados a los distintos interesados. Esto incluye la publicación de los modelos implementados, las referencias y cálculos de los parámetros, los resultados obtenidos de las variables del modelo, y la presentación de los resultados y procedimientos realizados para la evaluación de la solicitud del proyecto en cuestión.

4.2 Premisas

Llegada la etapa de evaluación de los proyectos se parte de algunas premisas las cuales determinaran la confiabilidad de los resultados obtenidos del proceso de asignación presentado en este documento. Las principales premisas consideradas al momento de la evaluación se presentan a continuación:

4.2.1 Veracidad de la información:

Debido a que el resultado del proceso de evaluación para la asignación de la capacidad de transporte puede otorgar derechos al promotor sobre dicha capacidad, es indispensable que la información presentada en los estudios de conexión sea verídica y se encuentre dentro del marco regulatorio vigente al momento de realizar la solicitud. Además, el presentar información no verídica puede implicar que los resultados de evaluación no sean confiables y afecten el proceso de evaluación de los demás solicitantes.

En este sentido, una de las premisas consideradas en el desarrollo de este documento es que las solicitudes de conexión presentaron información veraz y confiable.

4.2.2 Compleitud del estudio de conexión:

La completitud del estudio de conexión es fundamental en la etapa de evaluación del mismo ya que muchos de los parámetros empleados dentro del modelo de optimización son resultado de los diferentes análisis solicitados en dichos estudios. El no presentar la información requerida impedirá la evaluación técnica – económica del proyecto en cuestión.

En este sentido, una de las premisas consideradas para el desarrollo del presente documento es que las solicitudes a evaluar cumplieron satisfactoriamente la etapa de revisión de completitud.

5 MODELO DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE CONEXIÓN – MACC

El objetivo de este capítulo es describir la formulación matemática empleada en el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión -MACC, el cual será empleado para encontrar la asignación óptima de los proyectos de generación que realicen la solicitud de conexión a la UPME. Además de la evaluación de los proyectos de generación, el modelo MACC cuenta con la capacidad de decidir si es óptimo o no construir una obra de transmisión para viabilizar la conexión de proyectos de generación.

El modelo de optimización propuesto responde a la necesidad de optimizar la capacidad de conexión disponible en el sistema y, a su vez, maximizar los beneficios que percibirá el sistema por la entrada de dichos proyectos de generación. En otras palabras, el modelo busca asignar la mayor capacidad de conexión posible atendiendo a las diferentes restricciones eléctricas. El MACC será ejecutado de forma secuencial año a año en un horizonte de hasta 15 años, de acuerdo con lo señalado en la resolución CREG 075 de 2021. Los proyectos asignados en cada vigencia anual, serán tenidos en cuenta para el año siguiente como proyectos fijos, y los proyectos que no fueron asignados, se incluirán en la lista de proyectos para el año siguiente.

El modelo presentado a continuación se basa y toma como referencia el informe final presentado a la UPME por la consultoría USAENE – RIGHTSIDE – GERS denominado “Elaboración de un modelo de optimización para la priorización de nuevos proyectos de generación y la asignación de capacidad de transporte”²

5.1 Función objetivo

La función objetivo busca maximizar el beneficio total obtenido por la conexión de los nuevos proyectos, menos los costos asociados a las obras de expansión que son necesarias para viabilizar dichas conexiones, tal y como se puede ver en la siguiente ecuación.

$$\max \sum_{c \in C} \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} W_c \cdot B_{c,p,t} \cdot u_{p,t} - \sum_{o \in O} C_o \cdot u_o,$$

donde:

C	Conjunto de criterios
P	Conjunto de proyectos que solicitan conexión
T	Conjunto de periodos u horizonte de tiempo de simulación.
O	Conjunto de obras de transmisión.
W_c	Ponderadores de los criterios. Valor entre 0 y 1.

² USAENE – RIGHTSIDE – GERS, “Elaboración de un modelo de optimización para la priorización de nuevos proyectos de generación y la asignación de capacidad de transporte”, Disponible online en: https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Conexiones/AN_C_1265_03_producto_informe_fi nalV2.pdf

$B_{c,p,t}$	Beneficio calculado para cada proyecto p del criterio c (\$ COP)
$u_{p,t}$	Variable binaria que toma el valor de 1 cuando al proyecto p se le asigna capacidad de conexión.
C_o	Costo de la obra o (\$ COP).
u_o	Variable binaria que toma el valor de 1 cuando la obra o es construida para viabilizar la entrada de otros proyectos.

Es importante mencionar que, conforme a la clasificación de los proyectos presentada por la Resolución CREG 075 de 2021, durante la ejecución de los proyectos de la Fila 2 (proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN), el MACC no tiene en cuenta el término de obras de expansión. Por otra parte, para la evaluación de los proyectos clasificados en la Fila 1 (proyectos que requieren obras de expansión en el SIN), se tiene en cuenta la función objetivo completa.

5.2 Restricciones

La función objetivo presentada anteriormente está sujeta a cuatro (4) restricciones principales, las cuales buscan incluir dentro del modelo las limitantes de la capacidad de transporte que tiene el sistema y evitar la asignación de dos puntos de conexión al mismo proyecto. Dichas restricciones se describen a continuación.

5.2.1 Restricción de capacidad de barras:

Esta restricción busca controlar que la capacidad de los proyectos asignados a una barra específica no sobrepase la capacidad disponible en la misma en ningún instante dentro del horizonte de tiempo evaluado. Esta limitación se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\sum_{p \text{ conectado a } b} CP_p \cdot u_{p,t} \leq CB_{b,t} \quad \forall b, t,$$

donde:

B	Conjunto de barras del área en análisis
CP_p	Capacidad de conexión solicitada por el proyecto p (MW).
$CB_{b,t}$	Capacidad máxima calculada para la barra b en el periodo de tiempo t .

Es importante resaltar que la capacidad máxima de barra calculada está directamente relacionada con la topología de red, por lo que cualquier cambio en dicha topología afectará el valor de capacidad calculado. Dado a lo anterior, se debe tener en cuenta que el parámetro $CB_{b,t}$ puede no ser constante durante todo el horizonte de evaluación.

5.2.2 Restricción de capacidad de cortocircuito en barras:

Esta restricción controla que la capacidad de cortocircuito de las barras no sea excedida al conectar los proyectos de generación, tanto los conectados a la misma barra como los proyectos cercanos (zona de influencia), tal y como se expresa a continuación:

$$\sum_{p \text{ influencia a } b} AC_p \cdot u_{p,t} \leq CCE_{b,t} \quad \forall b, t,$$

donde:

AC_p	Aporte de cortocircuito del proyecto p (kA).
$CCE_{b,t}$	Capacidad de cortocircuito excedente de la barra b en el tiempo t (kA).

Al igual que en la restricción anterior, la capacidad de cortocircuito excedente de la barra dependerá de los cambios que pueda sufrir la red en análisis durante el horizonte de evaluación.

5.2.3 Restricción de zonas eléctricas:

Esta restricción busca controlar que la capacidad de una zona eléctrica no sea excedida al conectar los proyectos de expansión. Dicha restricción se presenta en la siguiente ecuación:

$$\sum_{p \text{ conectado a barra de la zona } z} CP_p \cdot u_{p,t} \leq CZ_{z,t} \quad \forall z, t,$$

donde:

Z	Conjunto de zonas del área de análisis.
$CZ_{z,t}$	Capacidad máxima de un conjunto de barras del sistema (zona) (MW).

Esta zonas eléctricas son usadas para controlar problemas eléctricos internos de las respectivas áreas operativas.

5.2.4 Restricción para controlar proyectos con varios puntos de conexión:

Con el fin de evitar que el modelo asigne de manera simultánea diferentes puntos de conexión al mismo proyecto, se incluye la siguiente restricción dentro del modelo:

$$u_{jb1} + u_{jb2} \leq 1 \quad \forall j$$

donde:

u_{jb1}	Variable binaria que representa la asignación de la alternativa 1 de conexión propuesta por el proyecto p .
u_{jb2}	Variable binaria que representa la asignación de la alternativa 2 de conexión propuesta por el proyecto p .

5.3 Parámetros técnicos del modelo

Para continuar con la ejecución del modelo MACC, es necesario determinar capacidad máxima de conexión por barra, la capacidad máxima de cortocircuito por barra y la capacidad de conexión conjunta (capacidad por zona). El procedimiento para la obtención de cada uno de estos parámetros, se presenta a continuación.

5.3.1 Capacidad de conexión por nodo:

Como se mencionó en la sección anterior, para la aplicación del modelo MACC es necesario calcular la capacidad de conexión de cada una de la barras de interés, siendo este grupo de barras los puntos de conexión del área en evaluación, en los cuales se han presentado solicitudes por parte de los interesados. Es de resaltar que el cálculo de las capacidades por barra se determina de manera individual, es decir, se analiza una a una las barras del conjunto de interés, asumiendo que las demás no reciben ninguna inyección de potencia nueva.

Dada la complejidad para determinar el valor de la capacidad por barra de manera precisa, se opta por utilizar un proceso iterativo en el cual se conecta una planta de generación de prueba al nodo de interés. Dicha planta irá aumentando la potencia inyectada a la red en cada una de la iteraciones hasta encontrar el valor de potencia en el cual se presenta alguna restricción operativa. Este proceso se repite para cada una de las condiciones operativas (condición normal de operación y ante contingencias N-1) y para uno de los escenarios de demanda (mínima, media y máxima) del periodo de tiempo t en evaluación. Finalmente, la capacidad máxima de barra será el valor mínimo entre la capacidades encontradas para cada una de las condiciones operativas y para cada uno de los escenarios de demanda contemplados, tal y como se presenta en las siguientes ecuaciones:

$$CB_{b,t}^{min} = \min(CB_{b,t}^{CNO,min}, CB_{b,t}^{C1,min}, CB_{b,t}^{C2,min}, \dots, CB_{b,t}^{Cn,min}) \quad \forall b, t,$$

$$CB_{b,t}^{med} = \min(CB_{b,t}^{CNO,med}, CB_{b,t}^{C1,med}, CB_{b,t}^{C2,med}, \dots, CB_{b,t}^{Cn,med}) \quad \forall b, t,$$

$$CB_{b,t}^{max} = \min(CB_{b,t}^{CNO,max}, CB_{b,t}^{C1,max}, CB_{b,t}^{C2,max}, \dots, CB_{b,t}^{Cn,max}) \quad \forall b, t,$$

$$CB_{b,t} = \min(CB_{b,t}^{min}, CB_{b,t}^{med}, CB_{b,t}^{max}) \quad \forall b, t,$$

donde:

$CB_{b,t}^{CNO,d}$ Capacidad máxima calculada para la barra b en el periodo de tiempo t para la condición normal de operación en el escenario de demanda d (MW).

$CB_{b,t}^{Cn,d}$ Capacidad máxima calculada para la barra b en el periodo de tiempo t para la condición de contingencia del elemento n en el escenario de demanda d (MW).

$CB_{b,t}^{min}$ Capacidad máxima calculada para la barra b en el periodo de tiempo t en el escenario de demanda mínima (MW).

$CB_{b,t}^{med}$ Capacidad máxima calculada para la barra b en el periodo de tiempo t en el escenario de demanda media (MW).

$CB_{b,t}^{max}$ Capacidad máxima calculada para la barra b en el periodo de tiempo t en el escenario de demanda máxima (MW).

5.3.2 Capacidad de cortocircuito excedente por nodo:

De forma adicional para el modelo MACC, se introduce una restricción relacionada con la capacidad de cortocircuito excedente que puede soportar cada barra. Esta dependerá de la capacidad de actuación de los interruptores de dicha subestación y de la corriente de cortocircuito máxima calculada, tal y como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$CCE_{b,t} = CI_{b,t} - CC_{b,t}^{max} \quad \forall b, t,$$

donde:

$CI_{b,t}$	Capacidad de interrupción en el nodo b , en el periodo de tiempo t .
$CC_{b,t}^{max}$	Corriente de cortocircuito máxima calculada en nodo b para el periodo de tiempo t .

5.3.3 Capacidad de conexión conjunta (capacidad por zona):

Adicional a la capacidad por barra, el modelo MACC toma como parámetro de entrada la capacidad por zona. En tal sentido, se define una zona como un conjunto de barras relacionadas entre sí, en donde su capacidad estará determinada por el valor máximo de capacidad de la barras que comprenden dicha zona, es decir:

$$CZ_{z,t} = \max(CB_{1,t}, CB_{2,t}, \dots, CB_{b,t}) \quad \forall b \text{ que pertenece a } z$$

5.4 Valoración de los beneficios

Con base en lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 y la Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, se plantea la metodología para la valoración de los beneficios que cada proyecto aporta de manera individual, la cual se fundamenta en la cuantificación del beneficio económico por cada kW instalado, tal y como se puede observar en la siguiente expresión:

$$\frac{B_p^{netos}}{CP_p} = \frac{B_p^{totales} - CAU_p}{CP_p} - \frac{PBT A_p}{CP_p}$$

donde,

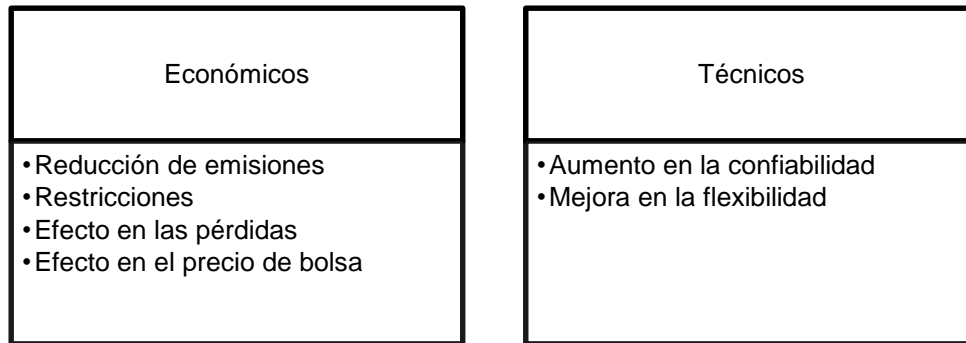
B_p^{netos}	Beneficios netos calculados para el proyecto p (\$ COP).
$B_p^{totales}$	Beneficios económicos totales calculados para el proyecto p (\$ COP).
CAU_p	Costos de los Activos de Uso para la conexión del proyecto p (\$ COP).

- $PBTA_p$ Pérdida de Beneficio por estado de los trámites ambientales del proyecto p (\$ COP).
- CP_p Capacidad del proyecto p declarada al momento de la solicitud (kW).

Es importante aclarar que para esta metodología los costos de los activos de uso (CAU_p) son entendidos como los costos de conexión que debe asumir la demanda por la conexión del proyecto, los cuales deberán ser entregados por el promotor como parte del estudio de conexión. Este parámetro no será tenido en cuenta en caso de que se determine que el proyecto en cuestión no requiera de una expansión para su conexión. Por otra parte, en el caso de que se determine que el proyecto necesita de una expansión y esta no sea reportada en el estudio de conexión, la Unidad le asignará un costo específico para dicha expansión y para la conexión del proyecto.

Los beneficios totales ($B_p^{totales}$) representan la sumatoria de los beneficios técnicos y económicos que aporta la conexión del proyecto de generación al sistema. Los beneficios tenidos en cuenta para la evaluación, se presentan en la Figura 5-1.

Figura 5-1. Beneficios técnicos y económicos a evaluar.



Para la evaluación de los beneficios individuales de cada proyecto, se tiene en cuenta los beneficios presentados y el método general para la evaluación de los beneficios netos. La ecuación planetada, se presenta a continuación:

$$\frac{B_p^{netos}}{CP_p} = \left(W_1 \cdot \frac{B_p^{Res} - CAU_p}{CP_p} + W_2 \cdot \frac{B_p^{PB} - CAU_p}{CP_p} + W_3 \cdot \frac{B_p^{Perd} - CAU_p}{CP_p} + W_4 \cdot \frac{B_p^{Conf} - CAU_p}{CP_p} + W_5 \cdot \frac{B_p^{Flex} - CAU_p}{CP_p} + W_6 \cdot \frac{B_p^{EM} - CAU_p}{CP_p} \right) - WA \cdot \frac{PBTA_p}{CP_p}$$

donde,

- B_p^{Res} Beneficios por restricciones, podrá ser negativo o positivo de acuerdo con el aporte o la reducción de las restricciones operativas del área en la que se ubica el proyecto y su tecnología (\$ COP).
- B_p^{PB} Beneficio por mejora en la competitividad del mercado, visto a través del efecto en el precio de bolsa que genera la entrada del proyecto p (\$ COP).

B_p^{Perd}	Beneficio económico por la reducción en las pérdidas de energía dada la entrada del proyecto p (\$ COP).
B_p^{Conf}	Monetización del beneficio por el aumento en la confiabilidad del sistema con la entrada del proyecto p (\$ COP).
B_p^{Flex}	Beneficio económico calculado por la flexibilidad aportada al sistema, debido a la entrada del proyecto p (\$ COP).
B_p^{EM}	Beneficio económico estimado por evitar la emisión de gases de efecto invernadero CO2 (\$ COP).
W_c	Factores de ponderación de cada uno de los beneficios evaluados (p.u.).
WA	Peso asociado a la pérdida del beneficio por el estado de los trámites ambientales (p.u.).
$PBTA_p$	Pérdida de Beneficio por estado de los trámites ambientales del proyecto p (\$ COP).
CP_p	Capacidad del proyecto p declarada al momento de la solicitud (kW).

Es de notar que los factores de peso asociados a cada beneficio suman 100%, lo que hace que tanto el costo de activos de uso como la capacidad a instalar no se estén teniendo en cuenta de manera absoluta en cada factor de la ecuación, sino están tenidas en cuenta en la proporción asociada al factor de peso. Los factores de peso a utilizar para cada uno de los beneficios evaluados se presentan en las siguientes secciones de este documento.

5.4.1 Factores de ponderación:

El ponderador en la función objetivo, medirá el peso relativo que cada criterio tiene en la función objetivo, siendo la suma de estos pesos el 100% de los beneficios que presenta el proyecto. Ahora bien, si el proyecto cuenta con la licencia ambiental, no hay descuento alguno de beneficios. Si por el contrario, para el proyecto no hay ningún avance en materia ambiental, el descuento WA , que corresponde al porcentaje de ponderación será del 10%, tal y como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 5-1. Factores de ponderación para cada uno de los criterios de evaluación

Criterio	Peso W
Reducción de restricciones	16,7%
Reducción de Pérdidas	16,7%
Efecto en precio de bolsa	16,7%
Reducción de emisiones	16,7%

Aumento de la confiabilidad	16,6%
Aumento de la flexibilidad	16,6%
Total (económicos + técnicos)	100%
Ambiental – Estado de los trámites	10%

Como se observa, el mayor peso se encuentra asignado de manera equitativa entre los distintos beneficios técnicos y económicos evaluados.

5.4.2 Beneficios por emisiones evitadas de CO2:

Dentro del marco de la hoja de ruta para ser carbono neutro en 2050, el sector eléctrico está apostándole a la implementación del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático como un instrumento a través del cual se evalúa la incorporación de estrategias de mitigación de CO2 y de adaptación al cambio climático en la planeación sectorial. Con base en dicha iniciativa, se incluye dentro del cálculo de beneficios la valoración económica asociada a la emisión de CO2 eq. Para ello se valora económicamente la reducción de emisiones que causarían las tecnologías limpias frente a las emisiones actuales del sistema, por medio de la siguiente ecuación:

$$B_p^{EM} = VPN \left[\sum_{k=0}^n EMA_n \cdot (FE_{sistema} - FE_{proyecto}) \cdot C_{EM} \right]$$

$$EMA_n = CP_p \cdot 8760 \cdot \text{Factor de planta}$$

donde,

VPN	Valor Presente Neto (\$ COP).
EMA_n	Energía Media Anual estimada (MWh).
$FE_{sistema}$	Factor de emisiones del sistema eléctrico colombiano estimado por XM para el año inmediatamente anterior al periodo de análisis (t CO2 eq/MWh).
$FE_{proyecto}$	Factor de emisiones asociado al tipo de combustible principal que usa el proyecto (t CO2 eq/MWh).
C_{EM}	Costo por emisiones de CO2 (\$/ t CO2 eq).

El factor de emisiones del sistema eléctrico colombiano es un parámetro que se determina a partir de la información publicada por XM en el siguiente enlace: <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>, siendo este valor promedio de 0,126 tCO2eq/MWh para el año 2021. Para el caso de los factores de emisiones de las diferentes tecnologías, se

toma como referencia el informe de emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España³, en donde se presentan los valores consignados en la Tabla 5-2. Finalmente, para el costo por emisiones de CO₂, se toma como referencia el valor promedio del año inmediatamente anterior de los datos de costos de la Unión Europea presentados en <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>, y se aplica la respectiva tasa de cambio el último día del mismo año.

Tabla 5-2. Factores de emisión por tipo de combustible primario.

Combustible	Emisiones de Toneladas CO ₂ eq/MWh
Carbón	0,95
Gas Natural	0,37
Diesel	0,77
Tecnologías limpias (FNCER)	0
Hidráulica	0

Por último, los factores de planta que se tienen como referencia para el cálculo de los beneficios, se presentan en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3. Factor de planta por tecnología

Tecnología	Factor de planta
Solar FV	0,26
Eólico Onshore	0,57
Eólico Offshore	0,57

³ Red eléctrica de España, “Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España”, disponible online en: https://ceoe-tenerife.com/wp-content/uploads/2020/05/2020_05_21_REE_Metodolog%C3%ADa_emisiones_CO2_generaci%C3%B3n_electricidad_Espa%C3%B1a.pdf

Biomasa y Residuos	0,70
Geotérmica	0,80
PCH	0,54
Térmica – Ciclo abierto	0,85
Térmica – Ciclo combinado	0,85
Térmica a vapor	0,85
Térmica - diésel	0,85
Hidráulica	0,60
Cogeneración	0,85

5.4.3 **Beneficio por restricciones:**

La Resolución CREG 035 de 1999, plantea que las restricciones se deben a limitaciones que se presentan en la operación, que tiene su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada, o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en eléctricas y operativas. Por un lado, las restricciones eléctricas se deben a limitaciones en los equipos del STN, o de activos de conexión al STN, o de los STR y/o SDL, o de las interconexiones internacionales. En el caso de las restricciones operativas, éstas se presentan a causa de exigencias que requiere el sistema eléctrico para garantizar la seguridad de las áreas operativas y a los criterios de calidad y confiabilidad. Por lo anterior, en la medida en que no se instale nueva infraestructura para cubrir dichas restricciones, se utilizan los recursos de generación ubicados en las áreas eléctricas donde se presenta la restricción.

El beneficio que se busca monetizar se enfoca en establecer el aporte que tendrá el proyecto en caso de requerirse para cubrir una restricción que se presenta previamente en el área de estudio. En ese sentido, este beneficio se calculará en los casos en los que se identifica una restricción operativa en el área en la que se encuentra el proyecto.

Para la estimación económica de este beneficio, se implementará el FactorR propuesto por el consultor USAENE – RIGHTSIDE – GERS en su informe final⁴, el cual mide la distancia en porcentaje que existe entre el precio de bolsa medio del año inmediatamente anterior al año de inicio de la asignación de capacidad, y los precios de oferta medios por tecnología que publica XM en el informe mensual de análisis del mercado del mes de diciembre del año de referencia. La ecuación para estimar las distancias entre el precio de oferta medio por tecnología y el precio de bolsa promedio se presenta a continuación:

$$FactorR_i = \frac{PB_{promedio} - PO_i}{PB_{promedio}}$$

donde,

PO_i	Precio de Oferta promedio de la tecnología de generación i (\$ COP/kWh).
$PB_{promedio}$	Precio de Bolsa promedio del sistema (\$ COP/kWh).

Es importante aclarar que si el precio ofertado por la planta es mayor que el precio de bolsa promedio del sistema, la conexión de la planta puede representar un beneficio negativo, ya que este puede llegar a encarecer el costo por reconciliaciones positivas en el caso de haberse requerido para cubrir restricciones del área. Si por el contrario, el precio de oferta de la planta es menor que el precio de bolsa del sistema, puede representar un beneficio positivo, debido a que podría contribuir a una disminución en el costo de dichas reconciliaciones. Considerando lo anterior, se calcula el beneficio por restricciones, basado en la siguiente ecuación:

$$B_p^{Res} = VPN[EMA \cdot PB_{promedio} \cdot FactorR_p]$$

5.4.4 Reducción por precio de bolsa:

El valor presente neto por reducción de los precios de bolsa debe ser suministrado como parte del estudio de conexión, que el agente promotor del proyecto suministre y el cual debe ser estimado mediante la metodología que publique la UPME para tal fin. Este debe ser calculado y presentado para los primeros 15 años, contados a partir de la FPO estimada.

$$B_p^{PB} = VPN(RCM)$$

donde,

RCM	Reducción del Costo Marginal (\$ COP).
-------	--

⁴ USAENE – RIGHTSIDE – GERS, “Elaboración de un modelo de optimización para la priorización de nuevos proyectos de generación y la asignación de capacidad de transporte”, Disponible online en: https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Conexiones/AN_C_1265_03_producto_informe_fi nalV2.pdf

5.4.4.1 Metodología transitoria

La UPME encuentra coherente que se realice la estimación de la reducción de costo marginal como un criterio para la asignación de capacidad de transporte en el SIN, sin embargo, para su aplicación encuentra dos inconvenientes:

- La cuantificación del impacto de precio de bolsa no incluye los efectos de *mark ups* o márgenes de utilidad
- Actualmente, no hay una metodología objetiva o estandarizada que permita realizar la cuantificación del beneficio de forma clara

En este sentido, se hace imprescindible que la UPME establezca una metodología para el cálculo de este beneficio, antes de que este sea tenido en cuenta como fue propuesto por la consultoría, por lo cual la UPME publicará, para la vigencia 2023 del proceso de asignación de capacidad de transporte al SIN, una metodología de cálculo que sea objetiva, trazable y estandarizada.

Dicha publicación, y los análisis requeridos para la formulación de dicha metodología, no pueden realizarse en el marco de la asignación para el periodo de 2022, esto debido a los plazos actuales para el proceso. Por esta razón, se propone una metodología transitoria que reemplaza al beneficio por reducción de precio de bolsa durante la vigencia 2022 y hasta que se haga pública la metodología de cálculo que establezca la UPME.

Esta metodología transitoria, busca cuantificar, bajo los principios establecidos en la sección 4.1, el costo de la energía aportada a la matriz energética frente al precio de la energía observado. Se propone la siguiente fórmula para el cálculo del beneficio:

$$B_p^{PB} = VPN(EMA \cdot (P_{of_{tec}} - P_e))$$

donde,

EMA	Energía Media Anual (kWh).
$P_{of_{tec}}$	Precio promedio de oferta por tecnología en el último año (\$COP/ kWh).
P_e	Precio promedio de energía transada en contratos a 3 años formalizados durante el último año en el SICEP (\$COP/ kWh).

Para las tecnologías FNCER que no cuenten con datos históricos de precios de oferta de al menos un año, su precio de oferta se cuantificará de forma transitoria de la siguiente forma:

1. Se asignará a estas tecnologías un precio de oferta equivalente al menor valor de los promedios de precios de oferta mensuales durante el último año de la tecnología hidráulica.

5.4.5 Beneficio por reducción de pérdidas:

Los estudios de conexión deben entregar el efecto en las pérdidas del sistema que tiene el proyecto, en energía anual (GWh/año). Para ello, el agente realiza la estimación del valor de las pérdidas de energía sin proyecto y le descuenta las pérdidas de energía con proyecto, entregando así un valor único entendido como la diferencia entre los dos parámetros mencionados. El beneficio calculado por reducción de pérdidas se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$B_p^{Perd} = VPN(\Delta_{pérdidas} \cdot PB_{promedio})$$

donde,

$\Delta_{pérdidas}$ Ahorro o aumento de pérdidas de energía anuales desde la fecha de FPO hasta el periodo de análisis, valores que se deben obtener del estudio de conexión (kWh).

5.4.6 Beneficio económico por aumento en la confiabilidad:

Para lograr la valoración de la energía firme que aportaría la planta o proyecto a la demanda, se determina un precio que represente para la demanda el valor que tendría que pagar en caso de no llegar a disponer de energía antes de llegar al precio de activación del mecanismo de cargo por confiabilidad. Para ello, se propone la siguiente formulación:

$$B_p^{Conf} = VPN \left[\sum_{k=0}^n ENFICC_p \cdot (CR1 - PE_a) \cdot P\% \right]$$

donde,

$ENFICC_p$	Energía Firme estimada.
$CR1$	Costo incremental de racionamiento del primer escalón de último mes disponible (\$COP/kWh).
PE_a	Precio de escasez de activación al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior a presentar la solicitud de conexión (\$COP/kWh).
$P\%$	Probabilidad de tener una baja hidrología, usado por la UPME en el último Plan de Expansión.

Es importante aclarar que para la fecha de publicación de este documento el valor de $P\%$ es del 19%, sin embargo, este valor será publicado por la Unidad como base para los cálculos de los beneficios. Por otra parte, los parámetros de Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad - ENFICC se basan en el “Reporte de Parámetros y ENFICC Verificada – Verificación Anual 2021” presentado por XM⁵, la estimación de la ENFICC por tecnología se presenta en la Tabla 5-4.

⁵ La estimación de la ENFICC presentada se realizó utilizando las ENFICC reportadas por los agentes a XM para 2021 del “Reporte Parámetros y ENFICC Verificada - Verificación Anual 2021”. Se estimó el porcentaje de ENFICC con respecto a la capacidad instalada y se realizó un promedio por tecnología. Para el caso de las centrales eólicas se tomó el valor establecido por resolución.

Tabla 5-4. Estimación ENFICC por tecnología.

Tecnología	Valor para afectar la Energía media
Solar FV	15%
Eólico Onshore	6%
Eólico Offshore	6%
Biomasa y Residuos	83%
Geotérmica	70%
PCH	15%
Térmica – Ciclo abierto	83%
Térmica – Ciclo combinado	83%
Térmica a vapor	83%
Térmica - diésel	83%
Hidráulica	31%
Cogeneración	83%
Hidráulicas filo de agua	19%

5.4.7 Beneficio económico por mejora en la flexibilidad:

Flexibilidad es la habilidad que tiene el sistema para responder a las diferentes condiciones de cambio en el balance generación-demanda, en todas las escalas y horizontes de tiempo⁶. Para el caso del análisis de beneficios, dada la temporalidad y objetivo de este documento, se implementará la metodología de flexibilidad por potencia la cual busca asegurar el suministro futuro de electricidad en el mediano y largo plazo y específicamente en relación con las reservas de AGC que es donde se prevén impactos importantes por la entrada de fuentes no convencionales de energía.

Entendiendo entonces que la flexibilidad por energía podrá verse reflejada en el aumento de las necesidades de AGC a futuro por la entrada de fuentes no convencionales de energía, se establece la siguiente valoración de los beneficios de flexibilidad de cada proyecto que solicite capacidad de conexión, como se muestra:

$$B_p^{Flex} = VPN \left[\sum_{k=0}^n EMA_p \cdot Flex\% \cdot CEE_{promedio} \right]$$

$$Flex\% = \frac{0,4 \cdot (P_p^{max} - P_p^{min}) + 0,4 \cdot (Ramp \cdot \Delta t)}{P_p^{max}} + 0,2 \cdot \left(1 - \frac{t_{arranque}}{60} \right)$$

donde,

$Flex\%$	Índice de flexibilidad.
$CEE_{promedio}$	Costo Equivalente de Energía promedio calculado del año inmediatamente anterior a la evaluación de los beneficios (\$COP/kWh).
P_p^{max}	Potencia máxima del generador p (kW).
P_p^{min}	Potencia mínima del generador p (kW).
$Ramp$	Rampa del generador p (kW/h).
$t_{arranque}$	Tiempo de arranque del generador p (t).

Para el cálculo del índice de flexibilidad, se toman los datos de las referencias de tecnologías *post-flexibilization*, del reporte de IRENA denominado "FLEXIBILITY IN CONVENTIONAL POWER PLANTS INNOVATION LANDSCAPE BRIEF"⁷, bajo el entendido que los inversionistas buscarán que sus proyectos se puedan adaptar de la mejor manera a las necesidades de sus mercados eléctricos, que vienen incorporando generación intermitente de manera clara y definida. Es importante mencionar que para las plantas solares y eólicas el factor de flexibilidad será cero debido a que esta condición estaría asociada a la inclusión y potencia

⁶ Fuente: Presentación XM Reunión semanal Gerencia Tecnología 10 febrero 2020

⁷ IRENA, "FLEXIBILITY IN CONVENTIONAL POWER PLANTS INNOVATION LANDSCAPE BRIEF", disponible online: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1

de baterías, más que a la potencia misma de la central. Los índices de flexibilidad determinados para cada una de las tecnologías se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-5. Índice de flexibilidad por tecnología.

Tecnología	Índice de flexibilidad
Solar FV	0
Eólico Onshore	0
Eólico Offshore	0
Biomasa y Residuos	0,25
Geotérmica	0,25
PCH	0,61
Térmica – Ciclo abierto	0,40
Térmica – Ciclo combinado	0,27
Térmica a vapor	0,25
Hidráulica	0,61
Cogeneración	0,25
Motores	0,95

5.4.8 Beneficio por estado de los trámites ambientales:

El enfoque de la incorporación del estado de los trámites ambientales de la planta generadora al momento de solicitar la conexión se rige por el principio de pérdida de beneficio. Lo anterior entendiendo la relevancia que tiene para la implementación de un proyecto este tema. Es decir, los beneficios que hasta ahora han sido

estimados pueden llegar a verse disminuidos por la demora en la consecución de la licencia o permisos ambientales que afectan el inicio y puesta en operación de los proyectos de generación. De acuerdo con el avance de los trámites ambientales se puede llegar a condicionar incluso la realización o la materialización del proyecto. En este sentido, esta monetización indirecta del estado de los trámites ambientales permite asociar incluso un riesgo en la fecha de ingreso y/o en la realización del proyecto de generación.

Ahora bien, en la medida que la entrada del proyecto sea en un tiempo mayor al que toman los trámites ambientales, el riesgo de cambio en la fecha de entrada es menor y por ello se propone la incorporación de un indicador del posible impacto de la componente ambiental según la distancia con la fecha de entrada esperada (FPO).

Con base en lo anterior, se estima una pérdida de valor en los beneficios del proyecto como se presenta a continuación:

$$PBTA = (B_p^{Res} + B_p^{PB} + B_p^{Perd} + B_p^{Conf} + B_p^{Flex} + B_p^{EM}) \cdot (1 - P) \cdot E_t$$

$$E_t = \frac{1}{(1 + 12\%)^{FPOM}}$$

donde,

P	Puntos asociados al estado del proceso del trámite ambiental.
E_t	Impacto en el tiempo de la estimación de la pérdida de beneficio.
$FPOM$	Número de meses desde el momento de evaluación del proyecto y la FPO del mismo.

Los puntos asociados al estado del proceso ambiental, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-6. Criterios ambientales y puntajes otorgados.

Etapa	Criterio	Puntuación para proyectos que requieren licencia	Puntuación para proyectos que no requieren licencia
LA	Licencia Ambiental obtenida	0,5	0,5

5.5 Criterios de desempate

Como se presentó anteriormente, la función del MACC es determinar los proyectos que maximicen los beneficios al sistema aprovechando de manera óptima la capacidad de transporte disponible. Sin embargo, se puede presentar el caso en el que dos o más proyectos con características iguales en capacidad, tecnología

y beneficios al sistema, soliciten conexión al mismo punto de conexión y que éste no tenga la capacidad suficiente para conectarlos a todos. De ser este el caso, se realizará un procedimiento posterior a la optimización, el cual garantizará que la asignación de los proyectos que se encuentran en la situación anteriormente descrita, sea en orden ascendente respecto a la fecha y hora de radicación de la solicitud de conexión en la Ventanilla Única.

6 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SOLICITUDES

En el desarrollo del actual documento se ha descrito con suficiencia la importancia y motivación del proceso de asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021. De la misma forma, se ha descrito el modelo de optimización escogido para proceder con la mencionada asignación y se ha explicado cada uno de sus componentes.

No obstante, el modelo de optimización descrito debe estar acompañado de una protocolización de su uso, de manera que no solo se describan sus características, sino también el procedimiento o uso que se le va a dar en el proceso de asignación de capacidad de transporte. La UPME como responsable del proceso de asignación de capacidad de transporte, y de modo coherente con los principios de evaluación que rigen el proceso, protocolizará su uso.

En este sentido, el presente capítulo busca llenar ese vacío en la descripción procedimental de la utilización del MACC por parte de la UPME.

6.1 Análisis económico

Para adelantar el análisis económico de las solicitudes de conexión de proyectos clase 1, se utilizan los beneficios estimados de cada proyecto, como se explicó en el capítulo anterior. Con esta información se obtienen valores monetarios que permiten priorizar la conexión de las distintas solicitudes sujetas al cumplimiento de las restricciones eléctricas del modelo.

Ahora, si bien la metodología, fórmulas y ecuaciones asociadas al cálculo de los beneficios fueron descritas en el capítulo anterior, se identificó la necesidad de complementar la información, con las siguientes aclaraciones procedimentales:

- a. Durante la vigencia 2022, fueron radicadas ante la UPME solicitudes de conexión que no cumplieron con la totalidad de requisitos publicados en la Circular CREG 010 de 2022, debido a que su fecha de radicación fue anterior a la emisión de la mencionada circular.

Ante estos casos, no es posible para la UPME decretar la no completitud de la solicitud de conexión en los términos del artículo 17 de la Resolución UPME 528 de 2021, toda vez que los requisitos para el estudio de conexión y solicitud de conexión fueron publicados posteriormente a la radicación de la solicitud.

Por lo tanto, si la no completitud de la solicitud obedece a criterios o requisitos publicados de forma posterior a la solicitud, esta se entenderá completa y se procederá con el procedimiento del artículo 17 de la Resolución UPME 528 de 2021.

- b. Para la vigencia 2022, y considerado el cronograma vigente de asignación de capacidad del año 2022 publicado mediante Circular UPME 033 de 2022, no es posible unificar las metodologías para la determinación de los beneficios por reducción de precio marginal y reducción de pérdidas descritos en las secciones 5.4.4 y 5.4.5, respectivamente.

Por lo tanto, los valores utilizados para la estimación de estos beneficios corresponderán a aquellos registrados en el estudio de conexión de la solicitud. Dicho esto, si la UPME en su análisis detecta que los beneficios presentados tienen valores que se puedan considerar irreales o sobreestimados

por órdenes de magnitud, podrá emplear constantes genéricas a partir de los promedios de solicitudes presentadas con una capacidad y tecnología similares. En este caso, se dejará registro de los valores presentados en el estudio de conexión y los valores usados en la evaluación de la solicitud.

- c. La estimación de los beneficios por cada solicitud de conexión se encuentra asociada, en algunos casos, a tablas que buscan de forma objetiva y transparente asociar un valor a cada proyecto acorde a su tecnología para el cálculo de factores de planta, flexibilidad, ENFICC, emisiones de CO₂ o de restricciones.

Los valores de estos factores para la vigencia 2022 fueron presentados en las Tabla 5-2, Tabla 5-3, Tabla 5-4 y Tabla 5-5. No obstante, su actualización debe realizarse periódicamente, de forma que sus valores representen una estimación razonable de la actualidad de cada una de las tecnologías que representa. Por lo tanto, la UPME publicará una actualización anual de los valores de referencia para el MACC, los cuales se pondrán a disposición de la ciudadanía antes de que se cumpla el plazo de radicación de proyectos clase 1 para cada vigencia.

- d. Acorde a la Resolución CREG 075 de 2021, existen 2 filas de proyectos según si se requieren o no expansiones en el sistema para la viabilidad del proyecto de generación. Para la evaluación de solicitudes de conexión, si la capacidad de transporte se copa con una fracción de los proyectos pertenecientes a la fila 2 (proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN), los proyectos restantes de la fila 2 pasarán a la fila 1 (proyectos que requieren obras de expansión del SIN), donde competirán por la capacidad disponible con los proyectos que requieren obras de expansión.

Como parte de este ejercicio y de ser necesario, la UPME podrá estimar los costos de las obras de expansión necesarias para la conexión de estos proyectos.

6.2 Publicación de información para ejecución del MACC

Los insumos del MACC definidos y descritos en el capítulo anterior,⁵ representan una de las fuentes de incertidumbre más grandes para el sector en el proceso de asignación de capacidad de transporte. Por esta razón, los insumos del MACC, así como sus valores iniciales en el proceso de asignación de capacidad, serán publicados por la UPME acorde a lo establecido en la presente sección.

6.2.1 Definición de áreas operativas

El procedimiento de evaluación de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, el cual será descrito con detalle en las secciones 6.3 y 6.4, será aplicado de forma paralela en cada una de las áreas operativas establecidas en la Tabla 6-1 La asignación de capacidad será realizada teniendo en cuenta estas divisiones y su definición obedece a las sub-áreas que históricamente se han utilizado para la evaluación de solicitudes de conexiones.

Tabla 6-1. Clasificación de áreas operativas en el SIN

No.	Departamentos
1	Guajira
	César
	Magdalena
2	Atlántico
3	Bolívar
4	Córdoba
	Sucre

No.	Departamentos
5	Norte de Santander
6	Santander
7	Antioquia Chocó
8	Caldas Quindío Risaralda
9	Bogotá D.C Cundinamarca
10	Boyacá Casanare
11	Arauca
12	Meta Guaviare
13	Huila Tolima Caquetá
14	Valle
15	Cauca Nariño Putumayo

Fuente: UPME

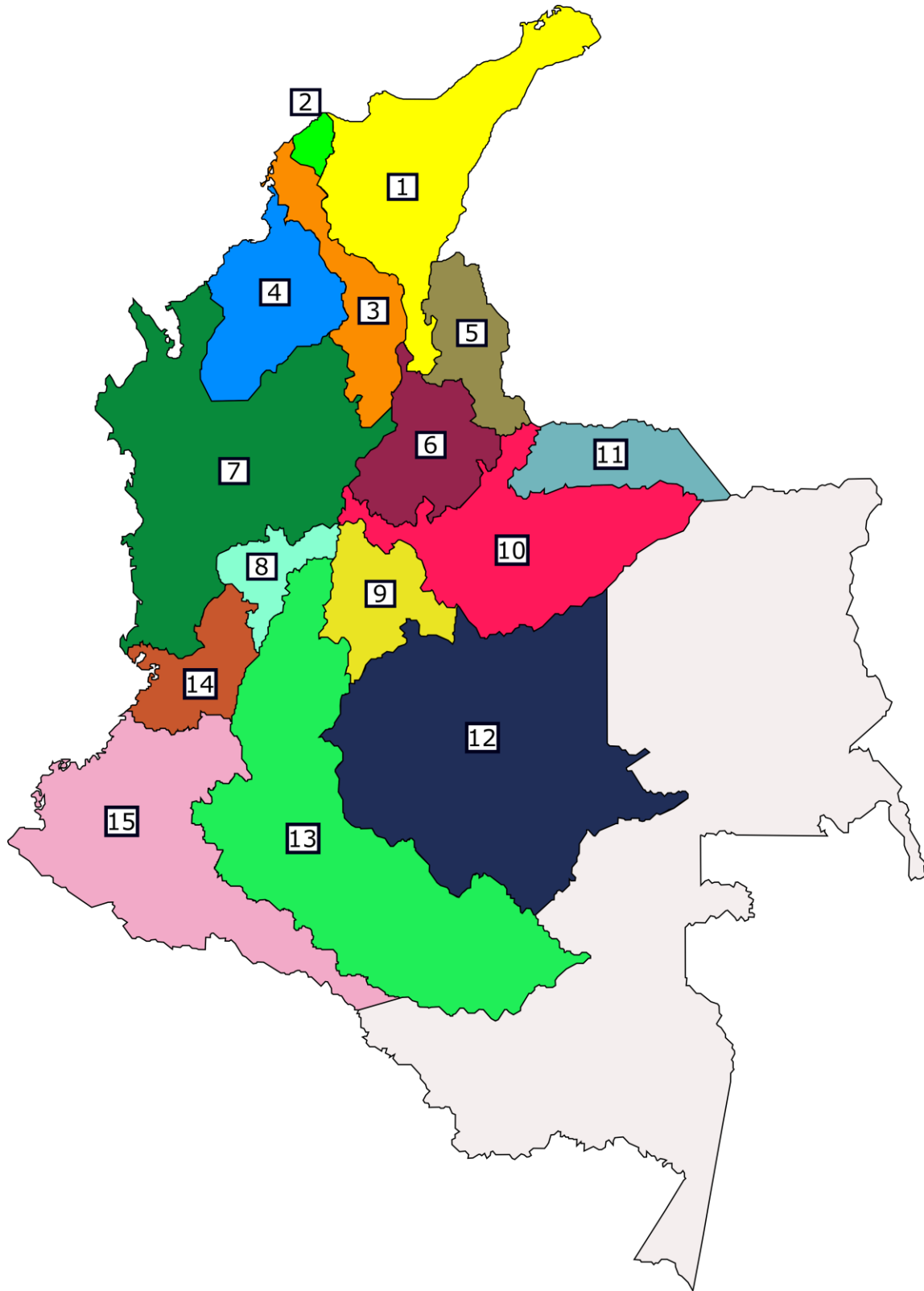
Entonces, las solicitudes de conexión se ubicarán en una de las áreas operativas establecidas acorde a la ubicación geográfica del punto de conexión solicitado. En caso de presentarse una solicitud de conexión con más de una alternativa y puntos de conexión ubicados en diferentes áreas operativas, se ubicará a la solicitud acorde a la ubicación geográfica del proyecto de generación.

Dicho esto, la ubicación geográfica como criterio inicial de clasificación es imperfecta, toda vez que pueden existir proyectos conectados a un SDL que geográficamente se ubiquen en un área operativa, pero que sea atendida por una subestación de nivel de tensión 4 que pertenezca a un área operativa distinta. Así mismo, existen puntos de conexión ubicados en las fronteras entre distintas áreas operativas, y la asignación de capacidad de transporte en estos puntos de conexión puede tener un impacto relevante en ambas áreas operativas.

En estos casos excepcionales, la solicitud de conexión se ubicará en el área operativa que experimente el mayor impacto eléctrico negativo con la conexión del proyecto, acorde al criterio del análisis de la UPME.

La UPME no publicará actualizaciones a esta división de áreas operativas y se entenderá que éstas se mantienen para futuras vigencias del proceso de asignación de capacidad de transporte hasta tanto la UPME decida modificar, eliminar o adicionar áreas operativas, lo cual, en todo caso, deberá ser informado previamente al inicio del análisis de las solicitudes de la respectiva vigencia en la que se realice el cambio.

Figura 6-1. Distribución de áreas operativas en el SIN



Fuente: UPME

6.2.2 Definición de zonas eléctricas

Las zonas eléctricas, entendidas como una agrupación de barras relacionadas eléctrica o topológicamente entre sí, fueron descritas como un insumo para la ejecución del MACC en el capítulo anterior⁵. Sin embargo, la definición de estas zonas eléctricas no es clara desde la formulación del MACC, como tampoco lo es el criterio que se usará para su definición.

Al respecto, es importante aclarar que la definición de zonas eléctricas al interior de un área operativa no es trivial, ya que existen múltiples criterios que pueden ser utilizados para su definición y el uso de cada criterio puede resultar en la definición de zonas distintas entre sí. Por esta razón, la definición de las zonas eléctricas al interior de cada área operativa será responsabilidad de la UPME, quien realizará una definición de zonas para cada área operativa, utilizando la experiencia adquirida en la evaluación de solicitudes de asignación de capacidad de transporte.

En este proceso, la UPME presentará una propuesta de definición de zonas eléctricas a los transportadores presentes en cada área operativa, con el objetivo de que esta definición sea concertada entre la UPME y los transportadores.

Dicho esto, y teniendo en cuenta el principio de transparencia, establecido en este documento y que rige al proceso de asignación de capacidad de transporte, la UPME publicará la definición de zonas eléctricas para cada área operativa antes del inicio de la evaluación de las solicitudes en el formato de la Tabla 6-2.

Tabla 6-2. Información de zonas eléctricas a publicar

Área Operativa	Zona	Barras
Área 1	Zona 1	Barra 1
		Barra 2
		Barra 3
Área 2	Zona 2	Barra A
		Barra B
		Barra X
Área 2	Zona 1	Barra Y
		Barra 10
		Barra 12
Área 2	Zona 2	Barra 15
		Barra 22
		Barra 22
⋮	⋮	⋮

Fuente: UPME

En todo caso, la UPME publicará una actualización a la definición de zonas eléctricas anualmente, previo al inicio de la evaluación de las solicitudes de conexión, teniendo en cuenta los cambios topológicos, nuevas subestaciones y barras definidas desde la vigencia anterior del proceso.

6.2.3 Publicación de capacidades por barra en el STN y STR

Uno de los insumos más importantes para la ejecución del MACC corresponde al cálculo de la capacidad por barra, que busca cuantificar de forma independiente para cada barra la cantidad de capacidad de transporte que se podría asignar sin considerar la asignación en otras barras. El cálculo de estas capacidades representa un esfuerzo computacional considerable, ya que estas deben calcularse para cada año, escenario de demanda y escenario de generación en condición normal de operación y ante contingencias.

Entonces, con el objetivo de dar claridad en lo referente a los insumos que la UPME utiliza para la ejecución del MACC, se publicará anualmente y previo al inicio de la evaluación de las solicitudes de conexión, una matriz con las capacidades de cada barra del STN y STR, acorde al formato de la Tabla 6-3.

Tabla 6-3. Información de capacidad por barra a publicar

Barra	Capacidad	Elemento limitante	Ante contingencia en
:	:	:	:

Fuente: UPME

En todo caso, la UPME informará la fecha de corte en la cual se consultó la topología, parámetros eléctricos, FPO de obras de transmisión y generadores, que fueron utilizados para modelar la red a partir de la cual se obtuvieron las distintas capacidades por barra publicadas.

6.2.4 Publicación de capacidades por barra en el SDL

Como se mencionó en la sección anterior, el cálculo de capacidades por barra implica un esfuerzo computacional considerable, por lo que su cálculo para todas las barras del STN y STR puede tardar semanas. Ahora, si se incluye en este cálculo a la totalidad de las barras del sistema de niveles de tensión 2 y 3 que hacen parte del SIN, el tiempo que tardaría la realización del cálculo de la capacidad por barra sería impráctico.

Por esta razón, el cálculo de capacidades por barra en el SDL solo se realizará para barras que hagan parte de los puntos de conexión en los que se solicite capacidad de transporte, lo cual no afecta de ninguna manera el desempeño del MACC en el proceso de asignación de capacidad.

Para este grupo reducido de barras se realizará una publicación con el mismo alcance y formato presentado en la Tabla 6-3.

6.2.5 Publicación de capacidad remanente de cortocircuito por subestación

Otro de los insumos necesarios para la ejecución del MACC, corresponde a la capacidad de cortocircuito remanente en las subestaciones del STN y STR, la cual se entiende como la diferencia entre la capacidad de actuación en los interruptores de la subestación y la corriente de cortocircuito más grande calculada en ella. La restricción asociada a este insumo busca restringir la asignación de capacidad de proyectos que puedan ocasionar que se supere la capacidad de corte de los interruptores en las subestaciones del SIN.

Acorde al principio de transparencia y como se ha explicado anteriormente, la UPME publicará anualmente y previo al inicio de la evaluación de solicitudes de conexión la información de la capacidad remanente en las subestaciones del STN y STR acorde al formato de la Tabla 6-4.

Tabla 6-4. Información de capacidad de cortocircuito remanente por barra a publicar

Barra	Capacidad remanente	Capacidad de interrupción
-------	---------------------	---------------------------

:	:	:
---	---	---

Fuente: UPME

No se involucrará en el MACC la capacidad remanente en subestaciones del SDL, toda vez que su nivel de cortocircuito y la responsabilidad para ejecutar las inversiones necesarias para evitar que esta capacidad se supere, recae única y exclusivamente en el Operador de Red de la respectiva zona.

6.2.6 Publicación de hoja de datos para cálculo económico

El cálculo de beneficios económicos para cada solicitud de conexión, el cual fue explicado extensivamente en el capítulo anterior⁵, es una componente clave en el proceso de asignación de capacidad de transporte. Por esto, y para permitir que los interesados puedan conocer el cálculo de los beneficios de su proyecto que será tenido en cuenta en el proceso de evaluación de solicitudes de conexión, la UPME publicará una hoja de datos que incluya la formulación necesaria para cuantificar los beneficios.

6.2.7 Publicación código fuente del MACC

El código fuente del MACC fue desarrollado utilizando el lenguaje de programación Python. La UPME pondrá a disposición de los interesados los archivos de Python que componen el código del MACC, aclarando que:

- La versión de Python necesaria para la ejecución del MACC corresponde a 3.8.
- La versión de Microsoft Excel requerida debe ser 2013 o más reciente.
- El sistema operativo debe ser Microsoft Windows.
- Se debe contar con licencia de optimizador CPLEX, GUROBI, CBC, MOSEK o IPOPT.

Así mismo, se pondrá a disposición de los interesados el manual de usuario del MACC creado por el desarrollador del modelo para su respectiva consulta.

6.3 Procedimiento general de evaluación

Durante el capítulo anterior⁵ se realizó una descripción detallada del MACC, incluyendo la metodología para el cálculo de los beneficios que se asignarán a cada solicitud de conexión recibida. Complementariamente, en la sección 6.2 se especificó la información que será puesta a disposición de los interesados, para contar con información transparente a la hora de estimar el desempeño de la solicitud de conexión en el MACC.

No obstante, permanece un vacío en la descripción del proceso de asignación de capacidad de transporte, toda vez que el MACC representa la herramienta utilizada para la evaluación de las solicitudes, pero hasta este momento no se ha profundizado en el procedimiento o reglas generales que regirán el actuar de la UPME como responsable de la asignación de capacidad de transporte.

Con el objetivo de compartir estas reglas, se describe a continuación y de forma detallada el procedimiento general de evaluación de solicitudes de conexión.

6.3.1 Clasificación de solicitudes

El primer paso del procedimiento general de evaluación de solicitudes de conexión, corresponde a la clasificación de las solicitudes recibidas.

6.3.1.1 Clasificación por área operativa

Como se explicó en la sección 6.2.1, las solicitudes de asignación de capacidad de transporte recibidas se clasificarán acorde al área operativa a la que pertenezcan, en este sentido la asignación de capacidad se realizará mediante la ejecución del procedimiento general de forma independiente y paralela para cada una de las áreas operativas definidas.

6.3.1.2 Clasificación por grupo o bolsa de priorización

Adicionalmente, las solicitudes de asignación de capacidad de transporte recibidas se clasificarán en uno los siguientes grupos o “bolsas” de priorización:

- Bolsa 1. Proyectos con obligaciones con el sistema.
- Bolsa 2. Proyectos con trámites ambientales finalizados.
- Bolsa 3. Proyectos que no cumplan requisitos para ubicarse en las Bolsas 1 o 2.

Para pertenecer a las bolsas 1 o 2, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Para pertenecer a la Bolsa 1, las solicitudes de conexión deben contar con Obligaciones de Energía Firme – OEF asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. La ENFICC asignada para el proyecto debe ser mayor al 50% de la ENFICC declarada por el agente en el marco de la subasta.
- Para pertenecer a la Bolsa 2, las solicitudes de conexión deben haber finalizado los trámites ambientales asociados a la conexión y generación del proyecto. Se entienden como finalizados los trámites ambientales si:
 - El proyecto cuenta con licencia ambiental para la conexión y la generación.
 - El proyecto no requiere licencia ambiental, pero cuenta con los permisos ambientales para la conexión y la generación exigidos por la autoridad ambiental competente.

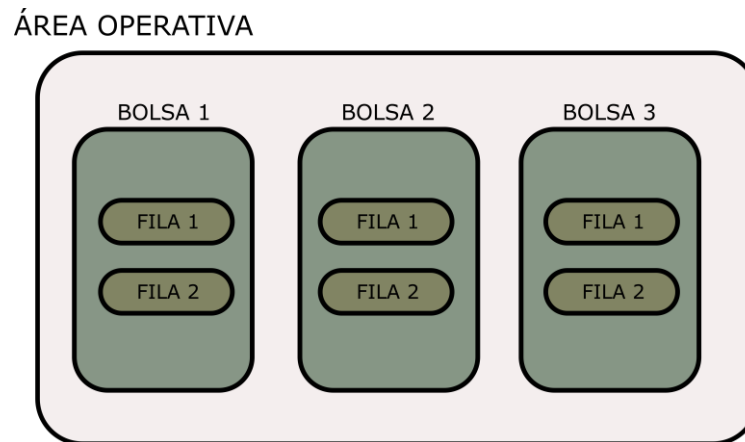
6.3.1.3 Clasificación por filas

Las solicitudes de asignación de capacidad de transporte recibidas se clasificarán acorde a las filas establecidas en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021:

- Fila 1. Proyectos que requieren obras de expansión en el SIN.
- Fila 2. Proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN.

En la Figura 6-2 se muestra la clasificación de las solicitudes de conexión. En términos generales, cada área operativa contará con 3 grupos o bolsas de priorización, y cada una de estas bolsas podrá tener proyectos tanto de la Fila 1 como de la Fila 2, acorde a la respectiva definición regulatoria.

Figura 6-2. Clasificaciones de solicitudes de conexión



Fuente: UPME

6.3.2 Procedimiento de evaluación

Ahora, es relevante aclarar que el MACC no se ejecuta automáticamente para cada área operativa, bolsa de proyectos, ni fila, por lo que el procedimiento de asignación involucra la ejecución secuencial del MACC para cada una de las bolsas en cada área operativa. En este sentido, la ejecución del MACC para cada bolsa corresponderá a una etapa de evaluación, la cual será explicada al detalle en la sección 6.4.

En esta sección, se entiende que cada ejecución del MACC permite obtener una asignación de capacidad de transporte para proyectos pertenecientes a la Fila 1 y la Fila 2 de cada bolsa de proyectos. Una vez que se han clasificado las solicitudes de un área operativa, se debe proceder a la evaluación de las solicitudes de conexión siguiendo el siguiente procedimiento:

1. Los insumos asociados a las restricciones eléctricas para la ejecución del MACC, deben calcularse previamente a cualquier ejecución del algoritmo, estos insumos fueron descritos en la sección 5.3 y corresponden a:
 - a. Capacidades por barra en el área operativa para cada año del horizonte de análisis.
 - b. Capacidad remanente de cortocircuito en cada barra del área operativa.
 - c. Definición de zonas eléctricas para el área operativa.

Los insumos serán ingresados al MACC una vez sean calculados y publicados acorde a lo estipulado en la sección 6.2.

2. Se realizará una etapa de evaluación considerando únicamente los proyectos de la Bolsa 1, a partir de los cuales se obtendrá una asignación de capacidad de transporte. Esta asignación de capacidad se considera en firme y será tenida en cuenta para las ejecuciones posteriores del MACC.
3. Posteriormente, se realizará una etapa de evaluación considerando como asignados los proyectos asignados de la Bolsa 1, así como las obras de expansión aprobadas en el marco de proyectos de la Bolsa 1 y Fila 1. El objetivo de esta segunda etapa de evaluación es la asignación de capacidad de transporte para los proyectos que hagan parte de la Bolsa 2. La asignación de capacidad para esta

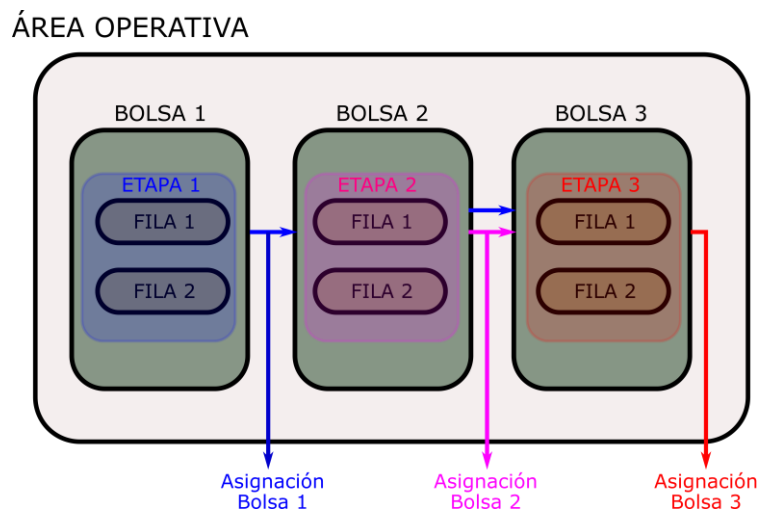
segunda etapa de evaluación se considera en firme y será tenida en cuenta para ejecuciones posteriores del MACC.

4. Luego, se realizará una etapa de evaluación considerando como asignados los proyectos asignados de las Bolsas 1 y 2, así como las obras de expansión aprobadas en el marco de proyectos de la Fila 1 en Bolsas 1 y 2. El objetivo de esta tercera etapa de evaluación es la asignación de capacidad de transporte para los proyectos que hagan parte de la Bolsa 3. La asignación de capacidad para esta tercera etapa de evaluación se considera en firme.
5. Por último, una vez se haya obtenido la asignación de cada una de las tres bolsas definidas, se ejecutará nuevamente el cálculo de las capacidades por barra en el área operativa y capacidad remanente de cortocircuito. Con ellas se verificará si hay capacidad remanente en el área operativa que no haya sido asignada, en cuyo caso se ingresarán conjuntamente los proyectos no asignados de las tres bolsas para una nueva ejecución del MACC y se asignará la capacidad remanente acorde a los resultados de este.

En esta última ejecución, en caso de haber capacidad remanente sin asignar, la asignación se realizará únicamente a proyectos que no requieran expansiones de red para su conexión, es decir, aquellos que pertenezcan a la Fila 2.

En la Figura 6-3 se muestra una representación gráfica con el procedimiento general descrito, donde la asignación de cada sub-área se realiza en 3 etapas de evaluación para cada bolsa o grupo de priorización.

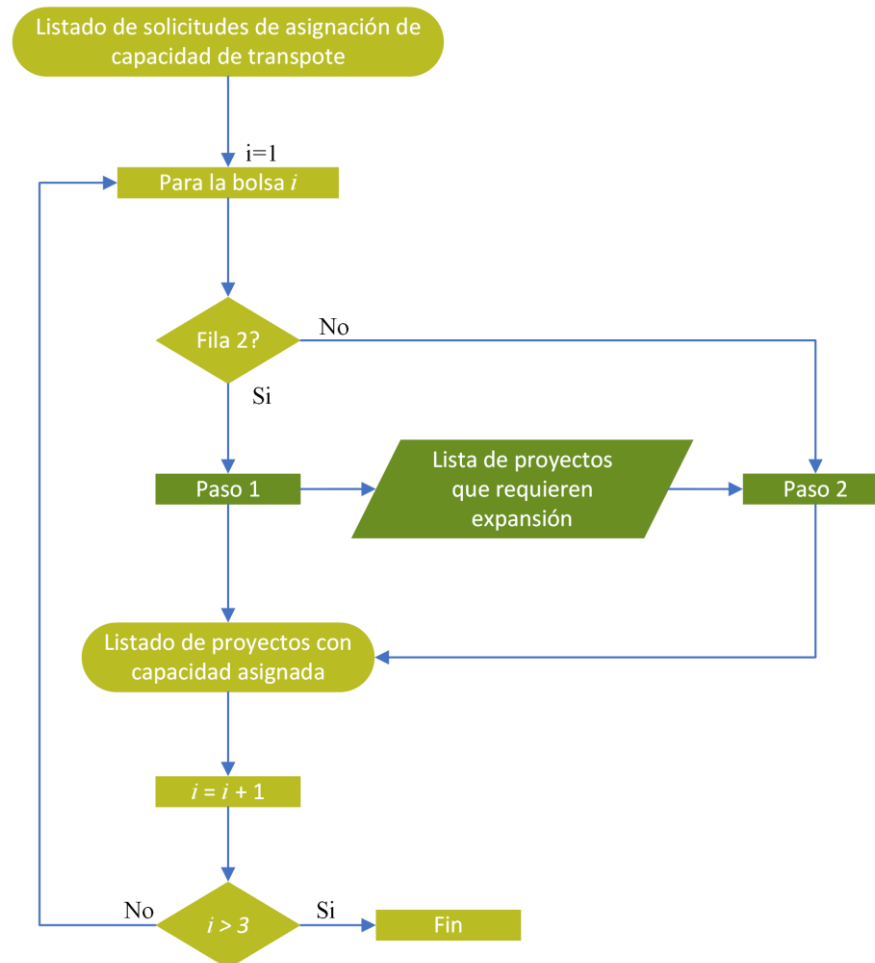
Figura 6-3. Descripción gráfica procedimiento general de evaluación



Fuente: UPME

Así mismo, en la Figura 6-4 se muestra un flujograma explicativo del procedimiento descrito en la presente sección.

Figura 6-4. Flujograma de procedimiento general de evaluación



Fuente: UPME

6.3.3 Otras disposiciones

La Resolución CREG 075 de 2021 y el procedimiento de solicitud de asignación de capacidad de conexiones como tal, incluyen solicitudes de conexión con características especiales que deben ser incluidas en el procedimiento de evaluación de solicitudes. Al respecto, se aclara que:

- Cuando un proyecto de generación solicite que la entrada de operación de su capacidad de transporte se realice por etapas, en lo que respecta al procedimiento de evaluación de solicitudes de conexión, será evaluado con una única FPO, correspondiente a la fecha en que el proyecto planee entrar en operación con la totalidad de capacidad de transporte solicitada.

No obstante, en caso de asignarse capacidad de transporte a dicho proyecto, en el respectivo concepto de conexión se especificarán las fechas de entrada en operación de cada una de las etapas solicitadas.

- En el contexto de la evaluación de solicitudes de conexión del presente documento, no se incluyen ni se tienen en cuenta solicitudes de conexión temporal de proyectos de generación. Esto debido a que

acorde al artículo 14 de la Resolución UPME 528 de 2021, los proyectos que soliciten conexión temporal de proyectos de generación ya deben contar con asignación de capacidad de transporte en el SIN.

- En el contexto de la evaluación de solicitudes de conexión del presente documento, no se incluyen ni se tienen en cuenta solicitudes de conexión que requieran capacidad mayor a la disponible. Esto debido a que la formulación del MACC parte de la premisa de asignar la capacidad disponible del sistema, por lo que de involucrarse una solicitud que requiera mayor capacidad a la disponible, y no incluya obras de expansión en su estudio de conexión, esta no resultaría asignada.
- Para el caso de solicitudes de conexión de proyectos de generación que deseen hacer uso de la opción para compartir activos de conexión regulada mediante la Resolución CREG 200 de 2019, se aclara que:
 - Las solicitudes de uso de activos de conexión compartida para proyectos de generación con capacidad asignada no serán tenidas en cuenta en la ejecución del MACC, toda vez que el objetivo es la asignación de capacidad de transporte y, en este caso, los proyectos ya contarían con capacidad asignada.
 - Las solicitudes de uso de activos de conexión para proyectos sin capacidad asignada serán tenidas en cuenta en la ejecución del MACC. En este caso, cada solicitud se considerará de forma independiente y solo se procederá en la evaluación de la solicitud de uso de activos compartidos en caso de que los proyectos obtengan asignación de capacidad de transporte.

Las condiciones de evaluación asociadas a la configuración y parámetros de los activos de conexión compartidos serán evaluadas y, en caso de encontrarse viables, se emitirá el respectivo concepto de conexión incluyendo los activos de uso compartidos. De haber asignación de capacidad, pero no se encuentre viable el uso de activos de conexión compartida, se emitirá concepto de conexión asignando capacidad a los proyectos sin incluir el uso de activos de conexión compartidos.

- Cuando la solicitud de uso de activos de conexión compartidos involucre generadores con y sin capacidad de transporte asignada, la ejecución del MACC solo considerará el o los proyectos de generación sin capacidad asignada. En caso de que estos obtengan asignación de capacidad de transporte, se procederá a la verificación de la configuración y parámetros de los activos de conexión compartidos en cuyo caso se procederá a la emisión del concepto de conexión y/o modificación al concepto de conexión con capacidad asignada.

6.4 Procedimiento de evaluación por etapa

En la sección 6.3 se explicó el procedimiento general de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad de transporte, en este se describió que la asignación por cada área operativa se realizará mediante un proceso secuencial en 3 etapas de evaluación, donde cada etapa corresponde a un grupo de priorización o bolsa de proyectos.

En términos generales, cada etapa de evaluación se dividirá en dos pasos, los cuales buscarán realizar la asignación de capacidad de transporte para cada una de las filas de asignación. En la presente sección se describe al detalle, como se realiza procedimentalmente cada una de las etapas mencionadas.

6.4.1 Paso 1. Asignación Fila 2

El primer paso tiene como objetivo la asignación de capacidad de transporte a los proyectos de generación que no requieren expansiones, es decir, aquellos que pertenecen a la Fila 2. Para lo cual se seguirá el diagrama de flujo de la Figura 6-5, el cual se explica a continuación:

1. Se ejecutará el MACC únicamente considerando los proyectos de la Fila 2, así como:
 - a. Los proyectos de generación asignados en firme en etapas anteriores del procedimiento general de asignación, si aplica.
 - b. Los resultados del cálculo de capacidad por barra, por zona y remanente de cortocircuito, publicados acorde a lo estipulado en la sección 6.2.
 - c. Los resultados del cálculo de beneficios realizado para los proyectos de la Fila 2, que hagan parte de la etapa de evaluación actual.
2. Como resultado del numeral anterior, se obtendrá una lista de proyectos con capacidad asignada.
3. Se realizará una validación eléctrica de la asignación obtenida considerando de forma conjunta todos los proyectos que hayan tenido asignación de capacidad de transporte acorde al MACC, con el objetivo de confirmar la capacidad asignada obtenida. Esta validación eléctrica tendrá como alcance los análisis solicitados en el estudio de conexión acorde a la Circular CREG 010 de 2022, o sus modificaciones y alcances, buscando que se respeten en todo momento los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad estipulados en el Código de Redes.

Como resultado de esta validación eléctrica pueden presentarse 2 escenarios: se encuentran restricciones en el sistema al considerar conjuntamente los proyectos con capacidad asignada, o no se encuentra restricción alguna. Al respecto:

- a. Si se encuentran restricciones, no es posible confirmar la asignación de capacidad obtenida por el MACC, en cuyo caso se debe retirar la asignación de capacidad de transporte a los proyectos que causan las restricciones, para lo cual se seguirán, en orden, las siguientes reglas:
 - i. Se debe minimizar el número de proyectos a los cuales se debe retirar la asignación de capacidad de transporte para eliminar la restricción o restricciones.
 - ii. Si se presentan múltiples posibilidades para eliminar la restricción con el mismo número de proyectos a los cuales se le retira la asignación, se debe retirar la asignación a aquella posibilidad que involucre el retiro de una menor cantidad de capacidad de transporte asignada por el MACC.
 - iii. Si existe más de una posibilidad de eliminar la restricción, que implique retirar la asignación al mismo número de proyectos y misma cantidad de capacidad de transporte, se debe retirar la asignación a la posibilidad que presente menores beneficios, acorde a la sumatoria de los beneficios calculados.

- b. Si no se encuentran restricciones, se entiende que la asignación de capacidad propuesta por el MACC es viable, factible y completa.
4. Una vez se haya realizado la validación eléctrica del numeral anterior, la asignación de capacidad se considera confirmada y en firme, por lo que se procederá a la elaboración del concepto de conexión con capacidad de transporte asignada.

Figura 6-5. Flujograma paso 1 de evaluación por etapa



Fuente: UPME

6.4.2 Paso 2. Asignación Fila 1 y remanente Fila 2

El segundo paso de cada etapa de evaluación corresponde a la asignación de capacidad para proyectos de generación que pertenezcan a la Fila 1 y los proyectos de la Fila 2 que no obtuvieron asignación en el Paso 1, es decir, aquellos que requieren proyectos de expansión para viabilizar la respectiva asignación de capacidad de transporte. Para esto, se seguirá el diagrama de flujo de la Figura 6-6, el cual se explica a continuación:

1. Los proyectos de generación que pertenecen, según a su estudio de conexión, a la Fila 2, pero que no fueron asignados durante el Paso 1 de la presente sección, son trasladados al Paso 2 y compiten por la asignación de capacidad con los proyectos de generación que, acorde a su estudio de conexión, pertenecen a la Fila 1.

Sin embargo, estos proyectos que no tienen asignación de capacidad de transporte deben tener asociada una obra de expansión que habilite la capacidad de transporte necesaria para su asignación de capacidad. Para asociar estos proyectos remanentes de la Fila 2 a una obra de expansión se seguirán las siguientes reglas:

- a. Si un proyecto de expansión presentado en un estudio de conexión de un proyecto perteneciente a la Fila 1 puede habilitar la capacidad necesaria para la asignación del proyecto remanente de la Fila 2, se asociará el proyecto de expansión al proyecto remanente de la Fila 2.

Para esto, se podrán asociar proyectos de expansión pertenecientes a la Fila 1 de cualquiera de las bolsas de proyectos en el área operativa.

- b. Si ningún proyecto de expansión presentado a la UPME en cualquiera de las bolsas de proyectos puede habilitar la capacidad para la conexión del proyecto remanente de la Fila 2, la UPME estimará una obra de expansión que pueda habilitar la capacidad necesaria, así como los respectivos costos en activos de uso de la respectiva obra.

Una vez todos los proyectos remanentes de la Fila 2 cuenten con un proyecto de expansión asociado, se unificarán en una sola lista de proyectos con los que desde su estudio de conexión identificaron las obras de expansión que requerían, es decir, aquellos proyectos que originalmente se ubicaron en la Fila 1.

2. Se ejecutará el MACC considerando los proyectos de la Fila 1 y los proyectos remanentes de la Fila 2 con proyectos de expansión asignados, así como:
 - a. Los proyectos de generación asignados en firme en etapas anteriores del procedimiento general de asignación, si aplica.
 - b. Los proyectos de generación asignados en firme en el Paso 1 de la etapa de evaluación actual, si aplica.
 - c. Los resultados del cálculo de capacidad por barra, por zona y remanente de cortocircuito, publicados acorde a lo estipulado en la sección 6.2.
 - d. Los cálculos del impacto de los proyectos de expansión propuestos en el cálculo de la capacidad por barra en el área operativa.
 - e. Los resultados del cálculo de beneficios realizado para los proyectos de la Fila 1 que hagan parte de la etapa de evaluación actual y los proyectos remanentes de la Fila 2, con los costos de inversión actualizados.
3. Como resultado del numeral anterior, se obtendrá una lista de proyectos con capacidad asignada, el cual incluirá proyectos de expansión recomendados para habilitar la asignación de capacidad.
4. A diferencia del Paso 1 de la respectiva etapa de evaluación, para confirmar la asignación de capacidad para proyectos de la Fila 1 se requieren validaciones no solo eléctricas, sino económicas, de forma que sea posible determinar la viabilidad de las obras de expansión asociadas a la asignación.

Respecto a las validaciones económicas, se debe aclarar que los resultados de la asignación del MACC en el Paso 2 de cada etapa de evaluación son indicativos. Esto, debido a que la capacidad financiera y técnica de los Operadores de Red, así como la cantidad de obras de expansión que se puedan definir en el marco de un Plan de Expansión de Transmisión, son limitadas.

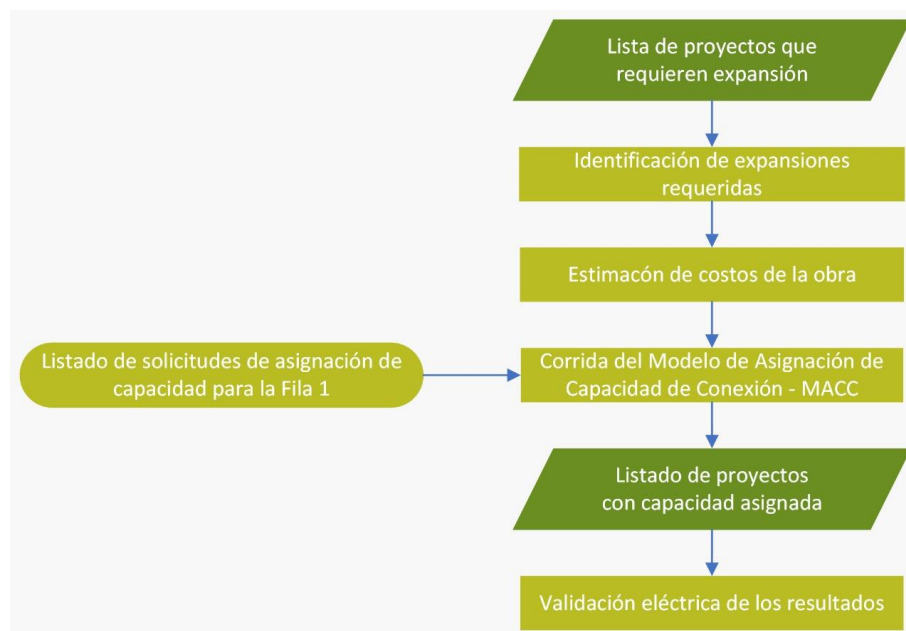
5. En cuanto a las validaciones eléctricas, se realizará una de estas sobre la asignación obtenida considerando de forma conjunta todos los proyectos que hayan tenido asignación de capacidad de transporte acorde al MACC, con el objetivo de confirmar la capacidad asignada obtenida. Esta validación eléctrica tendrá como alcance los análisis solicitados en el estudio de conexión acorde a la Circular CREG 010 de 2022 o sus modificaciones y alcances, buscando que se respeten en todo momento los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad estipulados en el Código de Redes.

Como resultado de esta validación eléctrica pueden presentarse 2 escenarios: se encuentran restricciones en el sistema al considerar conjuntamente los proyectos con capacidad asignada y su expansión asociada, o no se encuentra restricción alguna. Al respecto:

- a. Si se encuentran restricciones, no es posible confirmar la asignación de capacidad obtenida por el MACC, en cuyo caso se debe retirar la asignación de capacidad de transporte a los proyectos que causan las restricciones, para lo cual se seguirán, en orden, las siguientes reglas:
 - i. Se debe minimizar el número de proyectos a los cuales se debe retirar la asignación de capacidad de transporte para eliminar la restricción o restricciones.
 - ii. Si se presentan múltiples posibilidades para eliminar la restricción con el mismo número de proyectos a los cuales se le retira la asignación, se debe retirar la asignación a aquella posibilidad que involucre el retiro de una menor cantidad de capacidad de transporte asignada por el MACC.
 - iii. Si existe más de una posibilidad de eliminar la restricción, que implique retirar la asignación al mismo número de proyectos y misma cantidad de capacidad de transporte, se debe retirar la asignación a la posibilidad que presente menores beneficios acorde a la sumatoria de los beneficios calculados.
 - b. Si no se encuentran restricciones, se entiende que la asignación de capacidad propuesta por el MACC es viable, factible y completa.
6. Una vez se hayan realizado las validaciones eléctricas y económicas de los numerales anteriores, la asignación de capacidad se considera confirmada y en firme, por lo que se procederá a la elaboración del concepto de conexión con capacidad de transporte asignada.

En cuanto a las obras de expansión asociadas a la asignación confirmada de capacidad, su aprobación se realizará en el marco de la regulación vigente.

Figura 6-6. Flujograma paso 2 de evaluación por etapa



Fuente: UPME

6.5 Trazabilidad del procedimiento

Una vez ejecuta en su totalidad el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad de transporte al SIN para cada área operativa, se obtendrá una asignación de capacidad para un grupo de proyectos de generación y esta será informada a los interesados mediante el respectivo concepto de conexión con o sin capacidad asignada.

Después de la finalización de la asignación de capacidad de transporte y su respectiva notificación para cada vigencia del proceso de asignación de capacidad de transporte, la UPME realizará la publicación de un informe de asignación de capacidad asignada por área operativa, el cual incluirá la descripción de la aplicación de cada uno de los pasos descritos en el procedimiento de evaluación.