



NUEVO PROCEDIMIENTO

para la asignación de capacidad de
transporte de energía eléctrica en el
Sistema Interconectado Nacional (SIN)
2022

CONTENIDO

01.	Antecedentes _____	P. 03
02.	Objetivo _____	P. 05
03.	Cronograma _____ • Transición • Normalización • Ordinario	P. 05
04.	Ventanilla Única _____ • Mecanismo Transitorio • Solicitudes de conexión • Información para estudios de conexión proyectos Clase 1	P. 08
05.	Clasificación de Proyectos _____	P. 10
06.	Estudios de conexión _____	P. 11
07.	Proceso de evaluación _____	P. 12
08.	Paso a paso _____	P. 13
09.	Mecanismo de asignación de capacidad de conexiones (MACC) y criterios de priorización _____	P. 14
10.	Estado de capacidad _____	P. 16
11.	Garantía proyectos Clase 1 _____	P. 21
12.	Costos concepto de conexión _____	P. 23
13.	Seguimiento y cumplimiento de proyectos Clase 1 _____	P. 24
14.	Contrato de Conexión _____	P. 25
15.	Requerimientos ambientales _____	P. 26
16.	Características del concepto de conexión y la capacidad asignada _____	P. 27
17.	Perspectivas proceso ordinario de solicitudes 2022 _____	P. 29
18.	Links de interés _____	P. 30



Antecedentes

La transición energética y las nuevas tendencias del mercado eléctrico, enfocadas a la diversificación de la matriz energética, han traído consigo cambios en la forma en la que se desarrollan los procesos relacionados con la generación de energía, provocados especialmente por las nuevas iniciativas y jugadores que buscan ser parte activa del sistema eléctrico colombiano con el fin de aprovechar todas las potencialidades e incentivos que le ofrece la institucionalidad frente a la entrada de las fuentes de energía no tradicionales.

Dentro de los cambios encargados a la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, a partir de las disposiciones dadas en las Resoluciones de la CREG 075, 107, 202 y la resolución UPME 528 de 2021, se identificaron dos aristas que venían siendo cuellos de botella para el crecimiento e integración de estos proyectos y tecnologías a la red:

01

El aumento exponencial de proyectos que buscaban conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

02

Los recurrentes incumplimientos y aplazamientos de las fechas estipuladas de puesta en operación de proyectos, los cuales, en muchos de los casos, no tenían una intención clara de desarrollarse sino que acaparaban la capacidad como contingencia, pero no de forma efectiva, ni técnica ni económica.

De esta forma, se evidenció una utilización ineficiente de la infraestructura de transporte, identificando inicialmente capacidades asignadas y sin utilizar del orden de los 18.7 GW y más de 22 GW de solicitudes en proceso o estancadas, lo cual resultaba preocupante teniendo en cuenta que la capacidad de generación con la que cuenta actualmente el Sistema Nacional es de 17.7 GW, y que no es claro si la infraestructura de red existente cuenta con la capacidad de aceptar mayores volúmenes de generación sin un criterio ordenado de expansión para los diferentes niveles de tensión.

Adicionalmente, y en relación con los tramites de conexión en términos de tiempos, capacidad de respuesta y claridad sobre los requisitos exigidos por la UPME y el Operador de la red, se ha evidenciado el proceso de conexión como el principal cuello de botella para la atracción de inversión y el desarrollo efectivo de proyectos en el sistema eléctrico.

En el contexto anterior, el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución MME 40311 de 2020 sentó los lineamientos claves que dan señales al mercado para organizar y hacer más eficiente la asignación de capacidad de transporte, **buscando liberar la capacidad no utilizada, asegurar la entrada de proyectos con compromisos de mercado, utilizar la capacidad existente bajo criterios de eficiencia y definir los criterios clave para los procesos de conexión.**

Tras estos lineamientos dados por el hacedor de política pública, se encargó a la CREG el desarrollo de la regulación asociada con la optimización de este proceso, tomando como principales acciones a realizar:

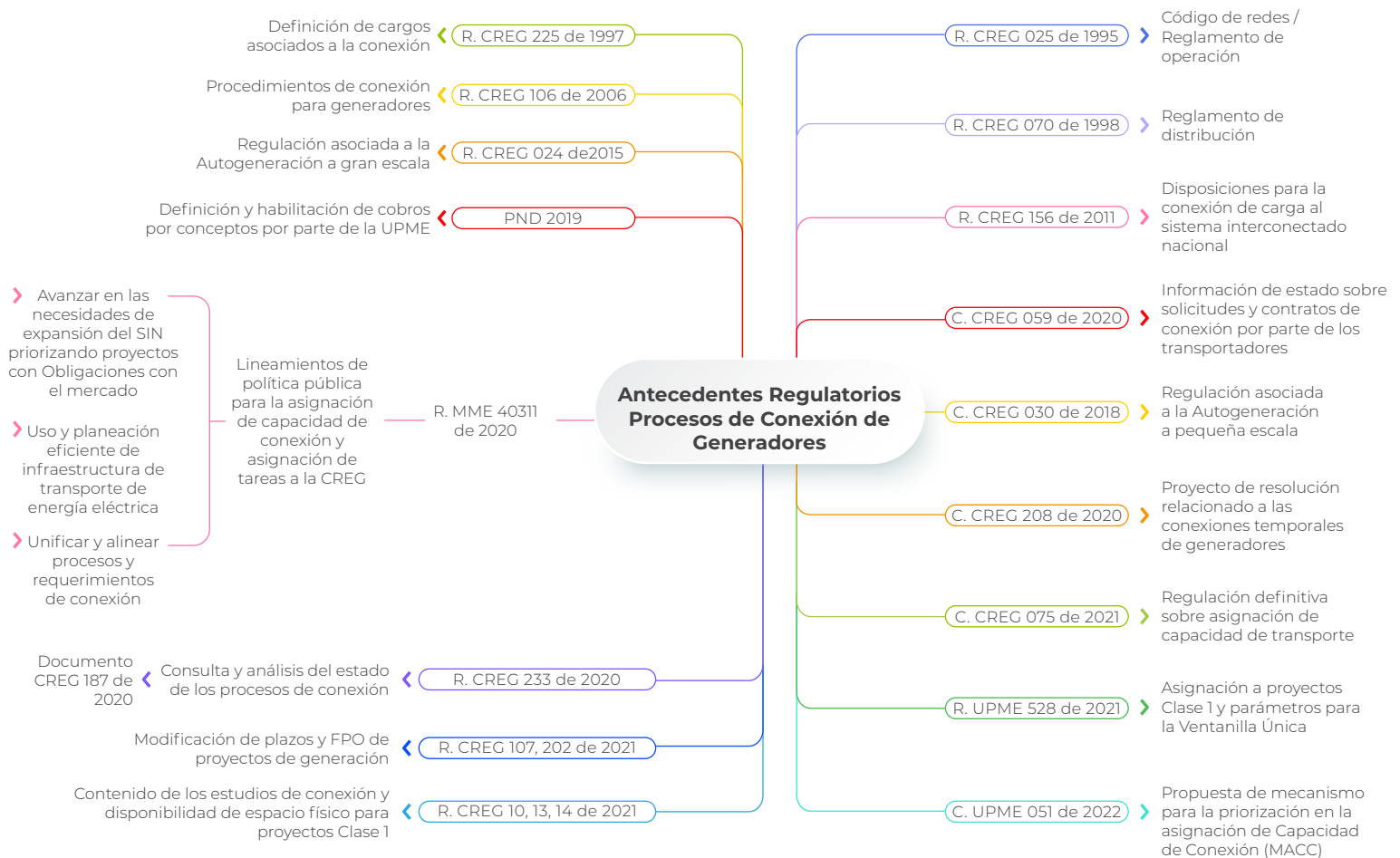
01

La creación e implementación de la ventanilla única para ejecución de trámites, gestión de la información y definición de servicios prestados por la unidad.

02

Un nuevo proceso para asignar capacidad a partir del 2022.

Por otro lado, se establecieron acciones de transición enfocadas tanto a la evaluación de solicitudes en curso, como a la normalización de solicitudes que mostraran voluntad y avance sobre su puesta en operación. **De esta forma, se definió un esquema operativo macro para aliviar este cuello de botella en pro de la transparencia, predictibilidad y replicabilidad del proceso que se lleve a cabo por la UPME como responsable del trámite de conexión.**



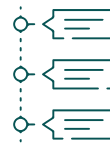
Gráfica 1: Descripción de antecedentes regulatorios sobre los procesos de conexión para generadores de energía eléctrica.



Objetivo

Bajo el contexto regulatorio y normativo definido a través de los antecedentes presentados y por medio de los lineamientos dados por el Ministerio de Minas y Energía, así como por lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, en este documento se presenta el **marco normativo y operativo consolidado del trámite de conexión al SIN para todos aquellos interesados en conectarse como generadores, cogeneradores, auto generadores o usuarios finales al Sistema Interconectado Nacional (SIN).**

En este sentido, a continuación se esboza el proceso estandarizado para el reporte de información, gestión de solicitudes, centralización/publicidad de análisis y señales para la eficiencia de asignación y administración de la capacidad de transporte de energía eléctrica en cabeza de la UPME, lo que toma relevancia frente al alto volumen de proyectos y solicitudes en el marco de la transición energética y la masificación de las Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Por lo tanto, la UPME y la CREG han dado diferentes señales enfocadas a la gradualidad y normalización de este proceso que resulta fundamental para el desarrollo y crecimiento del parque generador en el país.



Cronograma

Dentro de lo establecido por la regulación, la ejecución de la UPME y las necesidades propias del proceso de trámite de conexión definido en la Resolución CREG 075 de 2021, **se decidió implementar tres momentos para una transición adecuada, tanto para los desarrolladores de los proyectos como para las instituciones involucradas en el proceso.**

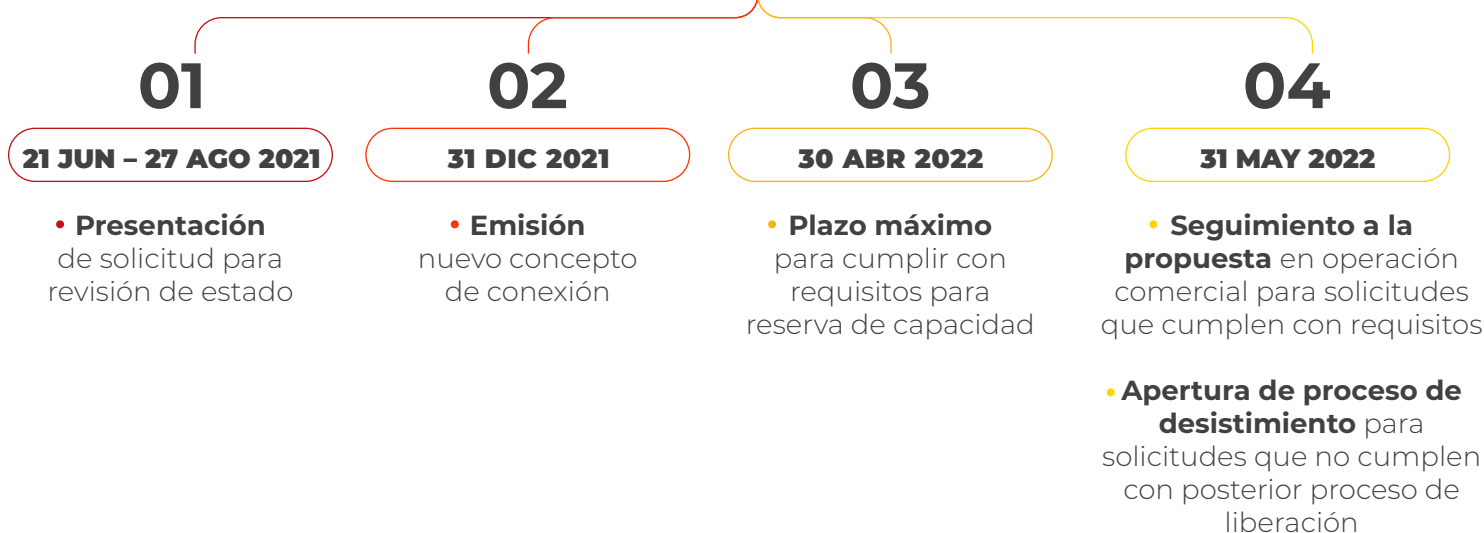
| PROCESO DE TRANSICIÓN

Es el proceso de definición y formalización de estado para las solicitudes de conexión que se encuentren en proceso o que hayan recibido un concepto positivo de conexión, estableciendo plazos y fechas para la presentación de solicitudes, conceptos y el cumplimiento de requisitos (garantías y curvas de avance), definiendo así la liberación de capacidad o seguimiento a la puesta en marcha de la operación comercial del proyecto con capacidad asignada. En caso de que los requisitos establecidos en esta etapa no se determinen satisfechos, se procede a liberar la capacidad con la posibilidad de discutir la decisión u optar por una nueva solicitud en los siguientes periodos.





TRANSICIÓN

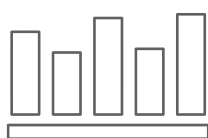


Gráfica 2: Esquema operativo y cronograma previsto sobre el periodo de transición establecido en la Resolución CREG 075 de 2021.

| PROCESO DE NORMALIZACIÓN

Es definido como el proceso de liberación de capacidad asignada a aquellas solicitudes que no cumplieron con los nuevos requisitos establecidos en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021, estableciendo plazos y fechas para la manifestación de interés sobre el estado de la solicitud y la verificación de requisitos por parte del promotor del proyecto, incluyendo la aprobación de la garantía de reserva y Curva “S” como principales elementos de evaluación.

En este sentido, se estableció el 31 de mayo de 2021 como fecha límite para la definición del estado de los proyectos enmarcados en este grupo, liberando o conservando la capacidad para su proyecto.



NORMALIZACIÓN



Gráfica 3: Esquema operativo y cronograma previsto sobre el periodo de normalización establecido en la Resolución CREG 075 de 2021.

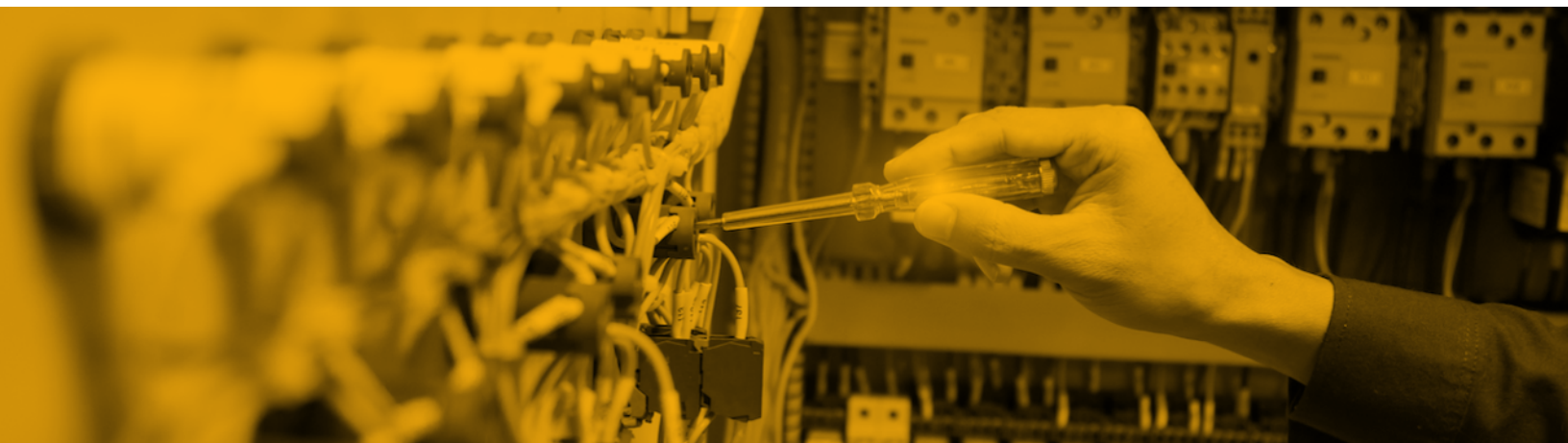
PROCESO ORDINARIO

Es el proceso regular que se realiza a partir de los resultados obtenidos de la transición y la normalización de solicitudes presentadas por los desarrolladores de proyectos con plazos y ventanas operativas establecidas para rondas de asignación de capacidad de conexión anuales con entrada operativa plena a partir del año 2023. Este proceso se compone de una etapa inicial en donde se surte el debido proceso de gestión y análisis de la información, dando como resultado final la asignación o no de la capacidad solicitada; posteriormente, se da una etapa de seguimiento en la que los informes de avance se

vuelven un insumo fundamental para mantener la capacidad asignada, abriendo la posibilidad de realizar algunos trámites complementarios como la modificación del concepto de conexión, la ejecución de ajustes o prorrogas a las garantías de reserva establecidas en la regulación y/o la solicitud de retiros o conexiones temporales de los proyectos asignados. Por ultimo y como fin del proceso, se da la fase de operación comercial, en la cual se tienen en cuenta las modificaciones y ajustes solicitados por el gestor del proyecto.



Gráfica 4: Esquema operativo y cronograma ordinario anual, establecido en la Resolución CREG 075 de 2021.





Ventanilla única

Según lo definido en la Resolución CREG 075 y la Resolución UPME 528 de 2021, la ventanilla única es la plataforma tecnológica a través de la cual, de acuerdo con la categoría registrada del acudiente a este espacio (generadores, cogeneradores, autogeneradores, usuarios finales, transportadores, comercializadores, entidades del mercado y público en general), se podrán realizar diferentes consultas y solicitudes en torno a los procesos de conexión, la gestión de información relacionada a los requerimientos para los estudios de conexión, disponibilidad física e información general para los proyectos de generación de energía eléctrica que busquen conectarse al SIN.

En el marco de los cronogramas establecidos en la regulación aplicable, se pone a disposición del público diferentes módulos dentro de la ventanilla única implementada por la UPME, en los cuales se encontrarán los aplicativos y canales dispuestos para la ejecución de los tramites y servicios encargados a esta institución.

MECANISMO TRANSITORIO

El módulo transitorio brinda la posibilidad a los titulares de proyectos clase 1 o plantas de generación, de realizar 15 tipos de trámites relacionados con:

01

Proyectos que requieran mayor capacidad a la disponible en el punto de conexión evaluado.

02

Modificación de la FPO.

03

Cesión de capacidad de transporte asignada.

04

Retiro temporal de generadores.

05

Renovación de instalaciones de generación.

06

Conexiones temporales.

07

Presentación de informes de cumplimiento de los hitos establecidos en la Curva S.

08

Presentación de informe intermedio de seguimiento de la Curva S.

09

Presentación de documentos de aceptación de capacidad de transporte asignada.

10

Presentación de garantías de reserva ajustadas por prórroga o incumplimientos.

11

Presentación de garantía de reserva ajustada y curva S actualizada por modificación de FPO.

12

Presentación de observaciones a la apertura y proceso de liberación de capacidad.

13

Presentación de recursos de reposición para conceptos emitidos.

14

Programación de visitas técnicas con el transportador, viabilidad de espacio físico.

15

Reporte de insumos necesarios para los estudios de conexión por parte de los transportadores.

| SOLICITUDES DE CONEXIÓN

Este módulo habilita la recolección de la información y requerimientos necesarios para la radicación y evaluación de una solicitud de conexión individual o compartida bajo la nueva metodología dispuesta por la Resolución CREG 075 de 2021. Para acceder a este módulo es obligatorio ser parte de la base de datos de usuarios de la UPME (Sistema Único de Usuarios [SUU]) creando un nuevo caso de evaluación para la institución a través del aporte de datos básicos del agente interesado y del proyecto que se busca conectar al sistema, incluyendo información relacionada al punto de conexión, ubicación, tipo de conexión y estado social - ambiental.

Luego del registro y radicación de la solicitud de conexión, se procede a la asignación de un analista específico por parte del equipo de la Unidad que evalúa la solicitud radicada para posteriormente emitir y socializar el concepto técnico, que si no es debatido por parte del solicitante pasará a “estado firme” a través de la expedición del acto administrativo correspondiente por parte de la UPME.

| INFORMACIÓN PARA ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTOS CLASE 1

Teniendo en cuenta los requisitos y lineamientos establecidos en los artículos

6, 7 y 8 de la Resolución CREG 075 de 2021 “Estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico” y las Circulares CREG 010, 013 y 014 de 2022, el interesado en conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN) deberá presentar un análisis de las variables técnicas y físicas que condicionarían o habilitarían la conexión de este proyecto al sistema, a cuenta propia o por encargo a un tercero, incluyendo al transportador que podrá participar de este bajo una tarifa pública.

Dentro de este módulo se espera encontrar de forma pública, agregada y actualizada, los insumos necesarios para la elaboración de este estudio bajo los esquemas de reporte establecidos para cada uno de los transportadores y operadores de red (incluyendo diagramas unifilares, descripción y caracterización de espacio físico en subestaciones, georreferencias de activos y parámetros técnicos específicos de la red).

Adicional a la información mencionada anteriormente, la UPME regularmente presenta actualizaciones de las condiciones operativas, **parámetros de red agregados y el estado de la capacidad disponible como insumo relevante para la planeación de los proyectos y la realización de los estudios de conexión.**





Clasificación de proyectos

Como uno de los cambios fundamentales que presentan la nueva metodología con el fin de mejorar la identificación y caracterización de los proyectos, se han formado grupos para dar lineamientos específicos en cuanto a los procesos, adiciones o excepciones para la asignación de la capacidad solicitada. A continuación, se presentan las principales segmentaciones regulatorias.

CLASE 1



Según lo establecido en la regulación vigente, se definen proyectos clase 1 como todos **aquellos proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR y todas las iniciativas de conexión de proyectos de generación**, cogeneración o autogeneración al SIN, diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018 (auto generadores a pequeña escala, generadores distribuidos conectados al SIN y autogeneradores a gran escala entre 1 y 5 MW), así como las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.

CLASE 2



Son todas **aquellas iniciativas de conexión o modificación de condiciones** de la conexión por parte de los usuarios finales de los SDL.

FILA 1



Todos aquellos proyectos que, dentro de su formulación, **REQUIEREN obras de expansión a la red de transporte** para poder inyectar energía eléctrica al sistema.

FILA 2



Todos aquellos proyectos de dentro de su formulación, que **NO REQUIEREN obras de expansión a la red de transporte** para poder inyectar energía eléctrica al sistema.



Estudios de conexión

Este documento, cuyo contenido se encuentra establecido en la regulación vigente y que **debe ser presentado por el desarrollador del proyecto interesado en conectarse a la red, es la herramienta principal para el avance y consecución del concepto de conexión.** Como se mencionó anteriormente, debe realizarse a cuenta propia del interesado con realización propia, de un tercero o por encargo a un transportador.

Al contener este documento la identificación y **carta de presentación del proyecto para la correspondiente evaluación de la UPME**, se espera que el reporte cuente con al menos los siguientes elementos, a través del formulario dispuesto en la ventanilla única según sea el tipo de proyecto clase 1:

01 Información General del proyecto y representante del proyecto

- A. **Descripción** del proyecto
- B. **Capacidad** estimada del proyecto
- C. **Punto de conexión**
- D. **Propietario** y responsable del proyecto
- E. **Tipo de proyecto** y tecnología utilizada
- F. **Fecha de Puesta en Operación** estimada del proyecto

02 Información Social - ambiental del activo de generación y de la conexión

- A. **Hitos de consulta previa**
- B. **Licenciamiento ambiental** y permisos de arqueología

03 Informe general del proyecto

- A. **Georreferencias**
- B. **Metodología** proyectada
- C. **Supuestos** de planeación
- D. **Demanda**
- E. **Criterios y condiciones** de máximo esfuerzo
- F. **Justificación** del proyecto

04 Anexos

- A. **Simulaciones** de condición normal y n-1
- B. **Análisis SCR** y estabilidad transitoria y dinámica
- C. **Parámetros** y estadísticas de falla

05 Disponibilidad física

- A. **Configuración** de conexiones a utilizar
- B. **Bahías**
- C. **Planos**
- D. **Propuesta** conceptual

06 Información sobre el recurso de generación

- A. **Series históricas de mediciones** y variables relativas al proyecto

Dentro de estos estudios se puede encontrar como resultado la necesidad de expansión de activos a los cuales se conectarán los proyectos que buscan entrar e inyectar energía al sistema. En este caso, es necesario que se identifique al menos una alternativa que considere conectar el proyecto a una subestación existente de forma que se pueda evaluar integralmente la conexión de este proyecto al sistema. De igual forma, para proyectos que buscan conectarse a alguna subestación o infraestructura que aún no tiene definida su ingeniería, no se requerirá el estudio de disponibilidad de espacio físico para esta alternativa.

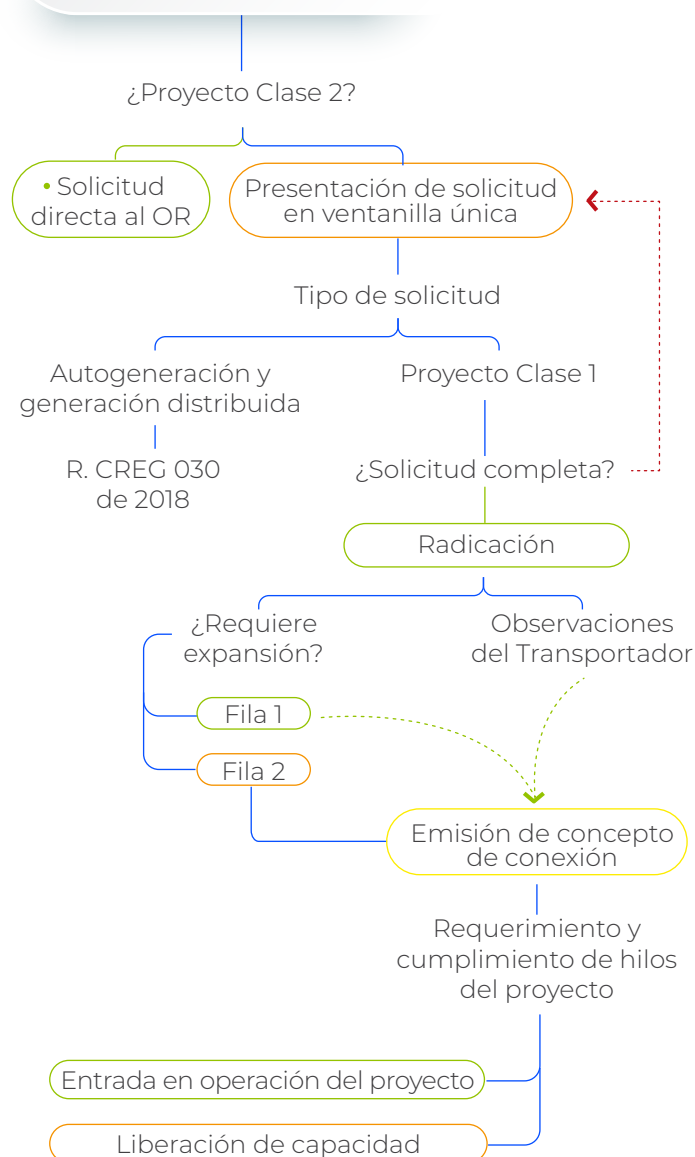


Proceso de evaluación

Como ha sido objetivo de esta transición, se han definido diferentes criterios que buscan una asignación más eficiente y que se ajuste a las necesidades y capacidades de la red. En este sentido, se ha concebido la contratación de una consultoría por parte de la UPME en donde se estandaricen los procesos y condiciones bajo los cuales se realizará la priorización y asignación de la capacidad solicitada, dando prioridad para todos los proyectos con obligaciones contractuales con el mercado y aquellos que tengan un avance en los trámites del proyecto, dando especial preponderancia a los tramites ambientales y sociales. Así las cosas, el algoritmo de optimización busca cuantificar los beneficios económicos que traería al sistema el ingreso del proyecto solicitante bajo elementos técnicos eléctricos – energéticos y económicos.

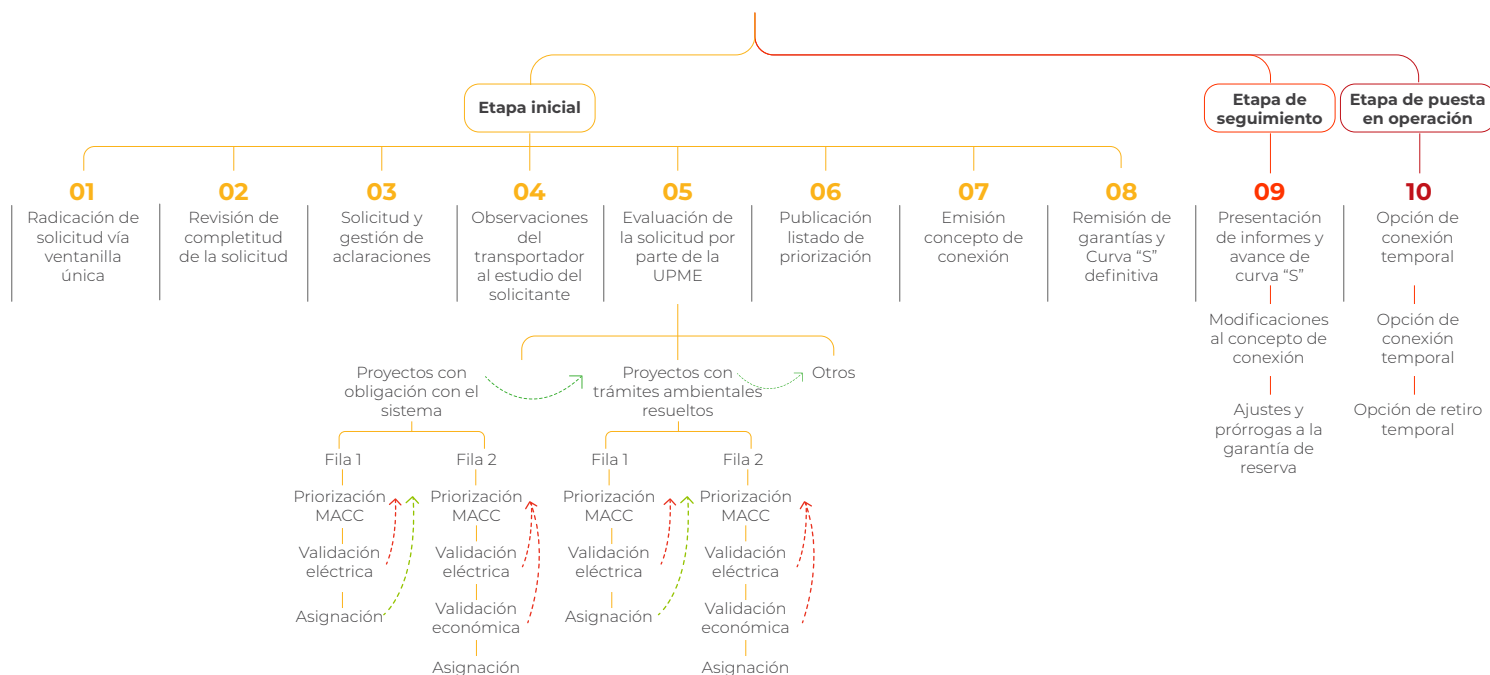
Adicionalmente, y como parte intangible de este proceso, **se evaluará que todos los proyectos que estén interesados en conectarse al Sistema de Transporte Nacional (STN),** cumplan con lo previsto en el Código de Conexión que hace parte del Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y modificaciones).

Esquema general asignación de capacidad de transporte proyectos Clase 1



PASO A PASO¹

PROCESO DE ASIGNACIÓN



Gráfica 6: Descripción de etapas operativas en el proceso de asignación de capacidad de conexión establecidos en la Resolución 075 de 2021.

Es importante resaltar que a lo largo de todo el proceso e incluso en periodos previos a la radicación de la solicitud, el responsable de la asignación (UPME) deberá atender y responder todas las inquietudes y solicitudes que hagan los agentes interesados en obtener una conexión de forma amplia y suficiente.

Dentro de las opciones que se establecen en la etapa de entrada en operación existe la posibilidad de ceder la capacidad de transporte asignada; esta capacidad solo podrá ser cedida a otro proyecto siempre y cuando:

01

Ninguno de los dos proyectos involucrados en la cesión hayan entrado en operación.

02

Ambos proyectos tengan definido el mismo punto de conexión.

03

La capacidad de transporte de ambos proyectos haya sido asignada al mismo interesado o promotor.

04

El recurso primario de generación declarado, sea el mismo para los dos proyectos.

Adicionalmente, como regla general y ante la posibilidad de reemplazar una capacidad asignada mayor de un solo proyecto con varios proyectos más pequeños, en ningún caso la sumatoria de capacidades de los proyectos más pequeños podrá ser mayor a la inicial.

1. Para los proyectos FNCER (Solares – Eólicos) las mediciones in situ de las variables relativas a sus potenciales de generación son de carácter opcional dentro de la solicitud y no será causal de rechazo en esta etapa del proceso.



Mecanismo de asignación de capacidad de conexión (MACC) y criterios de priorización (Circular UPME 057 de 2022)

La UPME contrató una consultoría enfocada en la definición de un modelo que ayudara a priorizar los proyectos que compiten por la capacidad de conexión disponible en el sistema, de conformidad con lo definido en el Artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021. En línea con la libertad que se le dio a la Unidad para determinar e incluir los parámetros que considerara apropiados para la cuantificación y análisis de posibles beneficios que brindarían los proyectos de generación al sistema, a través de la consultoría contratada por la Unidad, se establecieron siete (7) criterios de priorización buscando agrupar las principales variables del sistema en las que puede inferir la conexión de un proyecto al sistema, **estos criterios y sus metodologías de cálculo están basadas en los principios de simplicidad, trazabilidad, replicabilidad y eficiencia.**

Con base en estos elementos se fijó como función objetivo la contabilización de beneficios económicos por la conexión de los proyectos al sistema, descontando las necesidades de expansión requeridos por el proyecto.

Hay que tener en cuenta que este cálculo tiene en cuenta cuatro restricciones fundamentales del sistema:

01

Restricción de Capacidad de Barras.

02

Restricción de capacidad de corto circuito en barras.

03

Restricción de zonas eléctricas.

04

Restricción para controlar proyectos con varios puntos de conexión.

Adicional a estas restricciones fundamentales, el modelo cuenta con una serie de parámetros técnicos que rige el análisis de la operación eficiente y segura del sistema:

01

La capacidad de conexión por nodo, calculada a través de un modelo iterativo en donde se estima la capacidad máxima a conectar antes de que se afecte la seguridad y estabilidad de la red.

02

La capacidad de corto circuito excedente por nodo, calculada teniendo en cuenta la capacidad de actuación de los interruptores y de la capacidad máxima de cortocircuito calculada para las subestaciones parte del SIN.

03

La capacidad de conexión conjunta, definida como la capacidad máxima conectable en un área eléctrica, esta variable es calculada como la sumatoria de la capacidad de las barras que comprende la zona eléctrica a evaluar.

La contabilización de beneficios se regirá a partir de los criterios descritos a continuación:

$$\frac{B_p^{netos}}{CP_p} = \left(w_1 * \frac{B_p^{Res}}{CP_p} + w_2 * \frac{B_p^{PB}}{CP_p} w_3 * \frac{B_p^{Perd}}{CP_p} w_4 * \frac{B_p^{Conf}}{CP_p} w_5 * \frac{B_p^{Flex}}{CP_p} w_6 * \frac{B_p^{EM}}{CP_p} \right) + WA * \frac{PBTA_p}{CP_p}$$

Criterio	Tipo	Ponderación (wi)	Definición	Formula de calculo
Reducción de Restricciones (B_p^{Res})	Económico	0.5	Siendo las restricciones todas aquellas limitaciones que se presentan en la operación eléctrica propendientes por la seguridad y confiabilidad de esta, la cual presenta un costo adicional para la red. Se busca encontrar la diferencia entre el promedio del precio de bolsa medio de los 5 años anteriores a la solicitud y el precio medio de oferta por tecnología. (Límite inferior de la tecnología hidráulica para tecnologías sin histórico).	$B_p^{Res} = VPN \left[\sum_{k=0}^n EMA_k * PB_{promedio} * \left(\frac{PB_{promedio} - PO_i}{PB_{promedio}} \right) \right]$
Reducción de perdidas (B_p^{Perd})	Económico	1	Siendo un componente del estudio de conexión, el efecto de los proyectos en las pérdidas del sistema se ingresa como una variable constitutiva del análisis de priorización, teniendo en cuenta el efecto que tendría y valorando estas restricciones a través del precio de bolsa promedio.	$B_p^{Perd} = VPN [\Delta_{perdidas} * PB_{promedio}]$
Efecto en precio de bolsa (B_p^{PB})	Económico	1	Este efecto busca valorar el impacto que tendría el precio de mercado frente a la operación económica actual, teniendo en cuenta el valor declarado para la variable "Reducción del costo marginal - RCM", señalado en el estudio de conexión presentado dentro de la solicitud de conexión. Esta variable será calculada según la definición que realice la UPME para las asignaciones posteriores, adoptando así, una metodología transitoria que tiene en cuenta la distancia entre el precio de oferta por tecnología y el precio de bolsa promedio ponderado.	$B_p^{PB} = VPN [EMA * (PB_{promedio} - PO_i)]$
Reducción de emisiones (B_p^{EM})	Técnico	1	Cálculo de las emisiones evitadas tomando como base de comparación el Factor de emisión de la red eléctrica en 2021, evaluándola individualmente por tecnología y monetizándola contra el precio promedio del año anterior de las emisiones en el mercado europeo.	$B_p^{Conf} = VPN \left[\sum_{k=0}^n ENFICC_p * (CR1 - PE_a) * P\% \right]$
Aumento en la confiabilidad (B_p^{Conf})	Técnico	1	Tomando como parámetro fundamental de evaluación el aporte de energía firme (ENFICC) de los proyectos, se monetizan estos por el nivel diferencial entre el precio de escases de activación y el costo incremental de racionamiento del primer escalón, esto nivelado con un multiplicador que refleja el estado del mercado frente al alto nivel de dependencia hídrica y su probabilidad de presentar bajos niveles de recurso hídrico.	$B_p^{Conf} = VPN \left[\sum_{k=0}^n ENFICC_p * (CR1 - PE_a) * P\% \right]$
Aumento en la flexibilidad (B_p^{Flex})	Técnico	1	Considerando que la flexibilidad que tiene un sistema eléctrico es la capacidad de responder con suficiencia y seguridad a los cambios en el balance de la red, en diferentes granularidades temporales. Teniendo en cuenta que hoy en día la flexibilidad en su mayoría es puesta en el mercado por una reserva de capacidad obligatoria para las plantas despachadas centralmente, denominado AGC, se busca monetizarlo a través del precio del Costo equivalente de la energía.	$B_p^{Flex} = VPN \left[\sum_{k=0}^n EMA_p * \frac{0.5 * (p_p^{max} - p_p^{min}) + 0.5 * (Ramp * \Delta t)}{p_p^{max}} + 0.2 * \left(1 - \frac{t_{intervenc}^{AGC}}{60} \right) * CEE_{prom} \right]$
Estado de tramites ambientales (PBTA _p)	Económico	0.3	Considerando que una de las segmentaciones de los grupos de priorización se da por el estado de avance que tengan frente a los tramites ambientales para los proyectos que no tengan solucionados en su totalidad estos trámites y no tengan ponderadores negativos, se le darán puntos adicionales para mejorar su ubicación en la priorización.	$PBTA = \sum VPN Beneficios * (Ptos tram amb [0,1])$

Tabla 1: Criterios de priorización y formulación aplicable en el MACC (Mecanismo de Asignación de Capacidad de Conexión).

Dentro de lo requerido para los cálculos se dan algunos valores tipo para la inclusión directa en la formulación, estos valores se forman a partir de diferentes referencias propuestas por el consultor y modificadas por la Unidad a través de los comentarios y consultas públicas realizadas por esta entidad.

Combustible		Factor de Emisión (CO2 eq/MWh)	Factor de Planta	ENFICC	Flexibilidad
Carbón	Vapor	0.95	0.85	83%	0.25
Gas	CA	0.37	0.85	83%	0.40
	CC		0.85	83%	0.27
Diesel		0.77	0.85	83%	
Solar PV		0	0.26	15%	0
Eólica On		0	0.57	6%	0
Eólica Off		0	0.57	6%	0
Hidráulica		0	0.60	31%	0.61
PCH			0.54	15%	0.61
Biomasa			0.70	83%	0.25
Geotérmica			0.80	70%	0.25
Cogeneración			0.85	83%	0.25
Filo de agua				19%	
Motores					0.95

Tabla 2: Valores tipo aplicables a las diferentes tecnologías en el modelo de priorización (MACC).

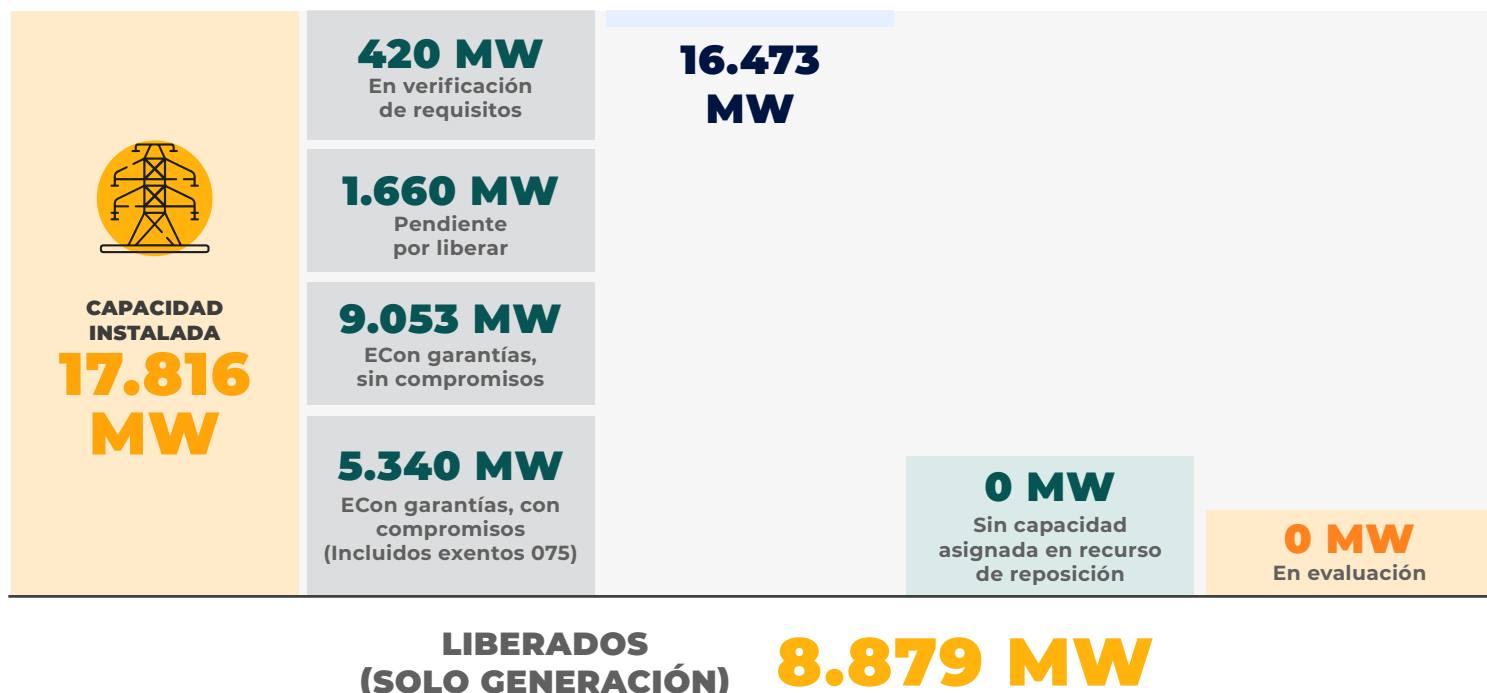
Posterior al análisis económico realizado a través de la cuantificación de beneficios, se procede a adelantar una verificación eléctrica por parte de la UPME de forma que se certifique que los proyectos priorizados y asignados por la **metodología aplicada al MACC pueden coexistir de forma segura y confiable, a través de la aplicación de corridas en el software “Power factory” enfocado en la estabilidad de los sistemas de transporte de energía eléctrica.**



Estado de capacidad

I SUPEDITADO A LOS RESULTADOS DEL CICLO DE ASIGNACIÓN 2022

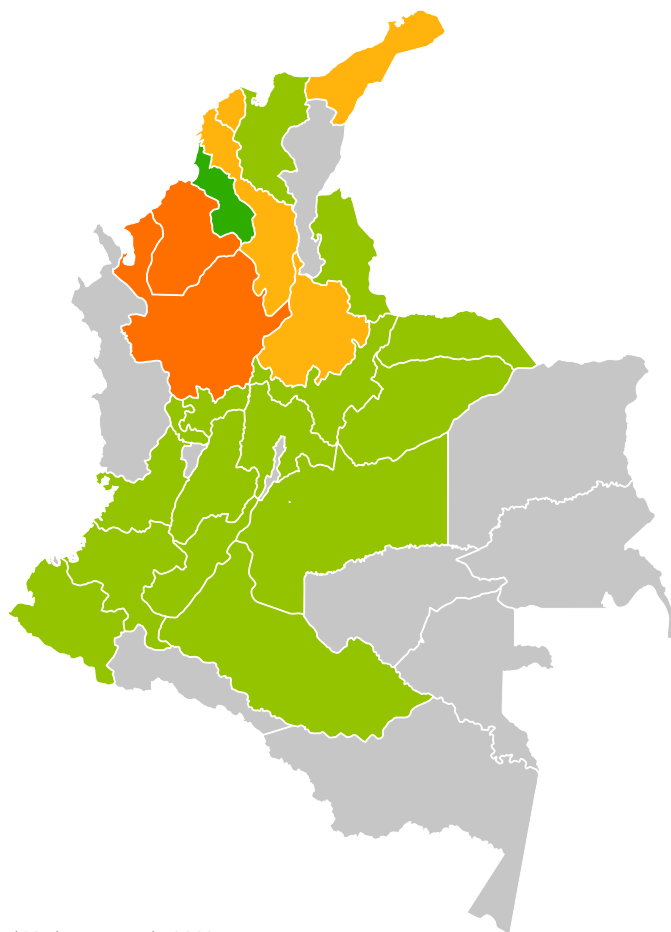
Como resultado de los procesos anteriormente descritos (normalización y transición), la UPME como encargado central del control y habilitación de la conexión presentó en la actualización temática del 17 de agosto el estado bajo el cual se empezaba a operar la metodología ordinaria del año 2022, en donde se dieron alrededor de 14 GW de capacidad comprometida, a través de compromisos y garantías, manteniendo aún 2 GW de capacidad en trámite y definición de estado o liberación definitiva. Esto, teniendo en cuenta la posibilidad que tienen los agentes interesados en presentar recursos de reposición en las dos instancias definidas por la regulación vigente. Finalmente, se da una liberación de capacidades en trámite por parte de la UPME, del orden de 9 GW.



Gráfica 7: Estado general del proceso de asignación antes del cierre de solicitudes en el proceso ordinario del año 2022 (Séptima jornada de socialización del proceso de conexiones 17 agosto de 2022).

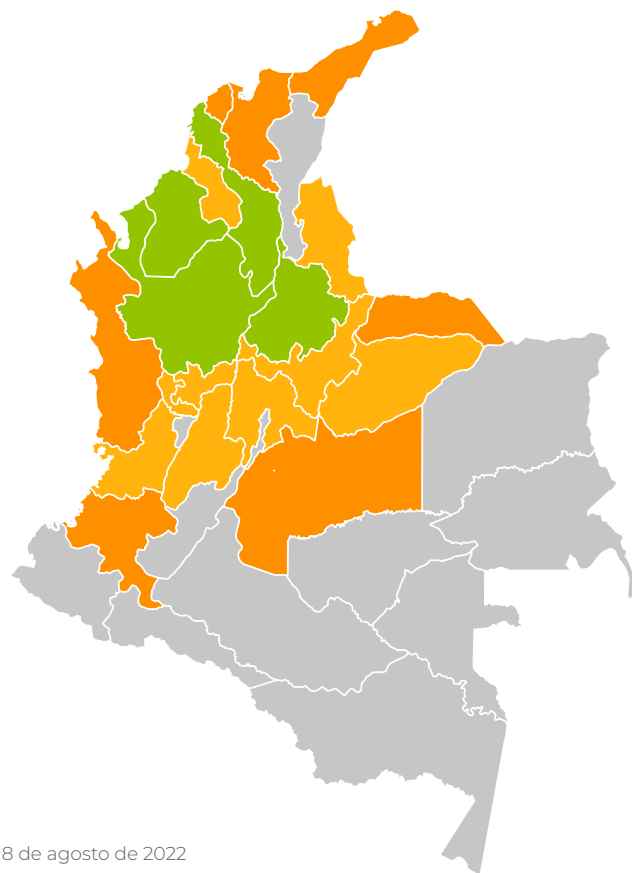
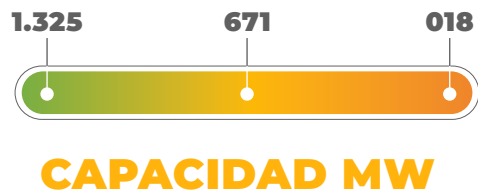
Con base en la información agregada por la UPME presentada a través de repositorio de información disponible para la realización de estudios de conexión para la versión más actualizada, se reporta al 17 de agosto. **De esta se puede abstraer una radiografía general del estado y flujos relativos a la capacidad disponible de conexión del sistema, evidenciando que:**

CAPACIDAD ASIGNADA A PROYECTOS DE GENERACIÓN POR DEPARTAMENTO PREVIO CIERRE CICLO DE ASIGNACIÓN 2022



Gráfica 8: Datos de asignaciones tomados del repositorio UPME actualizados al 18 de agosto de 2022

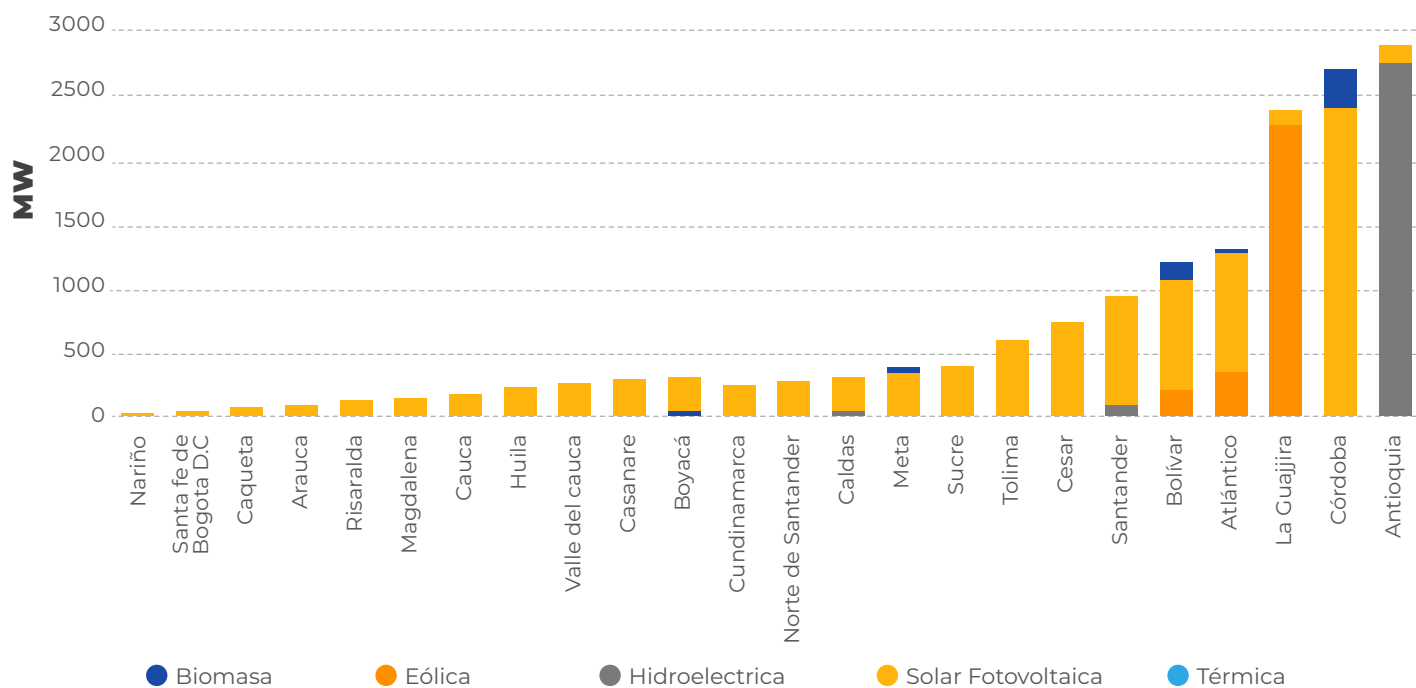
CAPACIDAD LIBERADA A PROYECTOS DE GENERACIÓN POR DEPARTAMENTO PREVIO CIERRE CICLO DE ASIGNACIÓN 2022



Gráfica 9: Datos de liberaciones tomados del repositorio UPME actualizados al 18 de agosto de 2022

Las áreas con una mayor asignación de capacidad se da en los departamentos de La Guajira, Córdoba, Antioquia, Atlántico, Bolívar y **de forma agrupada para todo el país alrededor de 16.4 GW de capacidad de conexión para la inyección de energía por parte de generadores.**

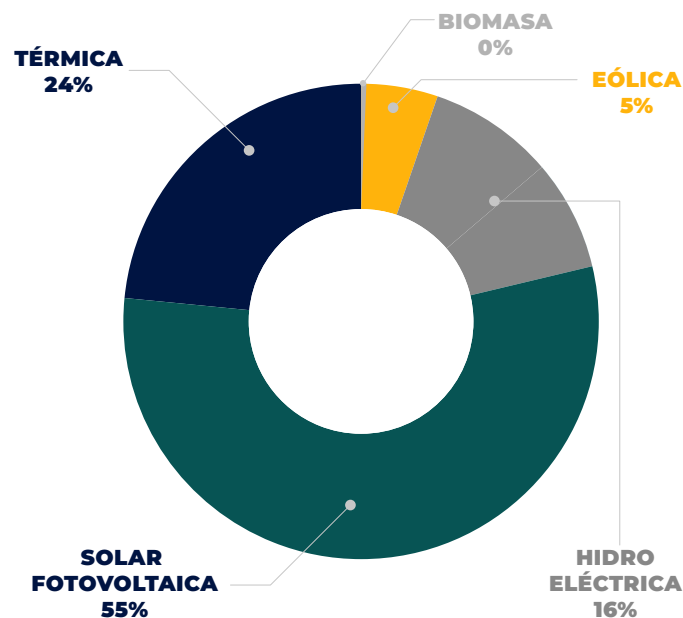
Capacidad asignada a proyectos de generación por departamento y tecnología



Gráfica 10: Capacidad asignada a proyectos de generación por departamento y tecnología, tomado del repositorio UPME actualizado al 18 de agosto.

Por otro lado, la capacidad liberada por generadores a través de los procesos de transición y normalización ha representado volúmenes cercanos a los 9 GW, los cuales tienen como áreas de enfoque los departamentos de Córdoba, La Guajira y Santander, principalmente y en su mayoría, provenientes de proyectos solares fotovoltaicos y termoeléctricos. De esta forma, la capacidad de transporte presenta volatilidad en su disponibilidad, en especial para las áreas que cuentan con un potencial de recursos renovables alto, y el cual, en la medida en que surjan proyectos de generación enfocados en la explotación de estos recursos, va a ser mayor teniendo en cuenta la tasa de desistimiento (cercana al 30%) con la que cuentan los desarrolladores de los proyectos.

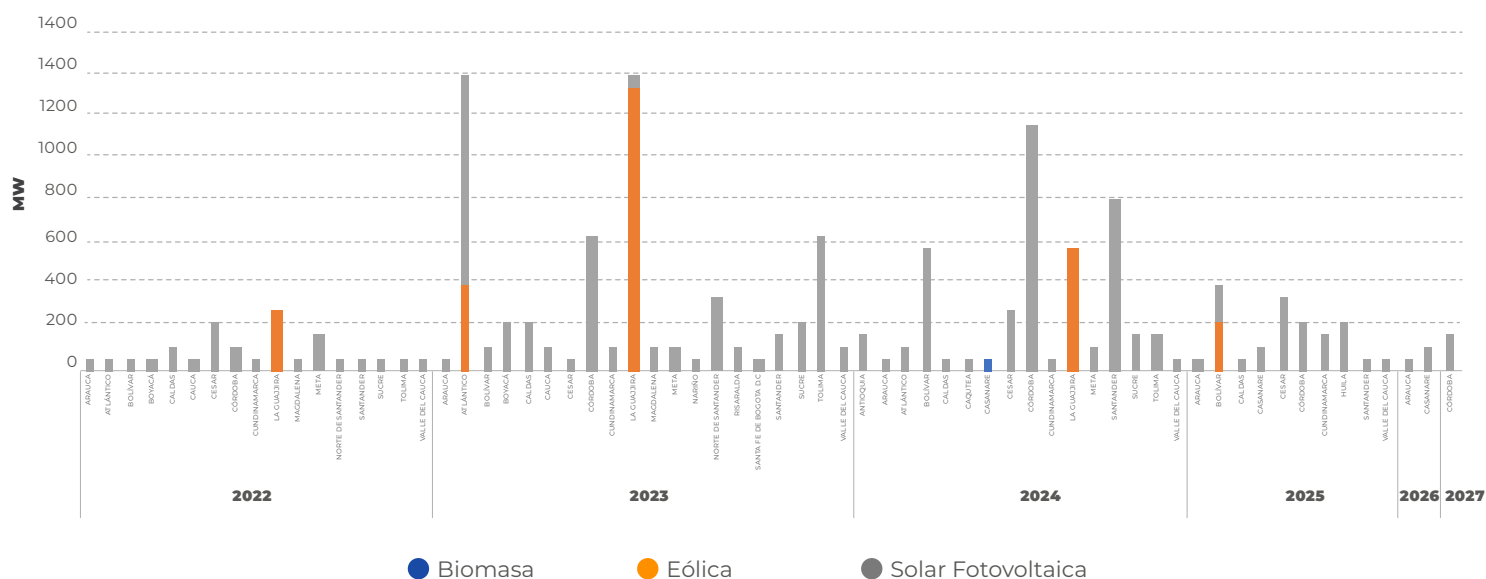
Capacidad de conexión liberada por tecnología



Gráfica 11: Total de capacidad de conexión liberada previo al proceso ordinario de asignación del año 2022.

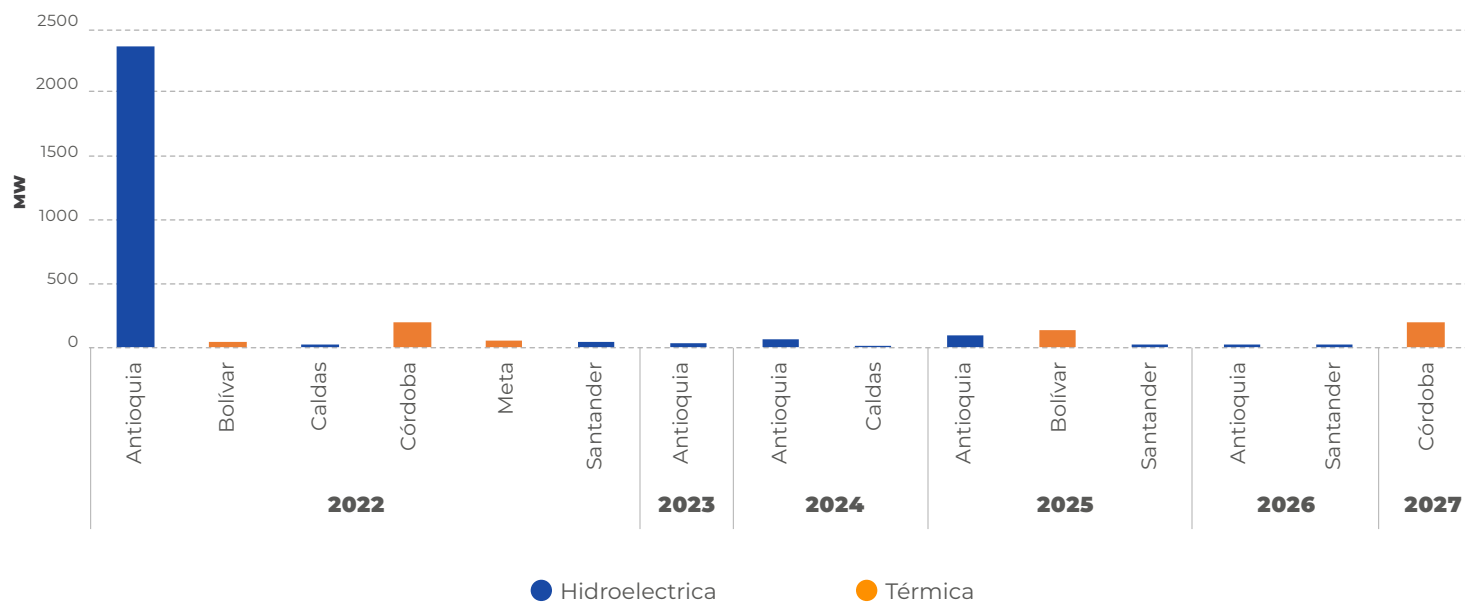
De igual forma y como se evidencia en las gráficas 10 y 12, el enfoque de los desarrollos que se avizora en los próximos años va a estar dado en áreas muy específicas y de la misma forma en tecnologías que explotan las potencialidades de las mismas. Vale la pena resaltar que en el caso de los proyectos eólicos, alrededor del 73% están supeditados a expansiones del sistema, como lo son las líneas Colectora 1, Cuestecitas y El Río. **En lo que se refiere a los proyectos solares, el 31% de estos se encuentran supeditados a obras de expansión en diferentes zonas operativas del sistema, encontrando restricciones importantes para esta tecnología en el centro oriente del país.**

FPO capacidad asignada - FNCER



Gráfica 12: Capacidad asignada de generación según FPO oficial renovable, Datos tomados del repositorio UPME actualizado al 18 de agosto de 2022

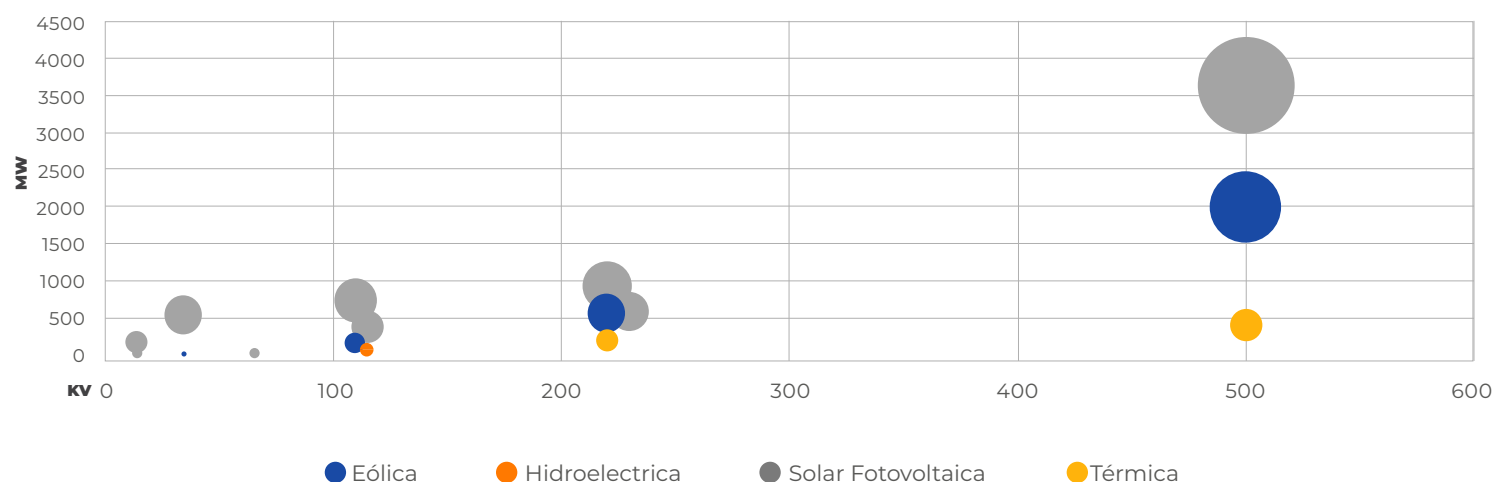
FPO capacidad asignada - Convencional



Gráfica 13: Capacidad asignada de generación según FPO oficial convencional, Datos tomados del repositorio UPME actualizado al 18 de agosto de 2022

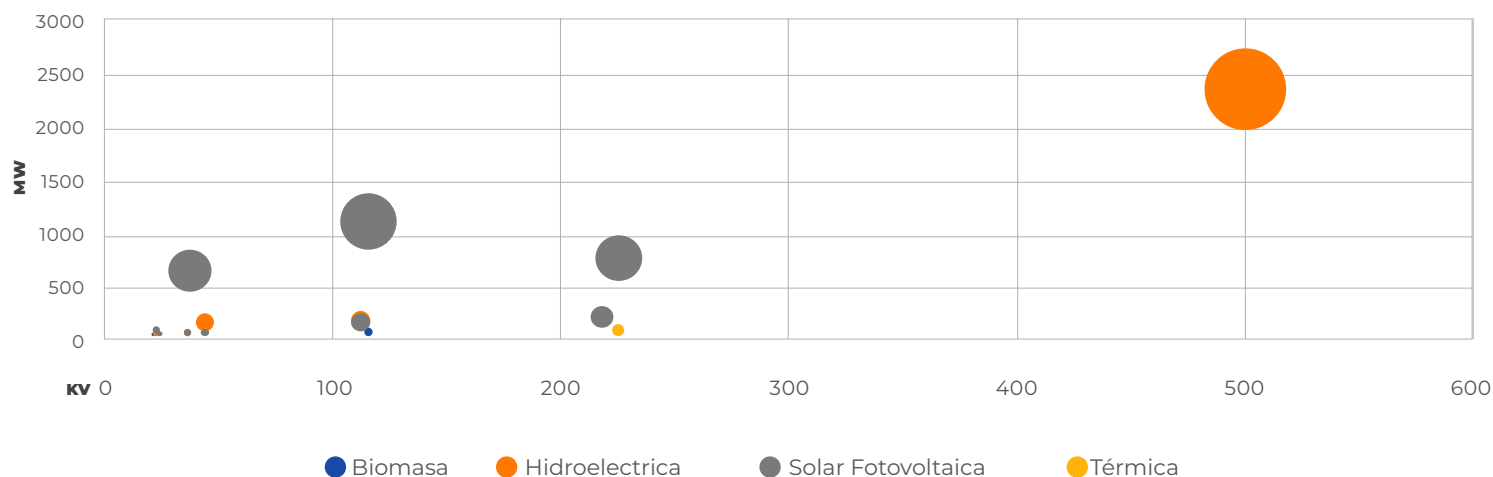
En materia de tiempos y plazos de entrada, el mayor volumen de proyectos, en términos de conexiones aprobadas, se esperan dos momentos críticos teniendo en cuenta las fechas de puesta en operación (FPO) oficiales reportadas por la UPME. **Estos momentos críticos se prevé que se den de forma consecutiva en los años 2023 y 2024 debido a la entrada esperada de más de 6 y 5 GW de capacidad instalada respectivamente.** Esto supondría una reconfiguración significativa para el sistema y su operación en términos de seguridad e infraestructura importantes tanto para el planeador, el operador y administrador del sistema, como para los desarrolladores de proyectos ya que ante cualquier contingencia se podrían ver forzados a limitar su inyección al sistema.

Capacidad de conexión aprobada Costa



Gráfica 14: Capacidad de conexión aprobada para la región de la costa norte (La guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre, Córdoba, Norte de Santander y Santander), datos tomados del repositorio UPME actualizado al 18 de agosto de 2022

Capacidad de conexión aprobada Interior



Gráfica 15: Capacidad de conexión aprobada para la región del interior (Arauca, Casanare, Boyacá, Cundinamarca, Caldas, Risaralda, Tolima, Bogotá DC, Meta, Valle del Cauca, Cauca, Nariño Putumayo, Caquetá), datos tomados del repositorio UPME actualizado al 18 de agosto de 2022.

Por otro lado, **los niveles de conexión en los cuales se dieron aprobaciones de capacidad de conexión, para la zona caribe, se evidencia una tendencia dominada por parte de la tecnología solar en todos los niveles de tensión y especialmente en el nivel de alta tensión (500 KV)** compartidos por volúmenes más pequeños de eólicas y algunos desarrollos térmicos, gracias a la fortaleza que tiene esta área en torno al suministro de energéticos. Por otro lado, para el interior del país se han efectuado concesiones de capacidad relacionadas a proyectos hidráulicos, principalmente proveniente de plantas hidráulicas en alta tensión, mientras que en los demás desarrollos impulsados por tecnologías fotovoltaicas en niveles de baja y media tensión.



Garantías proyectos clase 1

Como parte de la asignación y aceptación de la capacidad solicitada por el promotor del proyecto, se definen una serie de garantías que aseguran el mantenimiento y reserva de la capacidad asignada para cuando se haga efectiva la fecha de puesta en operación aprobada por la UPME, estas garantías se describen a continuación:

• GARANTÍA PARA RESERVA DE CAPACIDAD

Este ítem deberá ser entregado al ASIC dentro de los 2 meses siguientes a la emisión del concepto de conexión junto con la aceptación de la capacidad asignada y la Curva “S” definitiva con las fechas de los hitos. El valor

de la garantía será actualizado anualmente vía IPP y calculada bajo la siguiente fórmula:

$$\text{GRC} = (10 \text{ USD} \cdot \text{TRM}_{s-1}) \cdot \text{Cap asignada (kW)}$$

En el caso de que la conexión de los proyectos se realice a través de proyectos de expansión del SIN que serán desarrollados mediante las convocatorias competitivas, el valor de la garantía de la GRC será el 50% del valor total calculado y el IAE del proyecto asignado vía convocatoria se deberá actualizar en un plazo no mayor a un mes, así como el valor de la garantía al 100%.

Para el caso de que el interesado en la conexión demuestre que tiene una garantía exigida por

la regulación con un valor superior a la de la GRC, quedará eximido de presentarla. Y, en caso de que la haya constituido previamente y vía regulatoria se le solicite la constitución de una garantía por un valor superior, el ASIC hará la devolución del valor una vez haya sido aprobada la nueva garantía.

De igual forma, es importante resaltar la obligación que tiene el promotor del proyecto de mantener vigente en todo momento y hasta su puesta en operación comercial una garantía con un valor igual o superior a la GRC definida en la regulación aplicable.

La GRC será ejecutada para los siguientes casos:

- **Proyecto con posibilidad de ser ejecutado** a partir de los informes de seguimiento.
- **No prorroga** o actualización de GRC.
- **Tercer incumplimiento** de hitos de la Curva “S”.
- **Llegada la FPO el proyecto no se conecta** para cubrir al menos el 90% de la capacidad asignada.
- **Transcurre más de un año luego de un retiro temporal de generadores** o no se reintegra a partir de lo establecido para la modernización de instalaciones.

Para los eventos en los cuales se haga efectiva la ejecución de la GRC, **esta se hará por el 100% del valor estimado y de 80% en los eventos que:**

- **Se trate de proyectos con obligaciones de mercado.**
- **Se demuestre vía informes de seguimiento** que el avance del proyecto supera el 60% de lo previsto en la Curva “S”.

La administración de recursos y los provenientes de la ejecución de la GRC serán destinados a la disminución de los recaudos mensuales relacionados a los cargos por uso del Sistema Nacional de Transporte (STN) o del nivel de tensión al cual se esperaba que se conectara el proyecto.

• **CONDICIONES PARA LA CONSTITUCIÓN DE LA GRC**

En el marco descrito por la Resolución CREG 075 de 2021 se determinan algunos lineamientos relativos a la validez y/o aceptación de las garantías, de las cuales se listan a continuación las más relevantes:

- **En caso de ser emitida por una entidad financiera local deberá presentar calificación de riesgo** por parte de una calificador de riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia (SFC) y ser calculada en pesos colombianos bajo la normativa aplicable.
- **En caso de ser emitida por una entidad financiera internacional deberá presentar calificación de riesgo** de acuerdo con los lineamientos del Banco de la República (C.R.E. DCIN 83) a través de S&P o Moody´s y ser calculada en dólares bajo la normativa del estado de New York aplicable.
- **Los tipos de garantías aceptados serán:** Garantías Bancarias, Aval Bancario, Carta de Crédito Stand by (único tipo para internacionales).
- **El ASIC será el encargado de aprobar,** administrar y ejecutar la GRC.
- **Las garantías internacionales se deberán actualizar en todos los casos** en que la TRM tenga variaciones iguales o mayores al 10% respecto a la utilizada inicialmente, y en el caso de garantías locales alcanzando al menos un 105% del valor en pesos.
- **La GRC deberá mantenerse vigente** hasta la FPO y 3 meses más.

• OBRAS DE INFRAESTRUCTURA REQUERIDAS PARA LA CONEXIÓN

En el evento en que las obras de infraestructura sean realizadas bajo su responsabilidad y cuenta, el interesado dé la conexión deberá presentar una garantía que respalde el desarrollo de las actividades y la infraestructura bajo los lineamiento de la Resolución CREG 070 de 1998, sus adiciones y modificaciones. Esta garantía debe corresponder al 20% del valor de las obras a realizar y deberá estar vigente por los 5 años siguientes a la puesta en servicios de los activos.

• OTRAS GARANTÍAS

Serán consideradas como garantías todas aquellas definidas dentro del contrato de conexión y por las cuales se dé cobertura al cumplimiento de las obligaciones establecidas en este contrato, todas las garantías requeridas en los esquemas por los cuales se asignaron los compromisos de mercado y otros requeridos en la regulación vigente y todas aquellas pólizas o acuerdos que cubran atrasos y daños bilaterales.



Costos concepto de conexión

Según lo dispuesto en el artículo 20 de la ley 1955 de 2019 “Plan Nacional de Desarrollo – Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, **se establece que dentro de las funciones y actividades designadas por la normativa vigente, la UPME dentro de sus servicios y funciones técnicas podrá realizar un cobro a todas aquellas personas que soliciten o hagan uso de estos**, estipulando en el literal b de este artículo la emisión de conceptos relacionados a las conexiones al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el marco de la expansión de generación y transmisión del mismo.

Con esto presente, la Resolución UPME 528 de 2021 establece como requisito para la solicitud de asignación de capacidad de transporte, la acreditación del pago de la tarifa definida

para el estudio de la solicitud, tan pronto esta entidad vía acto administrativo defina las tarifas para estos servicios. **El método de cálculo de los montos a incluir en la tarifa por concepto de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional, será de 50 SMLMV².** La normativa es enfática en la conformación de una fiducia mercantil avocada exclusivamente a sufragar los costos relacionados a la emisión, evaluación y seguimiento de estos conceptos técnicos. Es importante resaltar que este cobro y los montos definidos por los costos de evaluación y emisión del concepto de conexión para el periodo ordinario (2022), no fueron definidos formalmente mediante resolución UPME, por lo que se espera que estos entren en vigor a partir del periodo ordinario de solicitudes del año 2023.



Seguimiento y cumplimiento de proyectos clase 1

Los proyectos que cuenten con un concepto de conexión aceptado y que se encuentren en etapa de seguimiento, habiendo presentado una GRC valida y la Curva “S”

con los hitos requeridos en el artículo 29³ de la Resolución CREG 075, podrán solicitar bajo debida sustentación, en cualquier momento del año, de forma unitaria y directamente al correo de la UPME (de forma transitoria y hasta notificación expresa de la UPME), modificaciones relacionadas con:

- **Modificación de su capacidad asignada.**
- **Fecha de puesta en operación** (sin estudio de conexión adicional a menos que supere el horizonte de estudio del estudio de conexión vigente).
- **Cesión de capacidad asignada.**
- **Uso compartido de activos de conexión** (bajo aceptación de todos los incumbentes).
- **Opción dada en el Art 19 de la R. CREG 075 sobre capacidades adicionales a las disponibles** (escenario en que la entrega máxima de potencia de proyectos conectados al mismo tiempo es baja).

El procedimiento de evaluación de cualquier modificación al concepto de conexión surtirá un proceso idéntico a la solicitud de capacidad original, dando espacio para:

01 Revisión de completitud de la solicitud.

02 Comentarios por parte del transportador a la propuesta.

03 Emisión y aceptación del concepto de conexión.

Durante el avance y cumplimiento de todos los hitos descritos en la Curva “S” o 6 meses luego del último hito completado, **deberá presentarse un informe de seguimiento incluyendo una comparación de la Curva “S” de referencia y la real a través de la ventanilla única.**

3. Derecho sobre terrenos, Consultas previas, Permisos y tramites ambientales (DAA, EIA), Orden de compra de equipos, Permisos y licencias para activos de conexión, Determinación de avance del proyecto e identificación del 50% de avance, incluyendo el 50% de la obra civil. (Si alguno de los hitos no es requerido deberá presentarse la debida sustentación)

Contrato de conexión

En los 4 meses siguientes a la expedición del concepto de conexión en el caso de los proyectos Clase 1, se deberá formalizar el contrato de conexión, incluyendo en el marco de la regulación vigente y las negociaciones bilaterales de las partes, aspectos relacionados a las garantías y acuerdos entre las partes.

Para los eventos en los cuales se pacte la ejecución de las obras necesarias para la conexión de un proyecto Clase 2 (requiere expansión del sistema) por parte del operador de red asociado al punto de conexión, el desarrollador del proyecto deberá suscribir un contrato de conexión, tan pronto sea aprobada la factibilidad (técnica y económica) de la conexión.

Cualquiera sea el caso que conduzca a la realización del contrato de conexión, este deberá cumplir con lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995), sus adhesiones y modificaciones, este requisito se entenderá como cumplido en el momento en el que se radique una copia simple de este contrato en la ventanilla única de la UPME.

Algunas de las principales disposiciones que debe contener el documento son presentadas a continuación, teniendo en cuenta que algunos requisitos son únicos para conexiones nuevas y otros para modificación de existentes⁴.

- **Remuneración de los activos construidos** por el Operador de Red para la conexión del proyecto interesado.
- **Relaciones técnicas, administrativas, operativas** y de mantenimiento de la

conexión, en línea con el Código de operación y las disposiciones del Centro Nacional de Despacho (CND).

- **Obligaciones económicas, comerciales y jurídicas** aplicables al punto de conexión.
- **Límites de propiedad** de equipos y predios.
- **Obligación de evaluación de ajustes** y supervisión de la conexión en los siguientes 6 meses de la firma del contrato.
- **Frecuencia e información** para el cálculo y revisión de cargos.
- **Determinación de uso de garantías.**
- **Mecanismo de resolución** de divergencias.
- **Duración y terminación del contrato.**
- **Firma y programa** de puesta en servicio de la conexión.

De forma específica, para los casos en los que la conexión del proyecto requiera una ampliación de una subestación existente se deberá incluir:

- **Aprobación del transportador** a los tiempos y características técnicas de los trabajos de interfaz.
- **Programación de la(s) desenergización(es)** requeridas por parte del CND a líneas y equipos.

Para los casos en el que las negociaciones y disposiciones del contrato de conexión no logren un acuerdo por **las partes en los tiempos determinados, se someterá a un mecanismo de solución de diferencias arbitrado**, obligando a los participantes a suscribirse a las conclusiones del proceso.

Identificación del 50% de avance, incluyendo el 50% de la obra civil. (Si alguno de los hitos no es requerido deberá presentarse la debida sustentación)

4. Resolución CREG 25 de 1995, Documento en general, Código de Redes, Código de conexión, numeral 6, https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm



Requerimientos ambientales

Dentro de las disposiciones dadas a través de la Circular UPME 057 de 2022, en donde se dieron los lineamientos relativos al proceso de priorización en la asignación de capacidad de conexión, se especifica que se da un puntaje adicional según el estado de avance que se tenga, en lo referente a los tramites y documentación ambiental requerida para la puesta en marcha del proyecto. De forma general, a continuación, se listan los requerimientos ambientales para el proceso de asignación de capacidad:

Planeación del proyecto y trámites previos a la FPO

Capacidad de Generación	Autoridad encargada	Instrumento rector	Componentes principales	Documento soporte de cumplimiento
>100 MW, 10 – 100 MW	ANLA -Corporación Autónoma Regional o Distrital (>100 MW)	Licencia Ambiental	• Diagnostico Ambiental de Alternativas (DAA) • Estudio de impacto ambiental (EIA) • Plan de Manejo ambiental (PMA) • Plan de monitoreo y Seguimiento (PMS) • Plan de gestión del riesgo (PGR) • Plan de inversión del 1%	Acto administrativo proferido por ANLA en el cual se otorga la Licencia Ambiental
	Corporación Autónoma Regional o Distrital (10-100 MW)	Permisos ambientales (pueden darse en el marco de la licencia ambiental)	Permisos de aprovechamiento de RRNN (dependiendo de la localización, recursos disponibles y combustible a utilizar) • Ocupación de cauces • Emisiones atmosféricas • Vertimientos a suelo o aguas • Aprovechamiento forestal • Concesión de aguas	Permiso de uso o concesión de recursos naturales
	Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta previa (DANCP)	Consulta previa	Dependiendo de la localización del proyecto se determina la procedencia de consulta previa	Certificación emitida por la DANCP
<10 MW	Autoridad ambiental regional	Consulta de Procedencia de Licencia Ambiental y determinación de permisos ambientales	Solicitud de concepto a la Autoridad ambiental competente sobre requerimientos ambientales específicos	Acto administrativo proferido por la Autoridad Ambiental competente de acuerdo con la localización, en el que se confirma que no se requiere Licencia Ambiental y se determinan los permisos ambientales requeridos.
		Determinación de procedencia y oportunidad de consulta previa	Solicitud y concepto sobre requerimientos de consulta previa	En caso negativo: acto administrativo proferido la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa confirmando que no requiere la realización de la consulta previa. En caso positivo: 1. Acto administrativo proferido la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa que relacione las comunidades objeto de agotamiento de consulta previa. 2. Protocolización de la Consulta Previa para el 100% de las comunidades⁵.

Seguimiento Ambiental de proyectos de generación

Parámetro de seguimiento	Actividad del seguimiento	
Plan de manejo ambiental	Informes de cumplimiento ambiental (según temporalidad definida en la licencia ambiental)	Visita y autos de seguimiento identificando hallazgos, requerimientos adicionales o incumplimientos. (Se otorga tiempo para subsanación). Acto administrativo de conformidad.
Permisos ambientales	Monitoreos y muestreos ambientales (según temporalidad definida en la licencia ambiental y reporte permanente en el ICA). • Físicoquímicos • Hidrobiológicos • Isocinéticos • Emisiones de fuentes fijas • Calidad del aire • Ruido • Zona de mezcla térmica para el vertimiento	Visita y autos de seguimiento identificando hallazgos, requerimientos adicionales o incumplimientos. (Se otorga tiempo para subsanación). Acto administrativo de conformidad.
Otras obligaciones	• Registro PCB (Residuos contaminantes) • Registro RESPEL (IDEAM - Residuos peligrosos) • Gestión de residuos sólidos y líquidos • Plan de uso eficiente y ahorro del agua • Compensaciones ambientales (ANLA - CAR)	



Características del concepto de conexión y la capacidad asignada

Para los proyectos Clase 1 (que no requieren expansión del sistema de transmisión) se otorga un concepto de conexión, que como resultado general del proceso de conexiones implementado por la UPME, brinda la autorización para el enlace del proyecto al SIN en un punto de conexión determinado, una capacidad de inyección de energía activa máxima, especificando el recurso primario para la actividad de generación de energía eléctrica, tomando efectos comerciales y jurídicos a partir de la puesta en operación comercial del proyecto, y siendo parte inherente del mismo.

Al estar atada la conexión a la fecha de puesta en operación del proyecto, la regulación permite efectuar cambios a esta fecha en casos de:

01 Fuerza mayor.

02 Orden público.

03 Atrasos en permisos, licencias o tramites demostrando la debida diligencia.

04 Atrasos en las obras de expansión requeridas para la conexión.

5. Anexo N°2 Circular UPME 057 de 2022, https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Conexiones/Anexo_2_Circular_UPME_057_2022.pdf

En cualquier caso, la UPME deberá realizar la debida verificación técnica y operativa de los parámetros presentados en el proceso de solicitud para los nuevos tiempos.

En este mismo sentido, la capacidad asignada podrá cederse a otro proyecto en todo caso que:

- 01** El proyecto cedente no haya entrado en operación.
- 02** El proyecto cesionario se conecte en el mismo punto de conexión.
- 03** La capacidad asignada haya sido dada al mismo agente.
- 04** Se utilice el mismo recurso primario de generación o en el caso de que se reúnan capacidades de varios proyectos para un solo proyecto, el nuevo recurso deberá representar un menor costo variable para el sistema.

Este procedimiento requiere la presentación de un estudio de conexión que avale la viabilidad técnica de la modificación de las capacidades y en ningún caso podrá dar como resultado una capacidad mayor a la suma de las capacidades iniciales, ni podrá encontrarse en incumplimiento con los hitos definidos en la Curva “S”.

En el marco de la optimización de la capacidad de transporte, para eventos en donde para un segmento de la red que cuente con la capacidad de transporte totalmente asignada, pero que, a su vez, cuente con una baja probabilidad de que todos los generadores entreguen su potencia máxima al mismo tiempo y por tanto copen la capacidad de transporte, se podrá habilitar por parte de la UPME la conexión de proyectos que representen una capacidad mayor a la disponible en el punto de conexión, teniendo en cuenta diferentes escenarios para la atención de la demanda, manteniendo la

prioridad en la utilización de la capacidad para las asignaciones primarias, dando por entendido que su despacho puede verse restringido en cualquier momento por esta condición.

La capacidad de transporte asignada será liberada en los casos en que:

- 01** Los informes de seguimiento al proyecto concluyan que el proyecto no puede ser ejecutado.
- 02** No se dé una reposición de garantías vencidas, no se radique la aceptación de capacidad en los plazos dispuestos o no se actualicen los conceptos de conexión existentes.
- 03** No se prorrogue la GRC.
- 04** Se de un tercer incumplimiento a los hitos de la curva “S”.

En el caso de que la capacidad asignada a liberar sea de proyectos con obligaciones con el mercado y/o tengan un porcentaje de avance superior al 60% verificado, se les mantendrá la asignación de capacidad.

La capacidad asignada podrá ser mantenida por un año en el caso de que se efectúe el retiro temporal por parte de los generadores o por el tiempo que dure una renovación de las instalaciones de generación.

En el caso de las conexiones temporales los generadores podrán acceder de forma ocasional a la capacidad de transporte cuando no puedan utilizar el 100% de la capacidad asignada por retrasos en la infraestructura de transporte: o cuando existe capacidad ociosa de conexión a pesar de estar asignada. **Para estos casos la UPME como el CND presentará los protocolos y requisitos operativos específicos para dar lugar a la utilización de esta capacidad.**



Perspectivas proceso ordinario de solicitudes 2022

En línea con los lineamientos dados por la Resolución CREG 075 de 2021, en donde se establecía que el primer ciclo ordinario de asignación de capacidad de conexión se daría a partir de los procesos del año corriente (2022), así, bajo los plazos establecidos mediante la circular UPME 033 de 2022 y en línea con las extensiones temporales propuestas por la UPME y la CREG, se recibieron para revisión 855 solicitudes de conexión entre activos de generación, autogeneración, cogeneración y conexión de usuarios finales. Este volumen de solicitudes representó alrededor de 61 GW de capacidad solicitada, de los cuales el 96% de estas son por parte de generadores; con un enfoque especial en los departamentos de Cesar y Bolívar con 102 y 88 solicitudes respectivamente; mientras que en términos de capacidad los departamentos de La Guajira, Cesar y Bolívar, representan juntos al menos 26 GW de capacidad la cual representa el 42% de la capacidad solicitada.

En términos de tecnologías, el recurso dominante sobre las solicitudes de conexión es el solar, que representa el 81% de las solicitudes de conexión y cerca del 70% de la capacidad que busca conectarse al sistema, esto seguido de solicitudes eólicas (20% de la capacidad a conectarse) y en menor medida (3% de la capacidad a instalarse) de recursos que utilizan el gas natural.

Este primer ejercicio es muy importante a la hora de evaluar el desarrollo de cualquier proyecto, teniendo en cuenta que la capacidad de conexión no es infinita y que en la medida que se integren recursos intermitentes a la red se van a requerir ajustes a esta, en términos de infraestructura, operación y optimización de la utilización de la misma, a través de esquemas como el uso compartido o las conexiones temporales al sistema.



Links de interés

- *Ventanilla única procesos de conexión UPME⁶*
- *Condiciones operativas para la elaboración de estudios de conexión py CI*
- *Canal de YouTube UPME (Socialización avance implementación de los procesos)*
- *Comentarios ANDEG a la propuesta de criterios de priorización para asignación de capacidad de transporte*
- *Comentarios ANDEG al procedimiento de priorización para asignación de capacidad de transporte*

Documento realizado por:

Juan Guillermo Sánchez Bedoya

Asesor Técnico y Regulatorio de ANDEG.

Con colaboración especial de:

Catalina Rubio Morelli

Asesora Ambiental y de Sostenibilidad de ANDEG.

Revisado por:

Alejandro Castañeda Cuervo

Director Ejecutivo de ANDEG.

Edwin Cruz Caballero

Subdirector Técnico y Ambiental de ANDEG

Diagramación y corrección de estilo:

ALANTE, Comunicaciones y Reputación Corporativa.

Este documento de consulta busca agrupar y facilitar el entendimiento de las principales variables del nuevo proceso de conexión para activos de generación al sistema interconectado nacional. Su contenido no representa la visión de las empresas asociadas a ANDEG.

⁶ Consultar pestaña de Documentos de interés para acceder al proceso regulatorio, normativo y de socializaciones completo.



WWW.ANDEG.ORG