

REVISIÓN DEL ALGORITMO DE PRIORIZACIÓN DEL MODELO PARA
ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE CONEXIÓN MACC PARA PROYECTOS DE
GENERACIÓN SOLAR EN COLOMBIA

DANIELA RUIZ CHICA

MANUEL ANTONIO BAYONA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES (E³T) (ESP.EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGIA ELECTRICA)

BUCARAMANGA

2024

REVISIÓN DEL ALGORITMO DE PRIORIZACIÓN DEL MODELO PARA
ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE CONEXIÓN MACC PARA PROYECTOS DE
GENERACIÓN SOLAR EN COLOMBIA

DANIELA RUIZ CHICA

MANUEL ANTONIO BAYONA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

DIRECTOR
EDISON SOTO
INGENIERO ELECTRICISTA

ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES (E³T)
BUCARAMANGA
AÑO 2024

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	6
ABSTRACT.....	8
INTRODUCCIÓN.....	10
1. OBJETIVOS.....	12
1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	12
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	13
3. MARCO REFERENCIAL.....	15
4. GENERACIÓN CENTRALIZADA, AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON (FNCER) FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE.....	16
4.1 Aspectos técnicos.....	18
4.2 Aspectos económicos.....	23
4.3 Aspectos regulatorios.....	24
5. ANTECEDENTES Y RESOLUCIONES. CONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN Y USUARIOS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL....	26
5.1 Resumen:.....	26
5.2 Resolución CREG 025 1995.....	26
5.3 Resolución 106 de 2006.....	28
5.4 Resolución 075 de 2021.....	30
5.4.1 Ámbito de aplicación (CREG, 2021).....	31

5.4.2 Asignación de la capacidad de transporte de energía, proyectos clase 1. (CREG, 2021).	31
5.4.3 Garantías para proyectos de clase 1. (CREG, 2021)	32
5.4.4 Proyectos clase 1, acompañamiento y realización. (CREG, 2021)	32
5.4.5 Conexiones temporales de los generadores (CREG, 2021).	33
5.4.6 Ventanilla única (CREG, 2021).	33
5.4.7 Asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 2 (CREG, 2021).	34
6. RAZONES POR LAS QUE SE ENCONTRÓ LA NECESIDAD DE MODIFICAR LAS RESOLUCIONES.	35
7. MODELO PARA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE CONEXIÓN MACC PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR EN COLOMBIA.	37
7.1 Resumen:	37
7.2 ¿Qué es MACC?	38
7.3 Criterios, metodología y principios de evaluación.	38
7.4 Formulación para la ejecución del Modelo de asignación de la capacidad de conexión.	40
7.4.1 Función objetivo, restricciones.	41
7.4.2 Determinación de capacidad: nodo, conexión conjunta, cortocircuito.	44
7.4.3 Valoración de beneficios.	46
7.4.4 Factores de Ponderación.	47
8. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL MACC.	49

8.1 Datos de entrada del MACC.	51
9. ANÁLISIS DEL MODELO DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE CONEXIÓN AL SIN Y SU IMPLEMENTACIÓN.	55
10. OBSERVACIONES.....	58
11. CONCLUSIONES.	59
12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62

RESUMEN

Se ha venido presentando la necesidad de revisar el algoritmo implementado por la UPME, que permite priorizar los proyectos de generación eléctrica con capacidad asignada al Sistema Interconectado Nacional Colombiano, mediante el llamado MACC (Modelo para Asignación de Capacidad de Conexión).

Hoy en día es un tema de mayor importancia debido al incremento exponencial de solicitudes de conexión que, impulsado principalmente por una política exitosa en la implementación de Fuentes No Convencionales, genera un aumento en las solicitudes de conexión. Esto se debe a nuestra ubicación geográfica, permitiendo un mayor aprovechamiento de recursos energéticos a partir del sol y el viento, además de un interés importante y creciente de inversión extranjera.

El incremento de solicitudes mencionado anteriormente ha puesto en evidencia inconvenientes de organización y eficiencia entre las entidades a cargo de la regulación, planeación, control, generación, transmisión y distribución de energía del sistema eléctrico nacional.

Se ha ido incrementando la incertidumbre sobre la viabilidad de los proyectos de generación asignados y los que están por asignar. Asimismo, se demostró

ineficiencia en los tiempos de respuesta de todos los involucrados en el proceso de evaluación, incluyendo a los desarrolladores e inversionistas con aplazamientos no justificados de la fecha de puesta en operación (FPO) de este tipo de proyectos, con notable acaparamiento de la red dadas las falencias regulatorias.

ABSTRACT

There has been a need to review the algorithm implemented by UPME, which allows prioritizing electricity generation projects with capacity assigned to the Colombian National Interconnected System, through the so-called MACC (Model for Assignment of Connection Capacity).

Nowadays it is an issue of greater importance due to the exponential increase in connection requests that, driven mainly by a successful policy in the implementation of Non-Conventional Sources, generates an increase in connection requests. This is due to our geographical location, allowing greater use of energy resources from the sun and wind, in addition to an important and growing interest in foreign investment.

The increase in requests mentioned above has shown evidence of organization and efficiency among the entities in charge of the regulation, planning, control, generation, transmission, and distribution of energy in the national electrical system. Uncertainty has been increasing regarding the viability of the assigned generation projects and those to be assigned, likewise, inefficiency was demonstrated in the response times of all those involved in the evaluation process, including developers and investors with unjustified postponement of the start-up date (FPO) of this type

of projects, with notable monopolization of the network given the regulatory shortcomings.

.

INTRODUCCIÓN

Esta monografía está enfocada en la revisión y análisis del modelo para la asignación de capacidad de conexión MACC para generación fotovoltaica en el SIN, motivado por la alta demanda de solicitudes de conexión por parte de desarrolladores de proyectos a escala comercial que impactan de manera directa e indirecta los sistemas de distribución de energía eléctrica de la red nacional.

Es un tema que genera incertidumbre en el sector y es analizado en la especialización de sistemas de distribución, para la cual se propone esta monografía como proyecto de grado, además como profesionales especializados en la energía, principalmente en la generación y distribución.

Esta revisión brinda herramientas para proyectar y diseñar sistemas de generación fotovoltaica centralizada y distribuida en el SIN, alineados con la regulación y mejores prácticas vigentes.

Analizando el modelo para asignar la capacidad de conexión, MACC, identifica las funciones de automatización y optimización que permiten resolver los retos expuestos en la sección anterior (ver planteamiento del problema), y que permita mejorar la eficiencia en este proceso asignado a la UPME, así como facilitar que los

desarrolladores entiendan la función objetivo que deben alcanzar en sus proyectos, para optimizar recursos y priorizar esfuerzos.

Las principales razones para encontrar un punto de equilibrio y un procedimiento más eficiente al momento de cumplir el modelo para la asignación de la capacidad de conexión son:

- Liberar la capacidad no utilizada.
- Priorizar proyectos con obligaciones.
- Disponer de información unificada y visible para todos.
- Establecer reglas claras en las solicitudes y el proceso de asignación de la capacidad de conexión (UPME).

1. OBJETIVOS

Identificar los criterios definidos por la UPME para la planeación de los recursos de transporte de energía del SIN y su impacto en el desarrollo de proyectos de generación por medio de fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia.

1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1. Realizar una revisión bibliográfica de la normatividad en materia de solicitudes de conexión al SIN y los antecedentes que llevaron a la regulación vigente como la CREG 075 de 2021.
2. Identificar los criterios y procedimientos para la priorización y asignación óptima de proyectos de generación en Colombia.
3. Analizar la implementación del modelo matemático del software MACC para proyectos de generación a partir de FNCE.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Se ha venido presentando la necesidad de revisar el algoritmo implementado por la UPME, que permite priorizar los proyectos de generación eléctrica con capacidad asignada al Sistema Interconectado Nacional Colombiano, mediante el llamado MACC (Modelo para Asignación de Capacidad de Conexión).

Hoy en día es un tema de mayor importancia debido al incremento exponencial de solicitudes de conexión que, impulsado principalmente por una política exitosa en la implementación de Fuentes No Convencionales, genera un aumento en las solicitudes de conexión. Esto se debe a nuestra ubicación geográfica, permitiendo un mayor aprovechamiento de recursos energéticos a partir del sol y el viento, además de un interés importante y creciente de inversión extranjera.

El incremento de solicitudes mencionado anteriormente ha puesto en evidencia inconvenientes de organización y eficiencia entre las entidades a cargo de la regulación, planeación, control, generación, transmisión y distribución de energía del sistema eléctrico nacional, incrementando la incertidumbre sobre la viabilidad de los proyectos de generación asignados y los que están por asignar. Asimismo, se demostró ineficiencia en los tiempos de respuesta de todos los entes involucrados en los procesos de evaluación, incluyendo a los desarrolladores e inversionistas,

con aplazamientos no justificados de la fecha de puesta en operación (FPO) de este tipo de proyectos.

Esta problemática afecta el derecho fundamental de los usuarios, lo cual es poder tener un servicio de energía eficiente en términos de oportunidad, calidad y costo de la energía, además, no brinda un ambiente de confianza a los inversionistas que realmente tienen el compromiso con este sector necesario para la diversificación de la matriz energética.

Esta revisión monográfica permite a sus autores y al lector estar en contexto de los lineamientos definidos por la resolución de la CREG 075 de 2021, siendo una guía en la aplicación y promoción del proceso de generación enfocado principalmente en la solicitud de conexión de proyectos clase 1 y clase 2.

Dicha monografía permite identificar los aspectos clave que suman al puntaje de calificación en el software MACC de los proyectos de generación fotovoltaica dentro del proceso de asignación de las plantas de generación presentados para conexión al SIN.

Finalmente, se busca que los interesados aprueben los proyectos según la clasificación y puntaje definidos por las entidades de planeación y regulación de la red eléctrica colombiana, aportando a los desarrolladores información clara, precisa

y de acceso público, garantizando que la red eléctrica tenga un servicio confiable, oportuno y económico para los usuarios, aumentando la confianza de los actores en el desarrollo de estos proyectos.

3. MARCO REFERENCIAL

A partir de las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 106 de 2006, el proceso de solicitud de conexión de la UPME, tenían en cuenta las etapas a continuación descritas:

En la etapa 0, se recibía la solicitud, y formalizaba la recepción. En la segunda etapa, se hacía una revisión y análisis asegurándose que toda la información requerida estuviera completa. En las etapas tres y la etapa cuatro se hace el respectivo registro y la asignación para el estudio.

Por último, en la quinta etapa se hace un análisis detallado de la parte técnica y económica, donde se miraba si el proyecto que se encontraba registrado cumplía con los requisitos para expansión.

Luego dicho proceso seguía con la evaluación del concepto y expansión, notificando dos respuestas:

proyecto sujeto a expansión, donde se especificaba el año estimado de terminación de dicha expansión y proyecto sujeto a expansión no definido a la fecha.

Si el proyecto registrado no requería expansión, se emitía concepto aprobado. Finalmente, el proceso terminaba con la liberación de la capacidad [1] determinado por un tiempo promedio de respuesta por la UPME de 435 días, de los que la mayor cantidad de tiempo se concentraba así:

Análisis de la asignación (90 días), análisis técnico económico (30 días), tránsito de la etapa 5-6 (60 días), análisis del concepto de expansión (180 días) y su respectivo tránsito si el concepto sujeto a expansión no tuviera la fecha. [2]

4. GENERACIÓN CENTRALIZADA, AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON (FNCR) FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE.

Por estos tiempos, en Colombia se ha venido implementando la idea de responsabilidad ambiental, por tal motivo, uno de los proyectos para mitigar el impacto ambiental es la creación de proyectos que incluyan energías no convencionales.

Además de buscar el menor impacto ambiental, también se quiere buscar una solución frente a lo que actualmente se está viviendo y va de la mano con el fenómeno de El Niño.

Uno de los grandes impactos que trae el fenómeno de El Niño es la sequía en las fuentes hídricas. Esto conlleva a una escasez de recursos o desabastecimiento para la producción de energía, lo que genera una necesidad de diversificar la matriz energética que actualmente es usada en el país.

En la actualidad, en el país se usan algunos tipos de generación. La primera es la generación de energía centralizada. Es un tipo de producción de energía que se basa en la construcción de una instalación fotovoltaica de grandes dimensiones, para luego distribuir la energía a los usuarios.

La segunda es la autogeneración, que es aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica, principalmente, para atender sus propias necesidades.

Por último, la generación de energía distribuida, la cual consiste en la construcción de instalaciones fotovoltaicas a pequeña escala y, normalmente, están ubicadas cerca del predio donde se necesita el abastecimiento de energía.

4.1 Aspectos técnicos.

Generación de energía fotovoltaica centralizada.

La generación centralizada está basada en proyectos a gran escala donde es generada la energía eléctrica y luego de dicho proceso se distribuye a largas distancias a los usuarios.

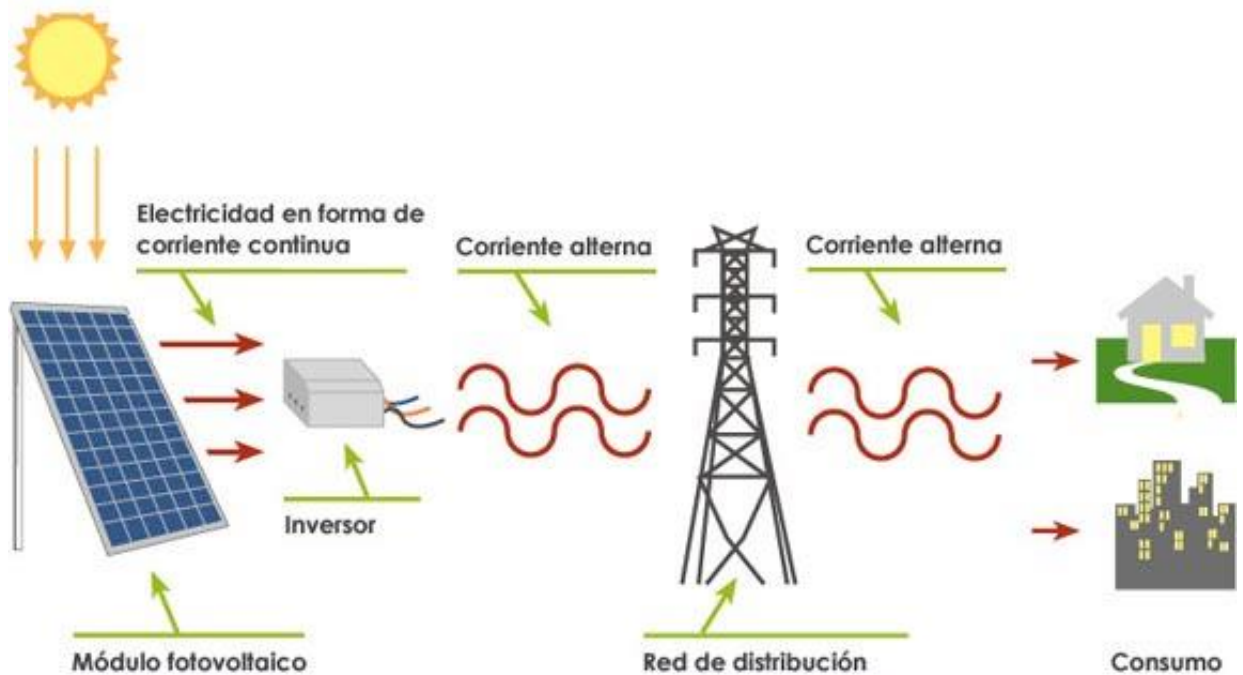
Ventajas.

- ✓ Uso de recursos renovables.
- ✓ Mayor demanda de energía.
- ✓ Menos probabilidades de desabastecimiento.
- ✓ Habrá un mayor número de empleo en aquellas zonas donde se realicen dichos proyectos de generación centralizada.

Desventajas.

- ✓ Habrá una pérdida de energía al momento de transportarla desde donde se genera hasta el usuario final.
- ✓ No se podrá acceder a las zonas donde no tengan sistema interconectado.
- ✓ Se deberá contar con un tamaño mayor de líneas de transmisión de electricidad.
- ✓ No es accesible para todas las personas, pues querer hacer proyectos de este tipo de generación es más costoso.

Imagen 1. Generación centralizada.



Fuente: (soliclima, 2005)

Autogeneración.

Es una actividad hecha por personas naturales o jurídicas que generan energía eléctrica, teniendo como objetivo principal suplir sus necesidades.

Existen dos tipos de autogeneración:

Generación a pequeña escala (AGPE) es cuando una persona que, por lo general, tiene un servicio con cualquier operador de red, decide producir energía eléctrica, normalmente para suplir con sus necesidades. El tamaño de su instalación es inferior a 1MW.

Generación a gran escala. Su potencia instalada es mayor a 1MW. Por lo general, este grupo está conformado por los grandes comercios e industrias.

Ventajas.

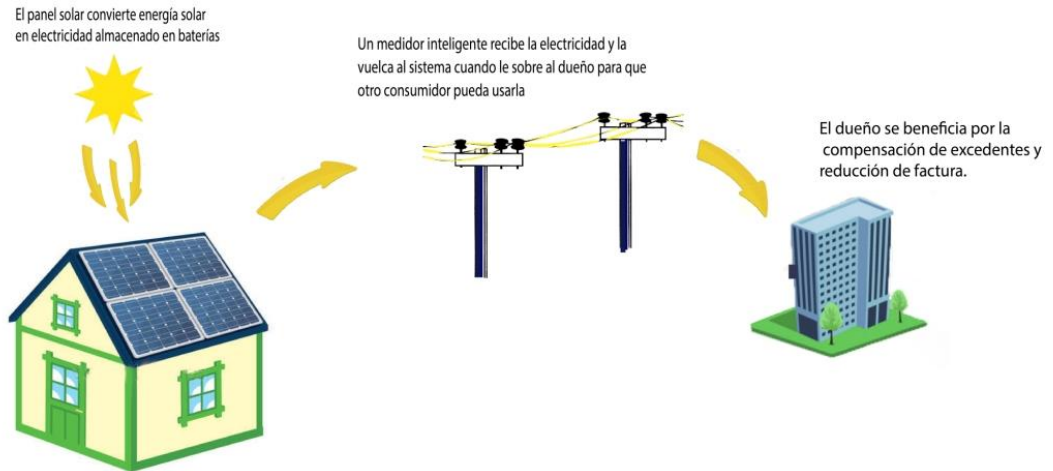
- ✓ Autogeneración de energía solar en lugares aislados.
- ✓ Ahorros en la factura.
- ✓ Mayor oferta de energía, aportando energía al sistema.
- ✓ Venta de energía.

Desventajas.

- ✓ Desinformación social sobre la autogeneración.
- ✓ Impedimento legal o político.
- ✓ Depende del comportamiento del dólar por el material importado.

Imagen 2. Autogeneración.

Autogeneración de energía Modelo de funcionamiento



Fuente: (Sofiafalke1, 2020).

Generación de energía fotovoltaica distribuida.

La característica de este tipo de generación es que son proyectos a pequeña escala. Estos proyectos se encuentran ubicados en los lugares cercanos donde hay consumidores. Este tipo de generación también puede estar conectada a una red de distribución donde, además de ser aprovechada por los usuarios, también se puede inyectar a la red de distribución. Por lo general, la potencia es menor a 1MW.

Ventajas.

- ✓ Generación de energía solar en lugares aislados.
- ✓ Sistema energético participativo, integrativo y acceso para cualquier persona.
- ✓ Libre acceso al mercado de producción de energía.

- ✓ Generación de empleos.

Desventajas.

- ✓ Desinformación social sobre la energía distribuida.
- ✓ Impedimento legal o político.
- ✓ Aún no se han establecido políticas concretas para poder ejecutar proyectos de energía no convencional.
- ✓ Gran parte de los materiales que son indispensables para elaborar un proyecto de energía renovable son importados, lo que implica una dependencia al comportamiento del dólar.

Imagen 3. Generación distribuida.



Fuente: (twenergy, 2012)

4.2 Aspectos económicos.

Algunos de los beneficios económicos de la implementación de las energías renovables en Colombia son:

Beneficio arancelario.

Cualquier persona que se haga titular de un proyecto de FNCER fuentes no convencionales de energía renovable, tendrá el privilegio, a la excepción de pago de los derechos arancelarios de aquellos materiales, equipos, insumos y demás objetos importados que estén destinados a las labores de inversión de proyectos con FNCER.

Beneficio tributario.

Tendrán una exención de IVA aquellos equipos, maquinaria, servicios nacionales, elementos importados que sean usados para la inversión o realización de proyectos FNCER.

Devaluación de los activos.

Dicha devaluación podrá ser aplicada a los equipos, máquinas, entre otras, que se hayan involucrado para la ejecución de proyectos de generación de fuentes no convencionales de energías renovables, que únicamente se hayan utilizado para este propósito.

Declaración de renta.

Como parte de incentivar el desarrollo, la investigación y la inversión de la generación de energía a partir de energías renovables, las personas que deban declarar renta y hayan hecho alguna inversión en este tipo de proyectos, tendrán el beneficio de un descuento anual de su renta por 5 años.

4.3 Aspectos regulatorios.

Colombia es un país que se encuentra actualmente en medio de una transición energética y en un constante cambio para reemplazar la generación de energía convencional por energías de fuentes limpias y renovables, y como todo proceso, debe acompañarse de un compendio normativo donde se regule y se aclare el proceso para hacer uso de FNCER.

Algunas de las normativas que han sido promulgadas para la transición energética son:

- ✓ La Ley 1665 de 2013: Permite y aprueba el conjunto de normas de la agencia internacional de energías renovables, donde Colombia posee algunos deberes sobre energías renovables, cuidado del medio ambiente y el aprovechamiento y buen uso de la energía eléctrica.

- ✓ Documento CONPES 3934: Se regula la política de crecimiento verde para Colombia.

- ✓ La Ley 715 de 2014: Promueve el desarrollo y manejo de las fuentes no convencionales de energía FNCE, dándole mayor relevancia a las fuentes de tipos renovables.” (políticas de crecimiento verde CONPES, 2018).

- ✓ La Ley 1715 de 2014: Realizó algunos ajustes para el mejor manejo de FNCE, donde se habla de aplicar incentivos para quienes ejecuten proyectos de energías no convencionales, pero también habrá incentivo para aquellas personas que estén en las áreas de investigación, desarrollo e innovación de dichas fuentes. Adicionalmente, se reglamentará detalladamente el uso de nuevos desarrollos de generación como la geotermia, entre otros.
 - ✓ La Ley 2099 de 2021: llamada también como de transición energética, busca actualizar la legislación y fomentar nuevas disposiciones donde se tenga en cuenta la transición energética, el desarrollo y el fomento de fuentes de energía no convencionales principalmente renovables.

5. ANTECEDENTES Y RESOLUCIONES. CONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN Y USUARIOS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

5.1 Resumen:

En este capítulo, se nombra la gran mayoría de antecedentes y resoluciones, que durante muchos años se han ido modificando o actualizando para llegar a la creación de un sistema y modelo de la asignación de capacidad de conexión, optimizado y que pueda cumplir con las necesidades de los usuarios.

5.2 Resolución CREG 025 1995.

La Resolución CREG 025 1995 se encuentra conformada por: Código de Conexión, Código de Medida, Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional y Código de Operación.

Esta resolución indica que para poder que se cumpla al pie de la letra se deberá realizar las proyecciones en los términos de 3, 5 y 10 años. Esto debe hacerse por

medio de planes de expansión que permitan la versatilidad en los proyectos del sistema interconectado.

Algunos de los criterios más importantes que se nombraron en esta resolución, fueron: confiabilidad, seguridad y calidad.

Respecto a las solicitudes de calidad, hay que tener en cuenta la planificación que tenga el sistema de transmisión nacional, con la finalidad de que se pueda asegurar la tensión de las barras de carga de tensión a 220 kV de la mano de los sistemas de transmisión generales, distribución local y generadores.

En cuanto a las solicitudes de seguridad, se debe asegurar que el sistema continúe estable bajo alguna falla trifásica o monofásica a tierra, en cualquier momento del sistema. (para profundizar más en el tema de las solicitudes de seguridad, leer gestor normativo de la Comisión de regulación de Energía y Gas).

En el requerimiento de confiabilidad, se precisa su evaluación en el sistema de transporte nacional usando métodos probabilísticos o determinísticos, según lo requiera o la necesidad que tenga el transportador. Este fundamento debe corroborar cuál es la opción de más bajo costo, teniendo en cuenta los costos de operación, inversión, pérdidas y energía no suministrada por no disponibilidad del sistema de transmisión y mantenimiento de la red.

El inicio de esta resolución para la asignación de la capacidad de conexión habla de unos requerimientos principalmente técnicos debido a que en el momento de ser promulgada esta resolución apenas se estaba implementando el sistema de interconexión y autogeneración en el país, por lo tanto, aún no se habían definido las políticas y resoluciones para el operador de red y el usuario.

Once años después, estudiando las necesidades de cada usuario, se tuvo que complementar la resolución de 1995 creando la resolución 106 de 2006, donde se aclaran las políticas y regulaciones para este nuevo sistema de autogeneración.

5.3 Resolución 106 de 2006.

En esta resolución los puntos más importantes para resaltar fueron:

- ✓ **Procedimiento y requisitos para la conexión de una planta o unidad de generación al Sistema Interconectado Nacional.** (CREG, 2006)

Aquellos usuarios que planeen conectar sus plantas o elementos de generación al STN, regional o local, deberán hacerle cumplimiento al procedimiento de conexión descrito en el anexo de la resolución 106 de 2006 además se deberá cumplir con los requerimientos dados por la resolución de la CREG 025 DE 1995 el cual describe el código de redes.

✓ **Derecho a la capacidad de transporte asignada.** (CREG, 2006)

Este derecho se cumple para aquel proyecto único que inscribió; esto implica que no se puede transferir a otro proyecto de generación. Dicha solicitud se podrá presentar si se cuenta con 1 año de anticipación a la ejecución del proyecto. No obstante, para los proyectos que no se les haya concedido obligaciones de energía continua o que cambien, sustituyan o agreguen, la UPME analizará y evaluará, con 1 mes de antelación de la fecha del nuevo concurso o licitación, que dicho proyecto esté avanzado dependiendo del plan.

Dado el caso, en el momento en que se llegue la fecha de inspección, el generador aún no ha ejecutado el proyecto, la capacidad de transporte que le fue asignada será liberada de inmediato y quedará disponible para una nueva solicitud.

✓ **Registro de potencia ante el sistema de intercambios comerciales.**
(CREG, 2006)

Desde el primer momento de la fecha de puesta en servicio, aquel generador que se encuentre conectado al STN, STR, STL deberá demostrar al sistema de intercambios comerciales que su capacidad de generación es igual a la capacidad de transporte que se le ha asignado o menor a esta, dándole cumplimiento al contrato adquirido.

✓ **Garantía para reserva de capacidad de transporte.** (CREG, 2006)

El generador deberá entregar como soporte para tener una garantía de reserva algún documento que soporte su capacidad bancaria.

✓ **Otras garantías.** (CREG, 2006)

Los involucrados harán los acuerdos que sean necesarios para garantizar el cumplimiento de sus compromisos en sus contratos de conexión.

✓ **Retiro temporal de generadores.** (CREG, 2006)

Después de la solicitud de retiro por parte del generador, se le da un año a partir de la petición. Si en caso de pasar un año no se ha solicitado el reingreso, se liberará la capacidad de transporte asignada, en este momento la UPME deberá tener en cuenta esta liberación para próximas solicitudes.

5.4 Resolución 075 de 2021.

Resolución CREG 075 de 2021. nuevo procedimiento de conexión de proyectos de generación y usuarios al sistema interconectado nacional.

La resolución 075 se publicó el 18 de junio de 2021; en esta se aclaran y se explican las condiciones y las fases para la asignación de la capacidad de transporte que tiene el sistema interconectado nacional.

Los cambios que se promulgaron con respecto a las resoluciones anteriores fueron:

5.4.1 Ámbito de aplicación (CREG, 2021).

La resolución 075 de 2021 fue creada para aquellas empresas que se encuentren interesadas en participar como generadores, aerogeneradores o usuarios finales al sistema interconectado nacional, además es aplicable para los transportadores de los activos que tienen que ver con la conexión al sistema interconectado nacional.

5.4.2 Asignación de la capacidad de transporte de energía, proyectos clase 1. (CREG, 2021).

Según la resolución, son proyectos clase 1, aquellos proyectos de usuarios finales al STN o al STR, además de estos proyectos que cumplan con la generación, autogeneración o cogeneración.

Cualquier interesado en hacer la solicitud de asignación de capacidad de transporte en proyectos clase 1 debe hacer la respectiva inscripción en la ventanilla única, y esto debe realizarse antes de algún avance en el proyecto.

Aquellas personas interesadas en la asignación de capacidad de transporte para un proyecto de clase 1 tendrán que evaluar si cuentan con disponibilidad de espacio físico y conexión. Cuando haya un retiro temporal por parte de un generador, este tiene derecho a sostener la capacidad de transporte que se le ha sido asignada con un tiempo de hasta 1 año siguiente a la fecha del retiro, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos.

5.4.3 Garantías para proyectos de clase 1. (CREG, 2021).

Para poder garantizar el uso de la capacidad de transporte asignada para proyectos de clase 1, el usuario debe entregar un soporte para reserva de capacidad.

5.4.4 Proyectos clase 1, acompañamiento y realización. (CREG, 2021)

El usuario que quiera presentar un requerimiento para la conexión de un proyecto de clase tiene dos meses para informar a la UPME por medio de la ventanilla única que está de acuerdo con la capacidad de transporte asignada al proyecto.

Adicionalmente, se adquiere un compromiso para la construcción y la puesta en operación cumpliendo con las fechas establecidas. A medida que avance el

proyecto, de acuerdo con cada fecha establecida por el usuario, este deberá presentar un informe donde precise el avance de su proyecto.

5.4.5 Conexiones temporales de los generadores (CREG, 2021).

Se presentarán conexiones provisionales y los generadores tendrán la opción de acceder a estas conexiones provisionales. Para poder tener un concepto de conexión temporal, se deberá presentar los estudios que demuestren la viabilidad de la conexión provisional a la ventanilla única de la UPME.

Cualquier usuario puede hacer la solicitud de registro provisional de fronteras de generación ante la ASIC haciendo énfasis en que la conexión es provisional y se deberá especificar la duración. Asimismo, la ASIC cancelará dicha frontera después de haber finalizado el tiempo de la conexión temporal.

5.4.6 Ventanilla única (CREG, 2021).

La UPME tiene como objetivo crear un sistema de “ventanilla única” donde se harán los respectivos trámites, estudios, aprobaciones y monitoreo de las solicitudes de asignación de la capacidad de transporte de clase 1 en el SIN.

Para proyectos de clase 2, la ventanilla única contará con un enlace donde redireccionará a los generadores al sitio web entregados por el operador de red para hacer las respectivas solicitudes de conexión.

La ventanilla única tendrá un sitio web conectado al portal de la UPME, donde se podrán generar actividades como el registro y asignación de capacidad de los proyectos, así como su proceso y avance, de igual forma los proyectos.

La UPME tendrá un plazo máximo de 12 meses para poner a disposición de los usuarios una ventanilla única a partir de que entre en vigencia la resolución 075 del 2021.

5.4.7 Asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 2 (CREG, 2021).

Los proyectos de clase 2 son los que se han modificado en las condiciones de conexión. Las entidades facultadas para recibir y aceptar proyectos de tipo clase 2 son los operadores de red donde hacen parte los activos.

Cada operador de red deberá tener un sistema donde se puede entrar y tener información clara y necesaria de la asignación de la capacidad de transporte para

los proyectos de clase 2. Se debe elegir un comercializador para poder acceder a la visita de puesta en servicio de conexión de un proyecto clase 2.

6. RAZONES POR LAS QUE SE ENCONTRÓ LA NECESIDAD DE MODIFICAR LAS RESOLUCIONES.

¿Qué pasaba antes de la resolución CREG 075 de 2021?

A medida que la demanda aumenta, vienen ciertos tipos de necesidades, entre ellas la mejora del planteamiento para la asignación de la capacidad de transporte. A pesar de que año tras años se habla de nuevas normas y resoluciones para mejorar el modelo para la asignación de la capacidad de transporte, aún se siguen viendo requerimientos y necesidades nuevas, las cuales no se pueden resolver con total facilidad.

Esto es lo que conlleva a un replanteamiento del algoritmo, con las nuevas tecnologías y prácticas para crear proyectos más eficientes de fuentes de energía renovables.

Los principales problemas que se han encontrado al momento de hacer la planeación para la asignación de la capacidad de conexión han sido:

- ✓ Gran cantidad de solicitudes de derechos de conexión: el incremento en la cantidad de solicitudes es frecuente y esto hace que las respuestas no sean a corto plazo, sino que, pueden durar mucho tiempo sin una notificación o respuesta acerca de las solicitudes de conexión.

- ✓ Aplazamientos sin límites de fechas de puestas en operación, sin ningún tipo de consecuencia. En muchos casos los usuarios solicitan aplazamiento y jamás hacen claridad del tiempo que van a tardar en hacer la reconexión o la puesta en operación, esto no tiene ninguna consecuencia, ya que no hay quien controle este tipo de aplazamientos de forma regulada.

- ✓ La capacidad asignada sin utilizar supera la capacidad total del sistema: Debido a la cantidad de solicitudes de asignación de la capacidad que se otorgan, no se controlan de manera estricta dichos otorgamientos y esto hace que el sistema no tenga la suficiente capacidad para suplir todos los requerimientos de los usuarios.

Los tipos de casos que se habían previsto se quedan cortos frente a lo que en la realidad sucede y algunas necesidades específicas no encajan en las resoluciones.

Los elementos de incertidumbre sobre los trámites asociados a las solicitudes de conexión:

- No había claridad de cuánta capacidad tenían asignada.
- Los trámites duraban hasta casi 4 años para poder resolverse.
- Los procesos se extendían generando discusión para la asignación.
- Fallidos estudios de conexión, posibilidad o espacio para conexión.

La acumulación de solicitudes de asignación de los puntos de conexión hizo que modificara el procedimiento para la asignación de la capacidad de transporte. Se tuvo que implementar algunas medidas para poder hacer eficiente y adecuado el uso de la red eléctrica. Por esta y otras razones, se han venido modificando y actualizando las resoluciones para encontrar un punto óptimo.

7. MODELO PARA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE CONEXIÓN MACC PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR EN COLOMBIA.

7.1 Resumen:

En este capítulo se presentará toda la información detallada del MACC desde su significado, hasta su formulación, esto con el fin de realizar un buen cálculo al

momento de hacer una solicitud para la asignación de capacidad de conexión, para proyectos de generación solar en Colombia.

7.2 ¿Qué es MACC?

MACC es el modelo de asignación de capacidad de conexión. Se basa en un programa que permite optimizar los procesos de asignación de la capacidad de conexión teniendo en cuenta ciertos parámetros que, a su vez, son los requerimientos y condiciones especiales de los usuarios.

7.3 Criterios, metodología y principios de evaluación.

Se han propuesto varios parámetros que hacen parte del progreso del modelo de asignación de la capacidad de transporte MACC:

Principios de evaluación.

Se han creado 5 características generales para el principio de evaluación, esto con la intención de dejar claro todos los pasos de evaluación para las solicitudes de conexión. Estas son:

Simplicidad: esta característica lo que permite es poder elegir el modelo más simple. Esto permite que sea posible ver la precisión del modelo con la facilidad de la respuesta. Esta característica, ayuda a que el modelo sea comprendido y pueda ser usado por todas las personas involucradas en el sector eléctrico.

Seguimiento del proceso: este modelo rastrea el proceso, comenzando con la entrada de datos hasta la posible solución. La unidad de planeación minero-energética (UPME) debe hacer pública la información, actualización de los parámetros y variables que van a ser usados para el momento de evaluar el proyecto.

Reproducibilidad: la notificación de la respuesta podrá verse en diferentes computadoras, definiendo los parámetros de entrada en la máquina y el algoritmo. Adicionalmente, se consideran algunos otros parámetros que permitan de alguna manera fácil y transparente darle una prioridad a aquellos proyectos que están siendo clasificados como “empate”.

Eficiencia: el modelo está creado para que optimice los tiempos de ejecución con el fin de permitir el cumplimiento de las actividades y metas dictadas por las normas y resoluciones, mencionadas en el capítulo anterior.

Transparencia: todos aquellos elementos que son considerados durante el análisis de una solicitud de asignación se presentarán detalladamente a las personas interesadas, además de publicar los modelos que se usaron, las referencias y los análisis de parámetros.

Las premisas son:

- ✓ Veracidad de la información.
- ✓ Total, estudio del proyecto de conexión.

7.4 Formulación para la ejecución del Modelo de asignación de la capacidad de conexión.

Ecuación 1.

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

Donde:

Tabla 1. Variables de la ecuación del modelo de asignación de capacidad de conexión

C	criterios
P	proyectos que solicitan conexión
T	periodos de tiempo de simulación.
O	obras de transmisión.
W_c	Ponderadores de los criterios. Valor entre 0 y 1.
$B_{c,p,t}$	Beneficio para cada proyecto p del criterio c (\$ COP).
$u_{p,t}$	Variable 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 que toma el valor de 1 cuando la obra o es construida para viabilizar la entrada de otros proyectos.

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022)

7.4.1 Función objetivo, restricciones.

Lo que realmente se busca con la función objetivo es aprovechar todo el beneficio total que se logra al ejecutar proyectos recientes, disminuyendo el valor que conllevan las obras de expansión que tienen una gran importancia para poder realizar dichas conexiones.

Restricciones

Según la ecuación anteriormente mostrada, la función objetivo tiene 4 restricciones, las cuales se incorporan en el modelo de la capacidad de transporte. Esto ayuda a no asignar dos puntos de conexión a un mismo proyecto. Las restricciones son:

Capacidad de barras: Lo que se pretende con este tipo de restricción es vigilar y asegurar que el cálculo de la capacidad de todos los proyectos que han sido asignados a una barra no pase los límites que tiene la barra de capacidad.

Ecuación 2.

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

Tabla 2. Asignación de variables para la ecuación de la capacidad de barras

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.

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022).

Cabe resaltar que la realización de los cálculos para obtener la mayor capacidad de la barra está directamente relacionada con la red. Esto implica que, al hacer algún cambio en la red, cambia totalmente el cálculo de la capacidad. Entonces, $CB_{b,t}$ no podrá ser constante.

cortocircuito en barras: Vigila que el cortocircuito de las barras no pase de los límites máximos de capacidad al ser conectados los proyectos de generación de energía.

Ecuación 3.

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

Tabla 3. Ecuación capacidad de cortocircuito en barras

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

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022).

Zonas eléctricas: lo que se busca es verificar que en una zona eléctrica no se exceda la capacidad al incluir algunos proyectos de expansión.

Ecuación 4.

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

Tabla 4. Ecuación zonas eléctricas

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

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022).

Proyectos con diferentes puntos de conexión: lo que se pretende al incluir esta restricción, es impedir que el modelo asigne al mismo tiempo varios puntos de conexión a un proyecto.

Ecuación 5.

$$ujb1 + ujb2 \leq 1 \forall j$$

Tabla 5. Ecuación de proyectos con diferentes puntos de conexión

$ujb1$	Representa la asignación de la alternativa 1 de conexión propuesta por el proyecto p
$ujb2$	Representa la asignación de la alternativa 2 de conexión propuesta por el proyecto p.

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase (UPME, 2022).

7.4.2 Determinación de capacidad: nodo, conexión conjunta, cortocircuito.

Se describirá cada uno de los procesos para la realización de los parámetros de MACC:

Capacidad de conexión por nodo:

Para realizar el cálculo de la capacidad de conexión por barra, se debe hacer de manera individual. Ya que el cálculo de la capacidad por barra es un poco impreciso, se vuelve un poco más práctico usar un proceso repetitivo donde se debe conectar una planta de generación de prueba al nodo que está implicado.

La planta de generación, a medida que se va repitiendo el proceso, va aumentando la potencia que inyecta a la red hasta que se encuentra con una restricción operativa, Adicionalmente se debe tener en cuenta que dicho procedimiento se vuelve a realizar para todas las condiciones que existan.

En la siguiente ecuación se describe:

Ecuación 6.

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

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

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

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

Tabla 6. Ecuación capacidad de conexión por nodo.

$CB_{b,t}^{CNO,d}$	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).

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022).

Capacidad de cortocircuito excedente por nodo:

Para el modelo de asignación de la capacidad de conexión debe incluir cierta barrera con relación a lo que puede tener cada barra en cuanto a la capacidad de cortocircuito.

Esta restricción depende de la acción rápida de los interruptores y de la corriente de cortocircuito mayor. En la siguiente ecuación, describe lo que se ha planteado anteriormente.

Ecuación 7.

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

Tabla 7. Valores de la capacidad de cortocircuito excedente por nodo

$CI_{b,t}$	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.

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022).

Capacidad por zona:

El modelo de asignación de la capacidad de conexión tiene como entrada el parámetro de la capacidad por zona, lo que implica que una zona es el grupo de barras que tiene algún tipo de conexión entre ellas, lo que quiere decir que su capacidad dependerá del mayor valor de capacidad de las barras que están en esa ubicación.

La siguiente ecuación describe la capacidad por zona:

Ecuación 8.

$$CZ_{z,t} = \max(CB1, t, CB2, t, \dots, CBb, t) \forall b \text{ que pertenece a } z$$

7.4.3 Valoración de beneficios.

Según la resolución CREG075 y 40311 del ministerio de minas y energía, se propone el proceso para el análisis de todos los privilegios que se adquieren por cada proyecto de manera individual.

Ecuación 9.

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

Tabla 8. Valores de beneficios.

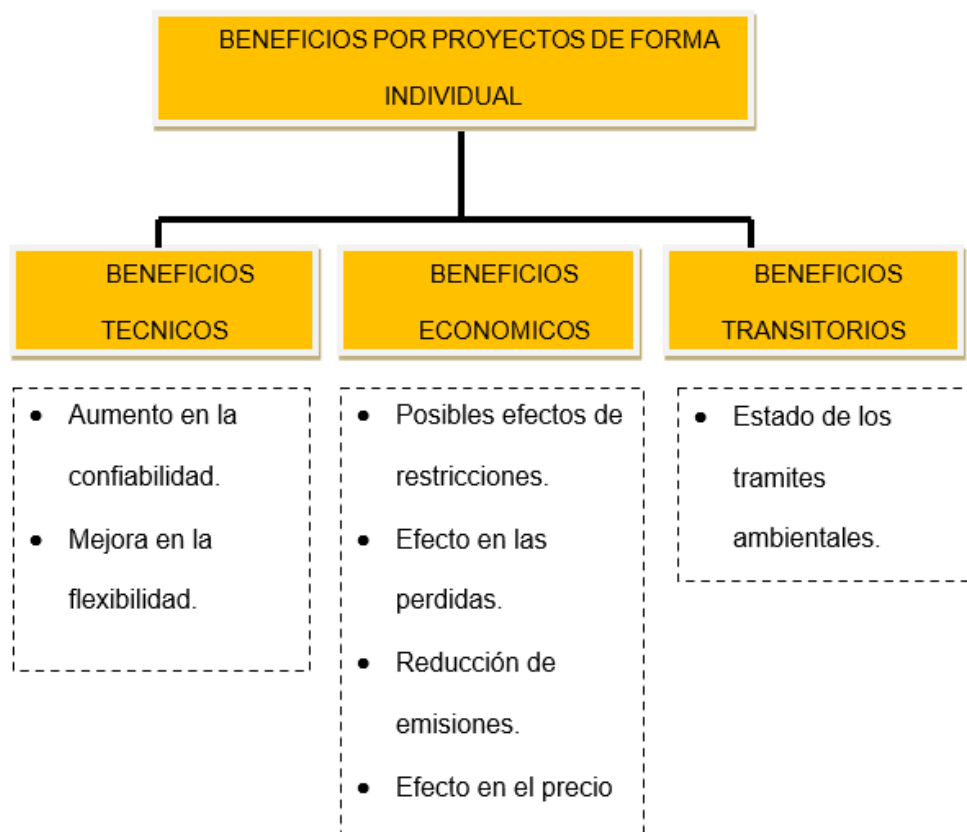
B_p^{netos}	Beneficios netos calculados para el proyecto p.
$B_p^{totales}$	Beneficios económicos totales calculados para el proyecto p.
CAU_p	Costos de los Activos de Uso para la conexión del proyecto p.
$PBT A_p$	Pérdida de Beneficio por estado de los trámites ambientales del proyecto p.
CP_p	Capacidad del proyecto p declarada al momento de la solicitud (kW).

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase (UPME, 2022) 1.

7.4.4 Factores de Ponderación.

El ponderador en su función se encargará de revisar el peso de cada uno de los parámetros dependiendo de su aplicación, así totalizando los pesos y esto se convertirá en el cien por ciento de los beneficios que puede generar un proyecto. Si por algún motivo este proyecto tiene una licencia ambiental, no se genera ningún descuento por beneficios.

Imagen 3. Cuadro sinóptico de los beneficios por cada proyecto (UPME, 2022).



Dado lo anterior se plantea la ecuación para la evaluación de beneficios individuales.

Ecuación 10.

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

Tabla 9. Valores ecuación para la evaluación de beneficios individuales.

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.
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.
B_p^{Perd}	Beneficio económico por la reducción en las pérdidas de energía dada la entrada del proyecto p.
B_p^{conf}	Monetización del beneficio por el aumento en la confiabilidad del sistema con la entrada del proyecto p.
B_p^{Flex}	Beneficio económico calculado por la flexibilidad aportada al sistema, debido a la entrada del proyecto p.
B_p^{EM}	Beneficio económico estimado por evitar la emisión de gases de efecto invernadero CO2.
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.
CP_p	Capacidad del proyecto p declarada al momento de la solicitud (kW).

Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022).

8. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL MACC.

Cada procedimiento del modelo de asignación de la capacidad de conexión acepta tener una asignación para aquellos proyectos que pertenecen a la fila 1 y fila 2 de cada una de las bolsas de proyectos.

Ahora bien, después de clasificar las solicitudes, es necesario pasar al análisis de las solicitudes de conexión cumpliendo con el orden descrito a continuación:

1. Todos los suministros que tienen que ver con las limitantes eléctricas para la realización del modelo de asignación de la capacidad de conexión se deberán estudiar antes de cualquier ejecución del algoritmo. Los suministros de los que se habla en este punto son:
 - a. Capacidad restante de cortocircuito en cada barra del área.
 - b. Aclaración de las zonas eléctricas para cada área.
 - c. Capacidades por barra en el área operativa.
2. Después se crea un proceso de evaluación teniendo en cuenta los proyectos de la bolsa 1 (obligaciones con el sistema), donde se tendrá una asignación de la capacidad de transporte.
3. De allí seguirá el proceso de evaluación para definir los proyectos de la bolsa 2 (tramites ambientales finalizados).
4. Luego se pasa a una tercera evaluación que consiste en definir los proyectos de la bolsa 3 (aquellos proyectos que no pertenecen a la bolsa 1 ni 2).
5. Después de haber determinado la asignación para cada bolsa, se realizará el cálculo de la capacidad remanente de cortocircuito y la capacidad por barra. Con esto se busca revisar si hay alguna capacidad remanente que no esté

asignada, y de ser así, se deben ingresar los proyectos que no tengan asignación para un nuevo proceso en el MACC y, según los resultados de los cálculos, se le asignará la capacidad remanente. Si resulta haber capacidad remanente que no ha sido asignada, esta asignación será realizada solamente a aquellos proyectos que no necesiten expansión para poder conectarse y estos pertenecen a la fila 2.

8.1 Datos de entrada del MACC.

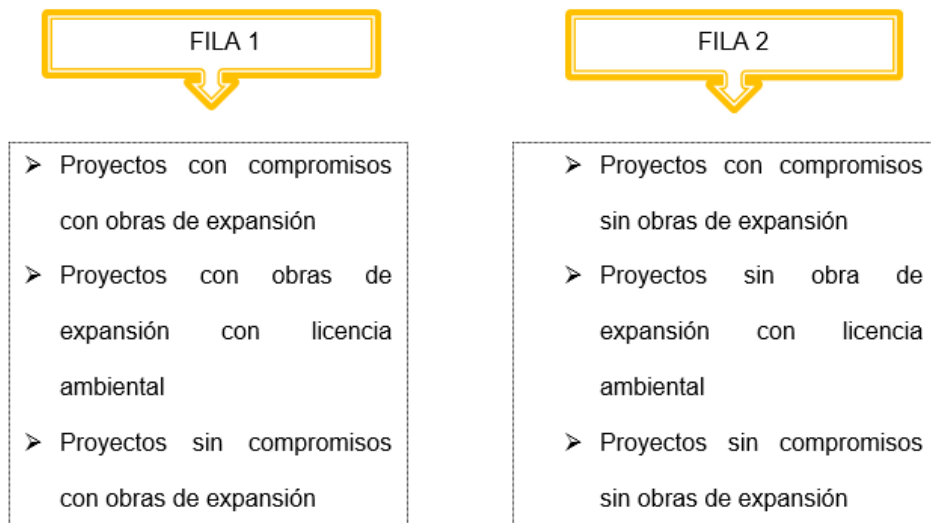
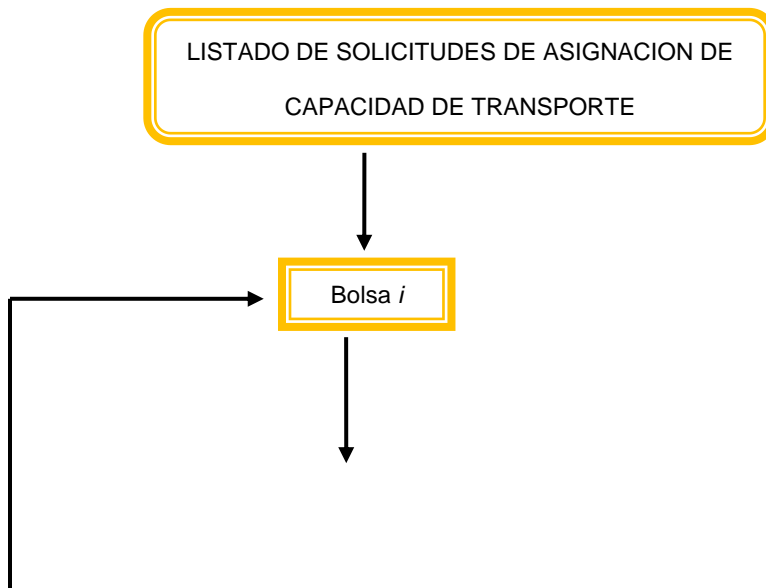
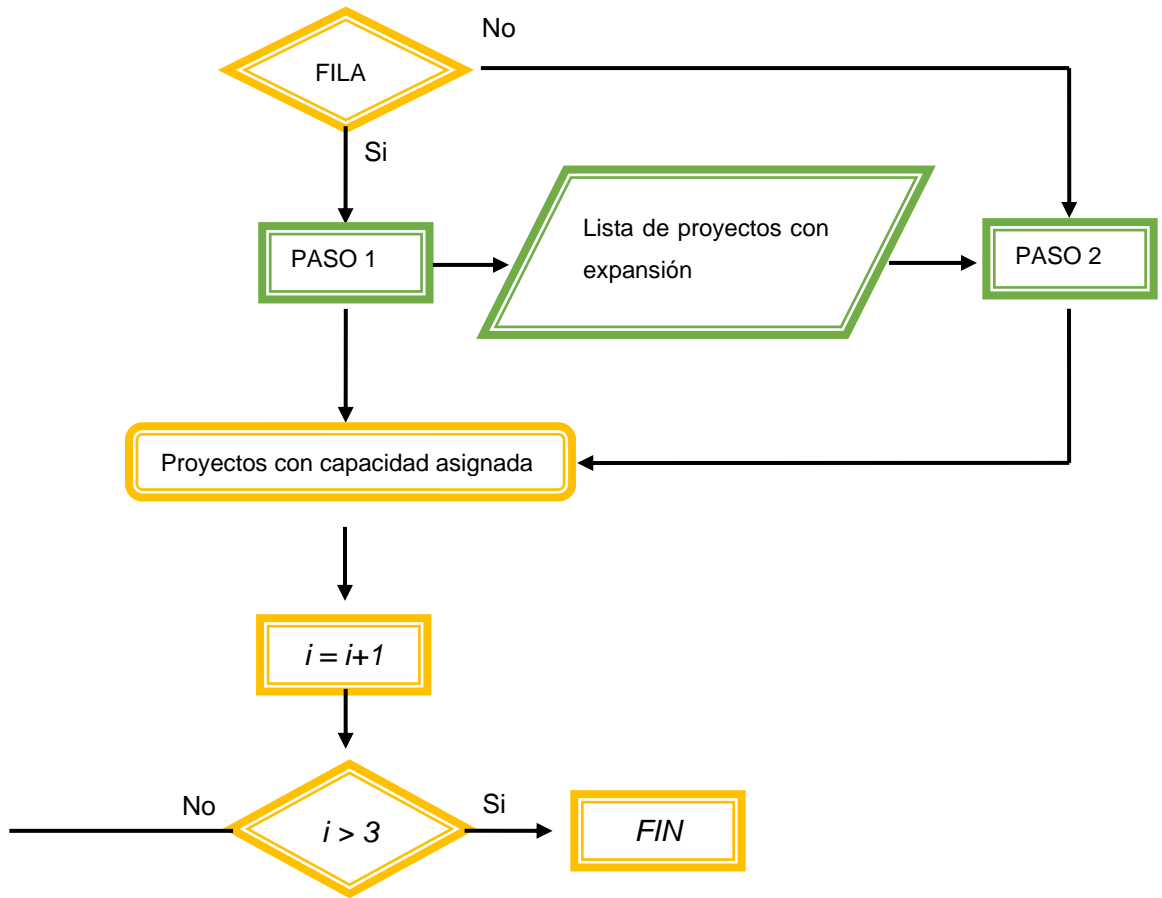


Diagrama de flujo 1. Listado de solicitudes de asignación de capacidad de transporte

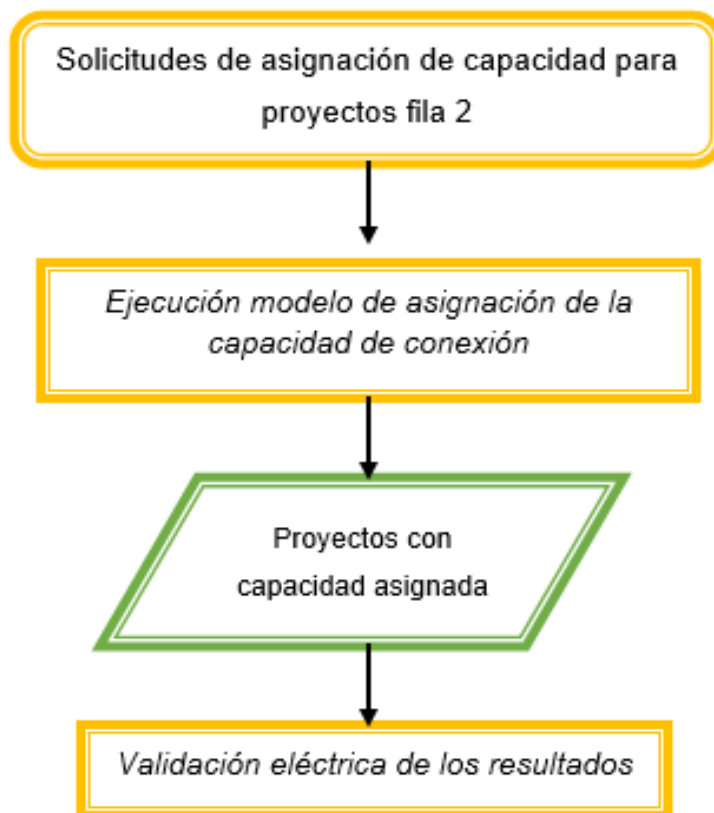




Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022)

Asignación Fila 2

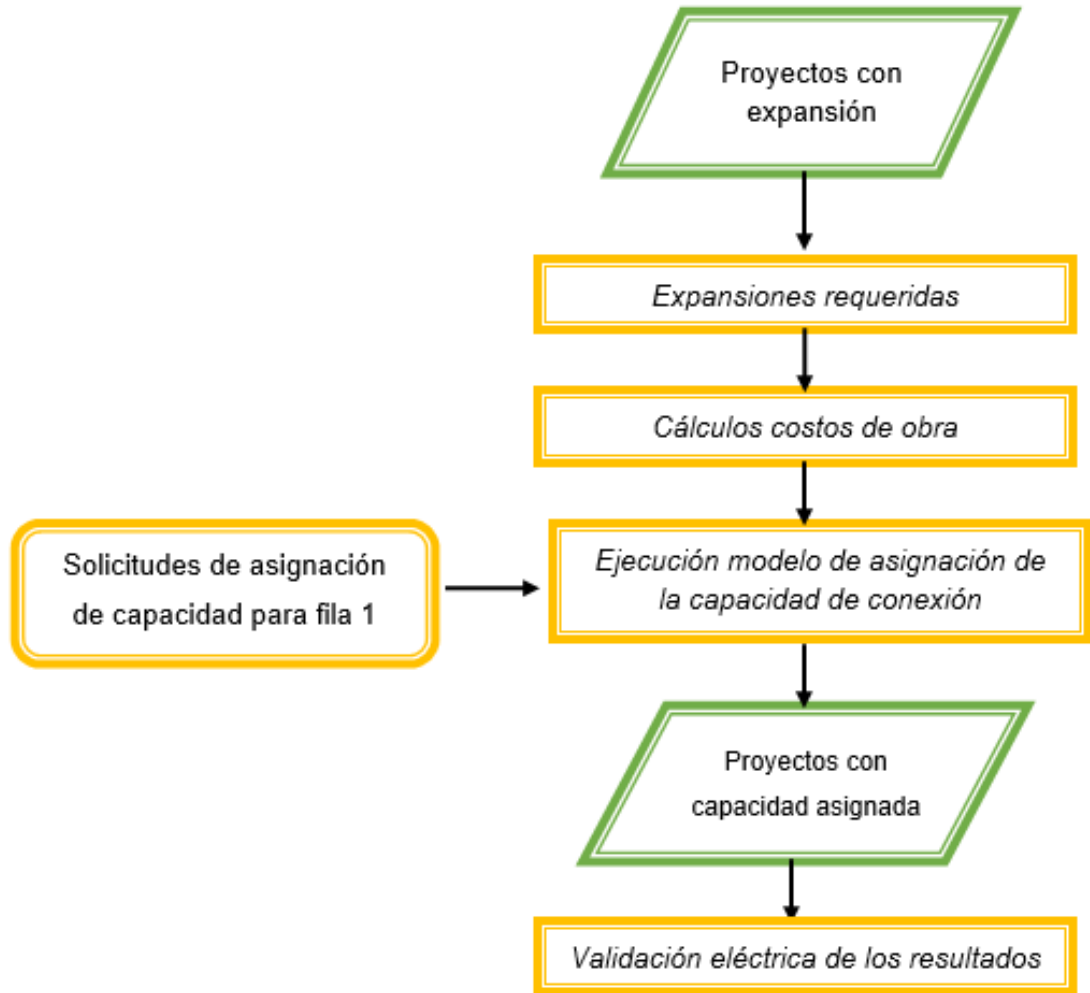
Diagrama de flujo 2. Asignación fila 2



Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022)

Asignación Fila 1 y remanente Fila 2

Diagrama de flujo 2. Asignación fila 1



Fuente: procedimiento de evaluación de solicitudes de clase 1 (UPME, 2022)

9. ANÁLISIS DEL MODELO DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE CONEXIÓN AL SIN Y SU IMPLEMENTACIÓN.

Después de una detallada investigación y recolección de datos para poder analizar el modelo de asignación de la capacidad de conexión y cómo este se comporta con relación a la necesidad de aquellas personas que tienen proyectos de energía solar, se encontraron diferentes situaciones y cosas por mejorar por parte de la UPME y de todo lo que respecta al MACC.

Dentro del análisis y elementos por mejorar se encuentran:

En algunas solicitudes que son entregadas a través de la ventanilla única, por parte de la UPME, no se recibió una respuesta vía correo electrónico en la que por lo menos indique que, en efecto, se cumplió con el estudio del proyecto. Esto retrasa el avance de la solicitud e impide la revisión por parte del operador de red.

En diferentes casos sucede que algunos proyectos que son recibidos por la UPME que tienen concepto de conexión aprobada, no fueron aceptados en su etapa anterior de estudios para la emisión y pronunciamiento por parte del operador de red, además de esto, los resultados fueron notificados por parte de los interesados directamente y no fueron notificados por parte de la UPME.

Surgen dos tipos de viabilidades y estas son la física y la técnica. En las dos se presentan algunos casos de inconformidad tales como:

- ✓ No se emitió viabilidad física y técnica aprobada por parte del operador de red en el pronunciamiento emitido; sin embargo, la UPME emitió concepto aprobatorio.

- ✓ No se tuvieron en cuenta las observaciones emitidas por el operador de red en los diferentes comunicados con comentarios para los proyectos revisados.

Aquellos proyectos que por algún motivo no fueron aprobados para la asignación de conexión también deberían tener una notificación en un tiempo razonable.

Es importante que se tenga claridad de la forma como es evaluada la licencia ambiental y cuáles son los parámetros en los que se rigen para su estudio, ya que se han detectado proyectos en los que su licencia ambiental ha sido aprobada pero su puntaje indica lo contrario, siendo igual a cero.

Explicar con mayor profundidad y soporte de por qué razón no fue aprobada la asignación de capacidad de conexión por viabilidad física, teniendo en cuenta que algunos de estos proyectos que no fueron aprobados por viabilidad física, contaban con la capacidad para la conexión.

En medio del análisis que se ha podido lograr, se han encontrado algunos proyectos que fueron aprobados para la asignación de la capacidad de conexión a subestaciones donde no cuentan con la capacidad de conexión y tampoco con el espacio en físico para ejecutar dicho proyecto.

Además de tener un modelo para dicha asignación, también en algunos casos puntuales, sobre todo los que no tienen ninguna compatibilidad con el modelo, deberían ser calculadas las variables de restricciones de entrada por medio de la viabilidad física, con el propósito de tener un análisis coherente en el sistema y que aquellos casos que son especiales también tengan una respuesta oportuna.

Debe existir un tipo de manual donde se especifique la forma en la cual están siendo calculados los parámetros del modelo de asignación y que se pueda tener una guía más detallada de por qué puede rechazar o aceptar un proyecto, teniendo en cuenta dichos parámetros.

Aún se genera confusión en el estudio y cálculo de los criterios de priorización y asignación de cargas al sistema de transmisión regional y nacional.

10. OBSERVACIONES.

Colombia, a pesar de ser un país con una biodiversidad enorme y una geografía estratégicamente hablando para temas energéticos, se presentan crisis por falta de buenas gestiones y administraciones. Además de los fenómenos que se vienen presentando a nivel mundial por el cambio climático, esto ha llevado a afrontar de una forma urgente la crisis energética.

Debido a estas crisis se ha abierto la posibilidad de las nuevas fuentes de energías no convencionales renovables que a la larga vienen siendo muy beneficiosas y evitan el desabastecimiento o saturación de las líneas de transmisión de energía eléctrica.

Como se ha dicho anteriormente, esta crisis ha llevado a invertir en proyectos principalmente de energía fotovoltaica o solar, ya que es una de las fuentes más amigables con el medio ambiente y económicas para proveer energía.

Este tipo de proyectos, al ser además de una alternativa, una necesidad, se debe mejorar ampliamente y encontrar un equilibrio para que cada proceso que se necesite para avanzar en proyectos de energía solar sea rápido, eficiente, y muy calificado. Se debe generar confianza en aquellas personas que necesitan una aprobación de proyectos de energía solar.

11. CONCLUSIONES.

Como se da cumplimiento a los objetivos específicos en esta monografía, se presentó toda la documentación bibliográfica y, adicional a esto, toda la normativa relacionada con el MACC objetivo 1.

Se identificaron todos los criterios y los parámetros necesarios para entender con mayor claridad la priorización y asignación de proyectos de generación en Colombia, dando cumplimiento al objetivo 2.

Por último, y dándole cumplimiento al objetivo número 3. Se realizó la recopilación de información y se analizaron algunos puntos de la implementación del modelo de asignación de la capacidad de conexión:

- ✓ Es necesaria la implementación de un modelo de asignación de capacidad de conexión como el que ya se ha creado para el buen manejo de la asignación de la capacidad de conexión, además ayuda a agilizar todos los procesos para generar viabilidad en los proyectos. Sin embargo, a pesar de que ya existe un proceso, se debe seguir trabajando arduamente en él para llegar a tener un modelo que tenga la forma adecuada de responder a las necesidades de los usuarios, sin importar el caso y poniendo como prioridad a aquellos proyectos que lo ameriten.

- ✓ La creación de una mesa abierta para todos los implicados en el proceso de asignación de la capacidad de conexión es más que necesaria. La falta de un acercamiento y acompañamiento para la retroalimentación de dicho modelo podría ayudar a que este tenga un mejor desempeño a la hora de evaluar y darle el criterio de viabilidad al proyecto.

- ✓ El modelo de asignación de la capacidad de conexión es un elemento que soporta y apoya el trabajo de los especialistas en el estudio del sistema eléctrico de la UPME. A través de este modelo que se estandarizó por la CREG 075 de 2021, se deberá cumplir con la asignación de la capacidad de conexión con la finalidad de sacar el mayor provecho a los recursos que están disponibles.

- ✓ Se ha evidenciado, según algunas investigaciones, que el problema del crecimiento de las solicitudes de asignación de capacidad de conexión por medio de las fuentes de energía renovables en sistemas donde la capacidad es reducida o está totalmente copada, sucede en muchos países, y la gran mayoría planifica y ajusta los cálculos y los proyectos a tal punto que puedan sacarle el máximo beneficio a la entrada de algunos proyectos con generación.

- ✓ El reto principal de la UPME es optimizar el modelo de asignación de la capacidad de conexión para evitar la saturación en las líneas de transmisión y aprovechar los generadores para poder abastecer todas las líneas de transmisión y que su capacidad no sea limitada.

12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. (16 de junio de 2021).

<https://normas.cra.gov.co>. Obtenido de

https://normas.cra.gov.co/gestor/docs/resolucion_creg_0075_2021.htm

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (07 de octubre de 2021).

<http://apolo.creg.gov.co/>. Obtenido de

[http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/\\$FILE/Creg174-2021.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/$FILE/Creg174-2021.pdf)

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL. (10 de julio de

2018). *políticas de crecimiento verde CONPES*. Obtenido de

<https://colaboracion.dnp.gov.co/cdt/conpes/econ%C3%B3micos/3934.pdf>

CREG. (24 de JULIO de 1995). <https://gestornormativo.creg.gov.co/>. Obtenido de

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

CREG. (29 de Diciembre de 2006). <http://apolo.creg.gov.co/>. Obtenido de

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/217bfad39c5476fd0525785a007a6dab?OpenDocument>

CREG. (21 de JUNIO de 2021). <https://normas.cra.gov.co/>. Obtenido de

https://normas.cra.gov.co/gestor/docs/resolucion_creg_0075_2021.htm

Estudio Legal Hernández. (23 de junio de 2021). *Estudio Legal Hernández*.

Obtenido de <https://estudiolegalhernandez.com/resolucion-creg-075-de-2021-nuevo-procedimiento-conexion-de-proyectos-de-generacion-y-usuarios-al-sin/>

GESTOR NORMATIVO - ALEJANDRÍA. (octubre de 2021). *GESTOR NORMATIVO*

- ALEJANDRÍA. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0004618_2021.htm

GESTOR NORMATIVO - CRA. (16 de junio de 2021). Obtenido de

https://normas.cra.gov.co/gestor/docs/resolucion_creg_0075_2021.htm#:~:text=Cuando%20se%20trate%20de%20conexiones,valor%20se%C3%B1ala%20en%20este%20art%C3%ADculo.

Gestor Normativo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - Alejandría.

(2023). *Gestor normativo CREG*. Obtenido de <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/index.html>

Simijaca, J. H. (23 de junio de 2021). *www.estudiolegalhernandez.com*. Obtenido

de <https://estudiolegalhernandez.com/resolucion-creg-075-de-2021-nuevo-procedimiento-conexion-de-proyectos-de-generacion-y-usuarios-al-sin/>

Sofiafalke1. (10 de enero de 2020). [https://sofiafalke.art.blog/2020/01/10/los-](https://sofiafalke.art.blog/2020/01/10/los-consumidores-ahora-producen-y-distribuyen-energia/)

[consumidores-ahora-producen-y-distribuyen-energia/](https://sofiafalke.art.blog/2020/01/10/los-consumidores-ahora-producen-y-distribuyen-energia/). Obtenido de <https://sofiafalke.art.blog/2020/01/10/los-consumidores-ahora-producen-y-distribuyen-energia/>

soliclima, N. (09 de 09 de 2005). <https://news.soliclima.com>. Obtenido de <https://news.soliclima.com/divulgacion/solar-fotovoltaica/venta-de-electricidad-a-la-compania-electrica>

twenergy. (30 de enero de 2012). <https://twenergy.com>. Obtenido de <https://twenergy.com/ecologia-y-reciclaje/curiosidades/la-generacion-distribuida-cada-dia-mas-cerca-335/>

UPME. (12 de JULIO de 2022). www1.upme.gov.co. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Conexiones/Procedimiento_evaluacion_solicitudes_clase_1_12-07-2022.pdf

SER COLOMBIA. "Revisión del procedimiento de solicitud de conexión de proyectos renovables." SER Colombia, 30 October 2021, https://sercolombia.org/wp-content/uploads/2021/11/30.09.2021-Doc.-SER-An%C3%A1lisis-CREG075_V4.pdf. Accessed 7 April 2023. [2] UPME. "Presentación de PowerPoint." UPME, 28 February 2022, https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Memorias/Presentacion_Audiencia1_Conexiones_16_02_2022_VF.pdf. Accessed 7 April 2023. [3] Resolución No. 075 DE 2021, (2021) (testimony of Comisión D. E. Regulación de Energía Y Gas). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/a0544f39e0d2ae43052586f900034efb/\\$FILE/Creg075-2021.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/a0544f39e0d2ae43052586f900034efb/$FILE/Creg075-2021.pdf) [4] Procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1, (2022) (testimony of Unidad de Planeación Minero Energética).

https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Conexiones/Procedimiento_MACC_V4.pdf