



Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aa):	04/08/2021
Proyecto de Decreto/Resolución:	Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

1.1 Antecedentes

La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, de acuerdo a las competencias otorgadas por el artículo 17 de la Ley 143 de 1994, elaboró el “Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020 – 2034”, a través del cual se identifican las necesidades de expansión en generación y se definen obras de transmisión necesarias para garantizar la confiabilidad y la seguridad del Sistema de Transmisión Nacional y ampliar capacidad de conexión de generación en algunas zonas. Los análisis consideraron las proyecciones de demanda de la UPME de junio 2020.

El día 10 de julio de 2021, mediante radicado MME 1-2021-026461 (UPME 20211500056601) la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME remitió oficio al Ministerio de Minas y Energía, en la que recomienda la ejecución de las siguientes obras del Sistema de Transmisión Nacional:

- **Nueva subestación Estambul 220 kV**, en jurisdicción de Palmira o sus vecindades, reconfigurando los circuitos Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV mediante una derivación de 2 km aproximadamente, en un punto aproximado a 9,5 km desde la subestación Yumbo y a 8 km desde la subestación Juanchito. Fecha de entrada en operación: agosto de 2026.
- **Nueva subestación Huila 220 kV**, en jurisdicción de Neiva o sus vecindades, reconfigurando los circuitos existentes Betania – Mirolindo 220 kV y Betania – Tuluní 220 kV, mediante una derivación de 10 km aproximadamente. Fecha de entrada en operación: agosto de 2026.
- **Instalar el reactor de 120 MVar**, retirado de la Subestación Copey, en la barra de San Marcos 500 kV, la bahía para su conexión en la barra y uno o dos cortes centrales según la disposición física que convenga. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- **Transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Sogamoso**. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- **Transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Primavera**. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- **Equipos tipo SSSC (Static Synchronounous Series Compensator) o FACTS (Flexible AC Transmission System) distribuidos en los circuitos Tebsa – Sabana 1 y 2 220 kV, Caracolí – Sabana 220 kV y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV**, según lo expuesto en Plan de Expansión 2020-2034. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- **Equipos tipo SSSC (Static Synchronounous Series Compensator) o FACTS (Flexible AC Transmission System) distribuidos inicialmente en los circuitos Guajira - Santa Marta y Bonda – Santa Marta** y posteriormente, una vez esté en servicio toda la expansión del STN hoy definida para



La Guajira, se deberán trasladar los dispositivos del circuito Bonda – Santa Marta a Bonda – Guajira 220 kV, según lo expuesto en Plan de Expansión 2020-2034. Fecha de entrada en operación: julio de 2022 la instalación inicial; la fecha del traslado dependerá de la entrada en servicio de la expansión en el área.

- **Bahía de alta de transformador a nivel de 500 kV en la Subestación Nueva Esperanza.** Fecha de entrada en operación: diciembre de 2023 o aquella que corresponda en caso de modificación del concepto de conexión del transformador 500/115 kV.

1.2 Oportunidad y conveniencia

A continuación se detallan cada una de las obras recomendadas por la UPME, y en las que se especifica la problemática encontrada, la solución y los beneficios asociados, para determinar la oportunidad y conveniencia de los proyectos a aprobar.

1.2.1 Nueva subestación Estambul 220 kV

En el área Suroccidental se han encontrado los siguientes inconvenientes:

- Problemáticas en el STR por limitación en capacidad de transporte en nivel de 115 kV en los enlaces Guachal-Yumbo 115 kV y Yumbo-San Luis 115 kV
- Agotamiento de la capacidad de corto circuito en las subestaciones Yumbo y Guachal
- Solicitud de conexión en el Valle del Cauca

Se propuso el proyecto Nueva Subestación Estambul 220 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea, reconfigurando Alférez–Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV y obras asociadas correspondientes a

- Reconfiguración circuito San Luis-Estambul-Juanchito 115 kV
- Nuevo doble circuito Estambul-Palmaseca 115 kV
- Seccionamiento físico Termoyumbo 115 kV: el resultado es subestaciones Termoyumbo 1 y 2
- Seccionamiento físico Guachal 115 kV: el resultado es subestaciones Guachal 1 y 2
- Normalización de las bahías de los San Marcos-Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV

Se elimina la cargabilidad de los elementos de la red del STR de Valle, y teniendo en cuenta que hay solicitudes de conexión por 1627 MW, el proyecto permite ampliar la capacidad en **319 MW**, cuya limitante es el Transformador San Marcos 220/115 kV.

La fecha de puesta en operación del proyecto es agosto de 2026.

Valorando los costos en UC's según las resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009, se tiene lo siguiente:

RED	COSTO
STN	USD\$ 10.699.916,96
STR	USD\$ 19.912.120,04
TOTAL	USD\$ 30.582.037,00

Los beneficios del proyecto teniendo en cuenta la eliminación de las restricciones de la red, y la reducción en el costo marginal por conexión de plantas de generación son:



Beneficios por restricciones	USD\$273.291.350,00
Beneficios por nueva generación	USD\$737.163.405,76
Beneficio Total	USD\$1.010.454.755,76

Por lo anterior la relación beneficio costo del proyecto es de 33.04.

1.2.2 Nueva subestación Huila 220 kV

En el área Suroccidental se han encontrado los siguientes inconvenientes:

- Problemáticas en el STR por limitación en capacidad de transporte en nivel de 115 kV en los enlaces Betania–Seboruco 115 kV, Betania–Bote 115 kV, Betania–Se sur 115 kV y Bote–Seboruco 115 kV.
- Agotamiento de la capacidad de transformación STR/SDL en subestación el Bote 115 kV.
- Radialidad asociada a la subestación Oriente 115 kV.
- Solicitud de conexión de generación por valor de 500 MW

Se propuso el proyecto Nueva Subestación Huila (Norte) 220 kV, reconfigurando Betania-Mirolindo 220 kV y Betania-Tuluní 220 kV, con transformación 220/115 kV 2 x 150 MW interconectando S/E Huila (Norte) 115 kV con la S/E Bote 115 kV y S/E Oriente 115 kV, y normalización de la subestación Seboruco.

Si bien se mantienen cargabilidades elevadas, se eliminan aquellas por encima del 100% en la red de Huila que van disminuyendo con el aumento de la demanda en el área. Para las sobrecargas de los enlaces Prado – Flandes 115 kV, Natagaima – Prado 115 kV y El Bote – Tenay 115 kV, el OR informó el cambio de CTs para los circuitos:

- Prado – Flandes 1 115 kV se identifica el conductor con una capacidad 534 A según comunicación con radicado UPME 20201110041382, para lo cual es necesario que se actualice los CTs de este corredor.
- El Bote – Tenay 115 kV se identifica una capacidad de 530 A, sin embargo la capacidad de sobrecarga reportada es 400 A.
- Prado – Tenay 115 kV se identifica una capacidad de 530 A, sin embargo la capacidad de sobrecarga reportada es 400 A.
- Analizar aumentar la capacidad del enlace Natagaima – prado 115 kV

Analizando los escenarios dada la solicitud de conexión del proyecto Parque Solar Villavieja de 200 MW, es necesario que se aumente la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV y el Bote – Tenay 115 kV, requerimiento que la UPME hizo a los OR's de Tolima y Huila.

Los beneficios asociados al proyecto son la eliminación de la radialidad de las subestaciones de la zona y de restricciones, y además la ampliación de la capacidad de conexión en 170 MW, reduciendo el costo marginal por entrada de generación.

La fecha de puesta en operación del proyecto es agosto de 2026.

Valorando los costos en UC's según las resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009, se tiene lo siguiente:

RED	COSTO
STN	USD\$ 13.308.791,10
STR	USD\$ 8.151.808,43
TOTAL	USD\$ 21.460.599,53



Los beneficios del proyecto teniendo en cuenta confiabilidad de la demanda de la zona, eliminación radialidad de las subestaciones de la zona, eliminación de restricciones y reducción del costo marginal por entrada de generación:

Beneficios STR	USD\$68.854.688,91
Beneficio Solar	USD\$410.675.992,07
Beneficio Total	USD\$479.530.681,98

Por lo anterior la relación beneficio costo del proyecto es de 22.34.

1.2.3 Reactor 120 MVAR en Subestación San Marcos 500 kV

En el área Suroccidental se han encontrado los siguientes inconvenientes:

- Altas tensiones en condiciones de demanda mínima y despacho mínimo
- Necesidad de generación de seguridad mínima en el área para mantener perfiles de tensión adecuados, que aumentará con la entrada de expansión en 500 kV.

En el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2013-2027 se indicó que:

“(...)Teniendo en cuenta que la solución planteada implica el cambio de uno de los reactores actualmente instalados (Copey 500 kV), se analizó la reubicación de dicho reactor en el suroccidente del país, encontrando esto conveniente, especialmente para el control de tensiones en periodos de demanda mínima. Dado que este activo está siendo remunerado actualmente, se deberán realizar los trámites correspondientes sobre las posibilidades técnicas, físicas y regulatorias(...)”

En atención a lo anterior, se propuso el traslado del reactor a la barra de la subestación San Marcos 500 kV para reducir las unidades equivalentes y permitir la entrada de proyectos de refuerzo en el área suroccidental en 500 kV.

Los beneficios asociados al proyecto son el mantenimiento de unidades equivalentes en el área con la entrada de los proyectos de refuerzo en el área suroccidental en 500 kV.

La fecha de puesta en operación del proyecto es junio de 2024.

En la siguiente tabla se muestran los costos y beneficios asociados al proyecto junto con la relación beneficio costo:

Costo Bahía Total	USD\$5.3 millones
Beneficio Total	USD\$26 millones
Relación B/C	4.90

1.2.4 Ampliación Capacidad Transformación Subestación Sogamoso 500 kV

En el Departamento de Santander, se aprobaron 13 solicitudes de conexión por 591.4 MW de capacidad nominal durante los años 2019 y 2020, 574.4 MW correspondientes a generación solar fotovoltaica y 17 MW de generación térmica.

Adicionalmente existen 21 solicitudes de conexión por 2698.9 MW, por lo que se hace necesario ampliar



la capacidad de transformación para la conexión de generación adicional en la zona.

En este sentido, la instalación de un nuevo transformador en la Subestación Sogamoso con capacidad de 450 MVA, para completar cuatro en total, permitirá la inclusión de hasta **536 MW de capacidad**.

La fecha de puesta en operación del proyecto es junio de 2024.

En la siguiente tabla se muestran los costos y beneficios asociados al proyecto junto con la relación beneficio costo:

Costo Bahía Total	USD\$13.4 millones
Beneficio Total	USD\$1.102.665.038,70
Relación B/C	82.28

1.2.5 Ampliación Capacidad Transformación Subestación Primavera 500 kV

En el Departamento de Santander y Antioquia, existen múltiples solicitudes de conexión, que producen restricciones en la red de 220 kV y en los transformadores 500/220 kV, particularmente en San Carlos y Primavera. Además existen 21 solicitudes de conexión que representan 2698,8 MW de capacidad, por lo que se detectó la necesidad de ampliación de transformación en la subestación Primavera.

En este sentido, se propone la instalación de un nuevo transformador en la Subestación Primavera de **450 MVA**, de manera que se permita la inclusión de generación adicional por valor de 280 MW de capacidad, reduciendo el costo marginal del precio de energía.

La fecha de puesta en operación del proyecto es junio de 2024.

En la siguiente tabla se muestran los costos y beneficios asociados al proyecto junto con la relación beneficio costo:

Costo Bahía Total	USD\$12.2 millones
Beneficio Total	USD\$1.848.041.964,31
Relación B/C	151.48

1.2.6 FACTS distribuidos Atlántico

En el área Atlántico se han aprobado conexiones por 1568 MW, y en el proceso de evaluación de nuevas conexiones se observa limitaciones en la red de 220 kV, en particular en el enlace Tebsa-Sabanalarga 230 kV.

La UPME evaluó el desempeño de equipos tipo SSSC (Static Synchronounous Series Compensator), cuyos tipos de operación son:

- Control de corriente máxima: inyección de tensión para limitar el tránsito de la corriente, sin que esta supere el máximo indicado; cuando el valor de la corriente es menor el equipo se encuentra fuera de servicio.
- Control de tensión o reactancia de línea: el equipo es configurado con una tensión objetivo o una



reactancia de línea total, la tensión es monitoreada y la impedancia es calculada con los parámetros medidos.

Los equipos se instalarán en las líneas:

- Tebsa-Sabanalarga 1 y 2 220 kV
- Caracolí-Sabanalarga 220 kV
- Flores-Nueva Barranquilla 220 kV

Con la instalación de estos equipos se permitirá la conexión de hasta **300 MW** adicionales en Atlántico, siendo el elemento que limita la cargabilidad Sabanalarga – Tebsa 1 y 2 220 kV.

La fecha de puesta en operación del proyecto es junio de 2024.

En la siguiente tabla se muestran los costos y beneficios asociados al proyecto junto con la relación beneficio costo:

Costo Bahía Total	USD\$30 millones
Beneficio Total	USD\$610 millones
Relación B/C	20.33

1.2.7 FACTS distribuidos Guajira-Cesar-Magdalena

La UPME ha evaluado elementos de red tipo FACTS en la zona Guajira, Cesar y Magdalena, zona en la que se ubican plantas que hacen parte del Cargo por Confiabilidad. Lo anterior debido a sobrecargas por encima de lo normal en elementos de red en condición normal y en contingencia, y la necesidad de evacuación de potencia de plantas de generación.

La solución es la instalación de FACTS (Smart Valves) en enlaces Guajira Santa Marta (3 equipos) y Bonda – Santa Marta (5 equipos), y posteriormente el traslado del equipo de Bonda-Santa Marta a Bonda-Guajira 220 kV.

Inicialmente, la inclusión de los equipos FACTS habilita la conexión del proyecto de generación Windpeshi. Además, junto con los desarrollos de proyectos en la zona en nivel de tensión de 500 kV entre Cuestecitas y Copey 1 y 2, se permitiría la conexión de hasta 250MW adicionales a los proyectos ya aprobados, para un total de capacidad adicional de generación de 1072 MW.

La fecha de puesta en operación del proyecto es julio de 2022.

En la siguiente tabla se muestran los costos y beneficios asociados al proyecto junto con la relación beneficio costo:

Costo Bahía Total	USD\$30 millones
Beneficio Total	USD\$513 millones
Relación B/C	17.1



1.2.8 Bahía de alta de transformador a nivel de 500 kV en la Subestación Nueva Esperanza

Se identificó el agotamiento progresivo de transformación en la Subestación Nueva Esperanza 500/115 kV, por lo que se aprobó el segundo transformador 500/115 kV con capacidad de 450 MVA, que incluye la bahía de alta, la cual es configuración interruptor y medio y hace parte del STN por lo que se debe incluir entre las recomendaciones de obras del presente Plan de Expansión

El beneficio del proyecto es el aumento en la capacidad de importación hacia el área oriental en 250 MW, la cual actualmente tiene un límite de 950 MW

La fecha de puesta en operación del proyecto es diciembre de 2023.

En la siguiente tabla se muestran los costos y beneficios asociados al proyecto junto con la relación beneficio costo:

Costo Bahía Total	USD\$4.8 millones
Beneficio Total	USD\$68.7 millones
Relación B/C	14.31

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente resolución tiene aplicación para todas las Empresas de Servicios Públicos de energía eléctrica que estén interesados en la ejecución de los proyectos necesarios para ejecutar el plan de expansión.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

La resolución se expide de acuerdo con las facultades que se encuentran contenidas en el numeral 8° del artículo 5° del Decreto 0381 de 2012, en el que se establece que entre las funciones del Ministerio de Minas y Energía, se encuentra “Adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución.”.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

La resolución “Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034” estará vigente desde su publicación y hasta que la misma sea derogada

3.3. Disposiciones derogas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

La presente resolución no deroga, no subroga ni sustituye ninguna disposición normativa

3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción)

De acuerdo con la información suministrada y avalada por el Coordinador del Grupo de Defensa Judicial de la Oficina Asesora Jurídica, una vez analizadas las bases de datos de procesos con las que cuenta dicha dependencia, no se evidenciaron sentencias judiciales expedidas con relación a la expedición del presente Decreto.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

No se evidencia ninguna circunstancia jurídica que pueda ser relevante en la expedición del decreto.



4. IMPACTO ECONÓMICO (Si se requiere)

La presente resolución, no tiene un impacto económico en el presupuesto del Ministerio de Minas y Energía ni en el de otra entidad. Y tampoco representa un impacto económico para la nación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL (Si se requiere)

No requiere

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN (Si se requiere)

Conforme lo establece el numeral sexto del artículo 2.1.2.1.6 del Decreto 1081 de 2015, no es necesario desarrollar este punto, en vista que por medio de esta resolución no hay una afectación o impacto medioambiental o sobre el patrimonio cultural.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

UPME - Plan de Expansión Volumen 1. Introducción y Demanda

UPME - Plan de Expansión Volumen 2. Generación

UPME - Plan de Expansión Volumen 3. Transmisión

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria
(Firmada por el servidor público competente –entidad originadora)

(Marque con una x)

Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
(Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)

N/A

Informe de observaciones y respuestas
(Análisis del informe con la evaluación de las observaciones de los ciudadanos y grupos de interés sobre el proyecto normativo)

(Marque con una x)

Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio
(Cuando los proyectos normativos tengan incidencia en la libre competencia de los mercados)

(Marque con una x)

Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública
(Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)

(Marque con una x)

Oficio con radicado 20201520055881 (MME 1-2020-054111) de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME solicitando la modificación de la Fecha de Puesta en Operación

X

Acta Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión Acta No. 186

X

Aprobó:

PAOLA GALEANO ECHEVERRY
Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

LUIS JULIÁN ZULUAGA LÓPEZ
Director de Energía Eléctrica