



Implementación **procedimiento solicitud de conexiones**

Bogotá D.C. 15 de junio 2022



El futuro
es de todos

Minenergía

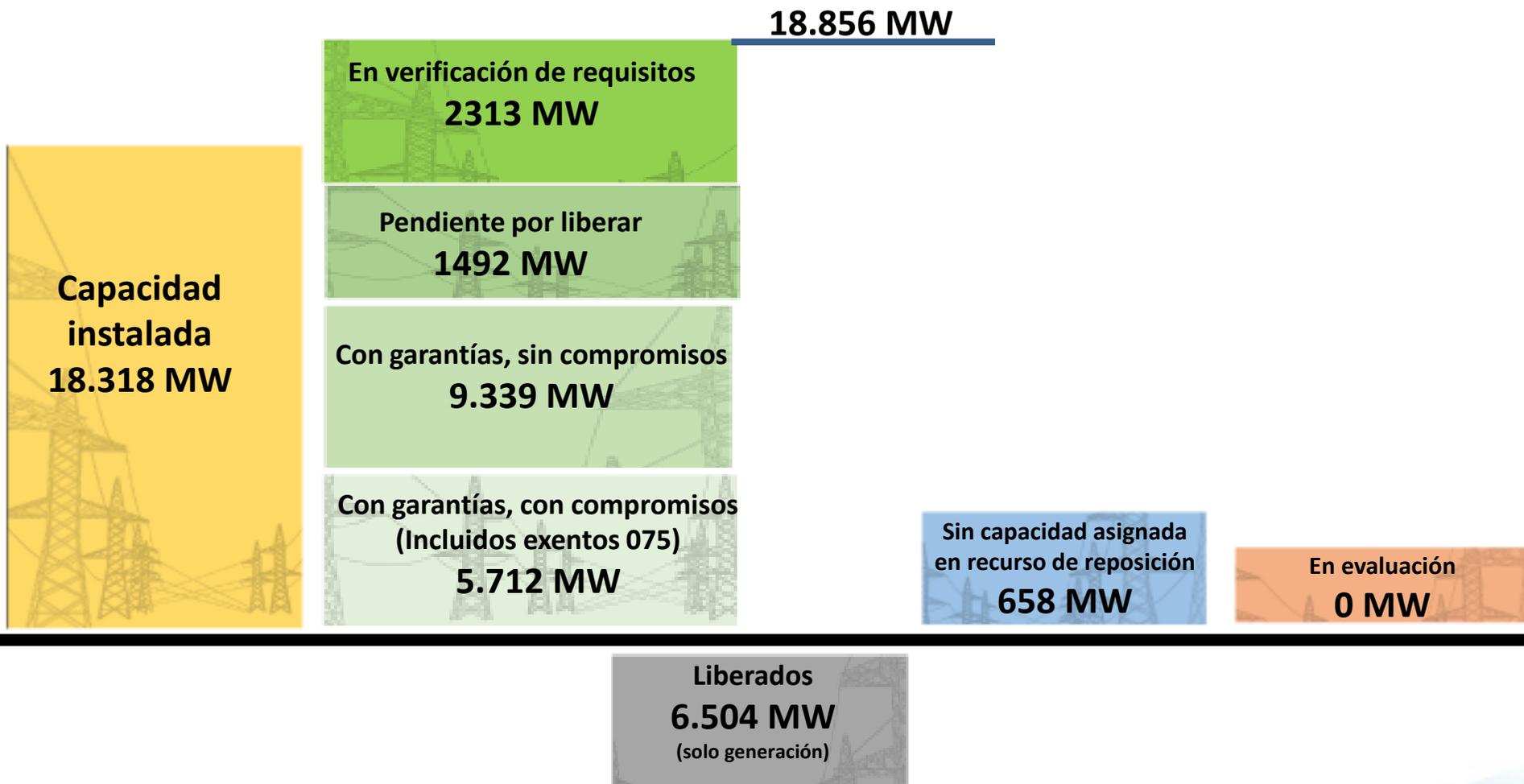
Contenido

1. Resultados etapa de transición
2. Estado de trámites
3. Solicitudes de cambio de FPO
4. Propuesta UPME Criterios de Priorización



1. Resultados etapa transición

Estado general del proceso (generación)

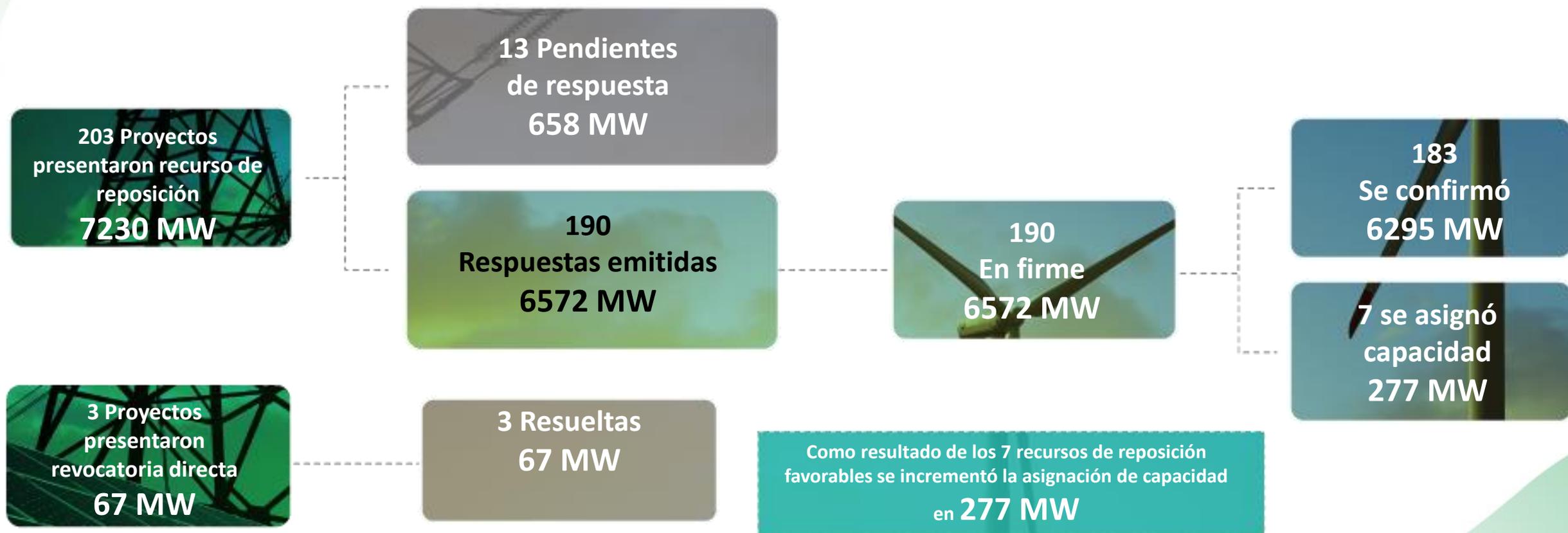




2. Estado trámites

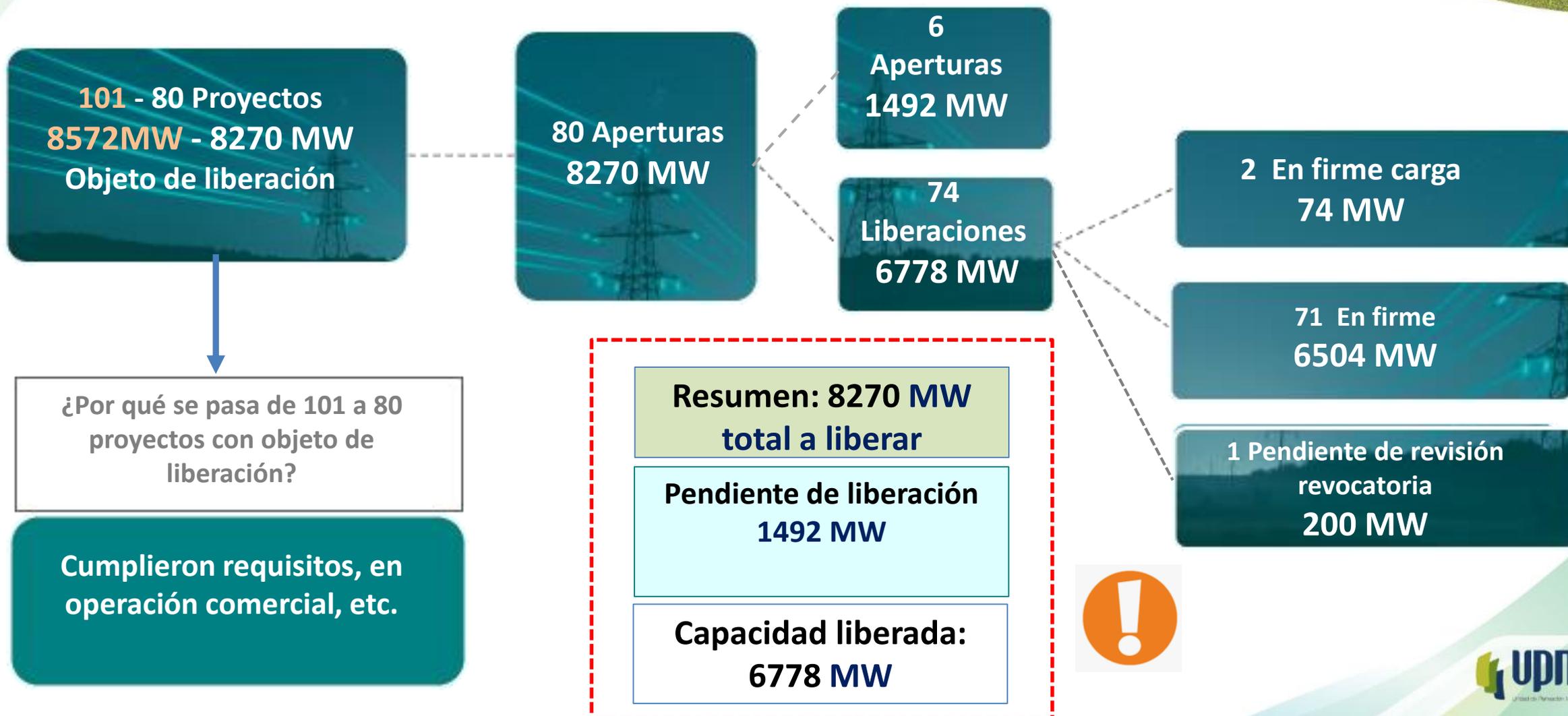
Seguimiento recursos de reposición frente a capacidad no asignada

Información con corte a 13 de junio de 2022



Normalización: liberar la capacidad de aquellos que no cumplieron los nuevos requisitos.

Información con corte a 13 de junio de 2022:



Implementación CREG 075: Liberación de capacidades no aceptadas durante 2022

Información con corte a 13 de junio de 2022:

41 Proyectos
2259 MW
Objeto de liberación
Capacidad asignada según artículo
51 de la Resolución CREG 075 de 2021

40 Aperturas
2249 MW

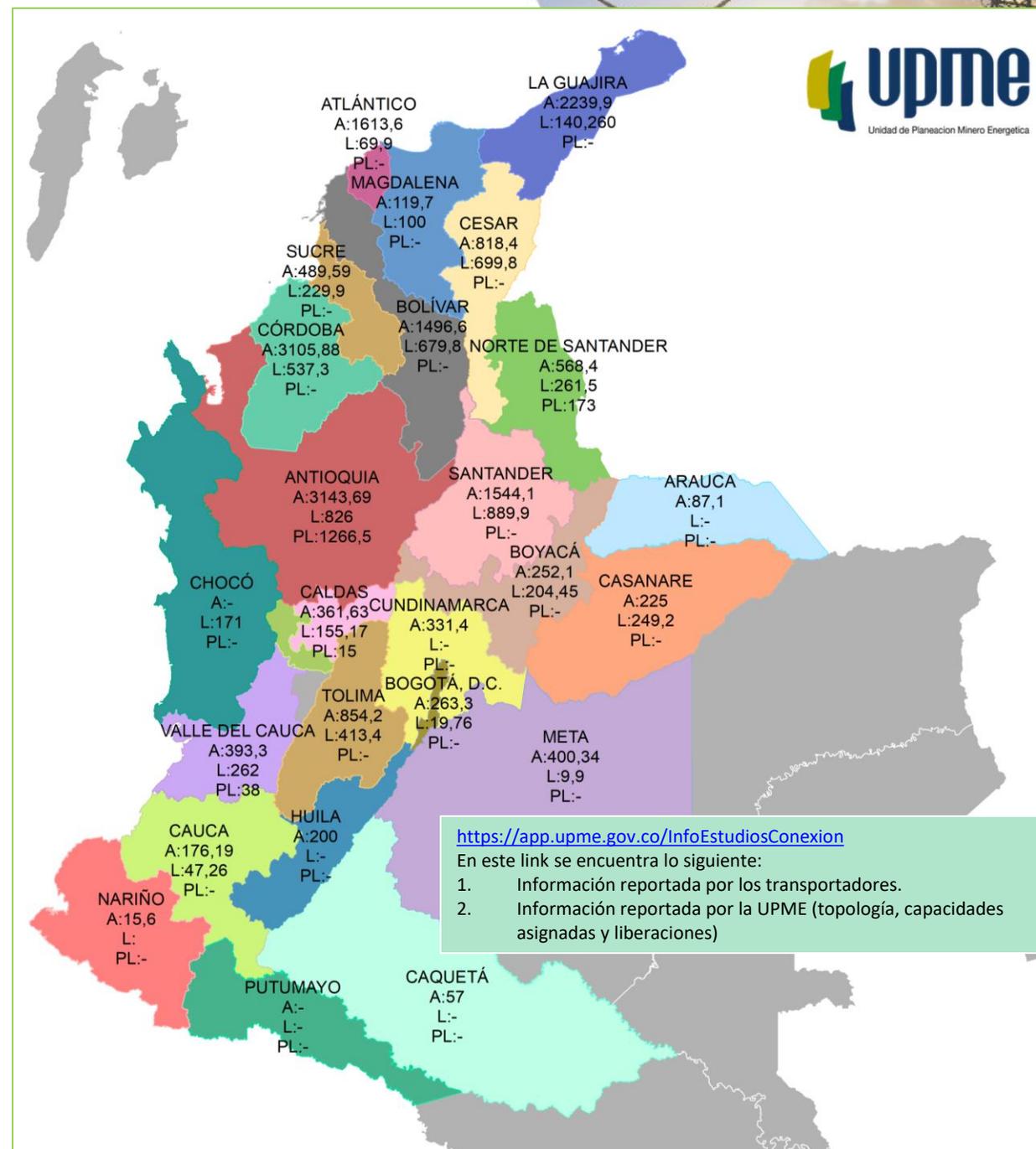
1 pendientes
10 MW

Resumen: **8270 MW total a liberar etapa normalización** + 2259 MW total a liberar etapa de implementación = **10529 MW como expectativa**

Pendiente de liberación: **1492 MW etapa normalización** + 2259 MW etapa de implementación = **3751 MW como expectativa**

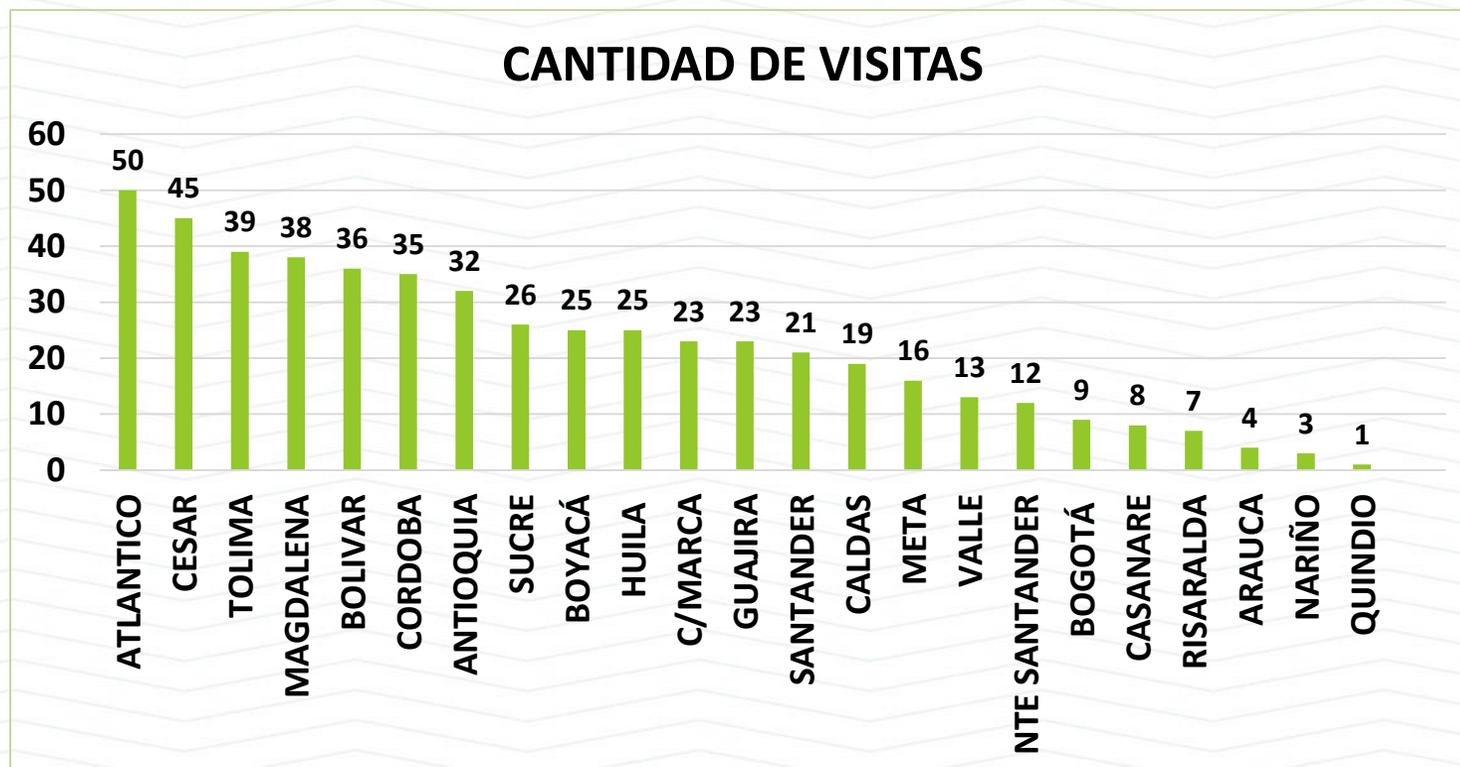
Capacidad asignada, liberada y por liberar

Generación			
Departamento	Aprobados [MW]	Liberados [MW]	Pendientes liberación [MW]
ANTIOQUIA	3.144	826	1.267
ARAUCA	87	-	-
ATLANTICO	1.614	70	-
BOLIVAR	1.497	680	-
BOYACA	252	204	-
CALDAS	362	155	15
CAQUETA	57	-	-
CASANARE	225	249	-
CAUCA	176	47	-
CESAR	818	700	-
CHOCO	-	171	-
CORDOBA	3.106	537	-
CUNDINAMARCA	331	-	-
HUILA	200	-	-
LA GUAJIRA	2.240	140	-
MAGDALENA	120	100	-
META	400	10	-
NARIÑO	16	-	-
NORTE DE SANTANDER	568	262	173
PUTUMAYO	-	-	-
RISARALDA	99	538	-
SANTAFE DE BOGOTA D.C.	263	20	-
SANTANDER	1.544	890	-
SUCRE	490	230	-
TOLIMA	854	413	-
VALLE DEL CAUCA	393	262	38
TOTAL	18.856	6.504	1.492



Solicitudes de visitas a subestaciones

Solicitudes de visitas	Cantidad
Solicitadas a la UPME	518
Remitidas al transportador por la UPME	510
Informadas por los transportadores a la UPME	195



Información disponible para los estudios de conexión

Transportador	Reporta información tabular (Topología de red y parámetros eléctricos)	Reporta información no tabular (Diagramas unifilares, información disponibilidad espacio, planos, información georreferenciada)
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	SI	SI
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	SI	SI
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	SI	SI
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	SI	SI
ENEL COLOMBIA S.A E.S.P.	SI	SI
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	SI	SI
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	SI	SI
GRUPO ENERGIA BOGOTA SA ESP	SI	SI
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	SI	SI
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	SI	SI
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	SI	SI
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	SI	SI
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	SI	SI
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	SI	SI
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	SI	SI
DISTASA S.A. E.S.P.	SI	SI
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	SI	SI
TRANSELCA S.A. E.S.P.	SI	SI
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	SI	SI
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	SI	SI
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	SI	SI
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	SI	SI
ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	SI	SI
CONELCA S.A.S. E.S.P.	SI	SI
ELECNORTE SAS ESP	SI	SI
CARIBE SOL DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. – AIR-E	SI	SI
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. - AFINIA	SI	SI

Transportador	Reporta información tabular (Topología de red y parámetros eléctricos)	Reporta información no tabular (Diagramas unifilares, información disponibilidad espacio, planos, información georreferenciada)
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	SI	NO
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.	SI	NO
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	SI	NO
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	SI	NO
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	SI	NO
ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P	SI	NO
RUITOQUE S.A. E.S.P.	NO	NO
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	NO	NO
DESARROLLO ELÉCTRICO SURIA S.A.S. E.S.P.	NO	NO
TRANSMISORA COLOMBIANA DE ENERGIA S.A.S. E.S.P.	NO	NO
SAMPI JPD S.A.S. E.S.P.	NO	NO



3. Solicitudes de Cambios de FPO

Cambios de FPO UPME



R CREG 212-2021
39 solicitudes

39 Resueltas

32 Favorables +

7 Negativas -

Finalizó etapa de transición

Art. 17 R CREG 075-2021
58 solicitudes

14 resueltas
(En firme)

1 Favorable parcial +

10 Negativas -

3 Favorables

44 Pendientes

3 En trámite

1. Solo se tramitan cambios de FPO a aquellos proyectos que se encuentren a paz y salvo con sus obligaciones.

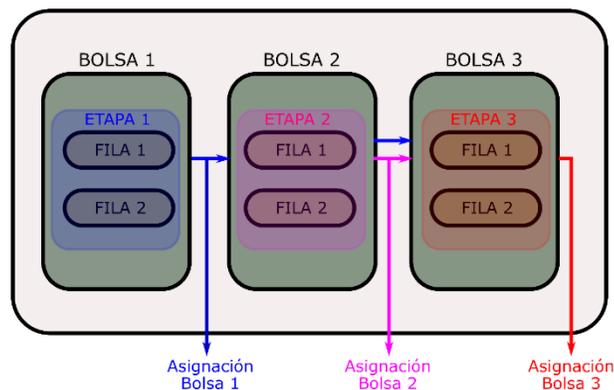
2. Es responsabilidad del promotor realizar las solicitudes considerando un plazo mínimo para resolver de 2 meses por parte de la UPME.



4. Propuesta UPME
Criterios de Priorización:

Procedimiento general de evaluación

ÁREA OPERATIVA



Bolsa 1. Obligaciones con el sistema

- Proyectos que hayan adquirido OEF.
- OEF > 50%ENFICC.

Bolsa 2. Trámites ambientales finalizados

- Proyectos con trámites ambientales finalizados de la planta y la conexión.
- Se realiza evaluación completa y cuantificación de beneficios.
- No se cuantifican avances parciales de gestión ambiental o social o arqueológica

Bolsa 3. Los que no pertenecen a Bolsa 1 o Bolsa 2

- Se realiza evaluación completa y cuantificación de beneficios.
- Se valora si la **planta** tiene los trámites ambientales finalizados.
- No se cuantifican avances parciales de gestión ambiental

Monetización de los beneficios por emisiones de CO2 evitadas

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

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

donde,

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

Monetización de los beneficios por restricciones

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

$$FactorR_p = \frac{PB_{promedio} - PO_p}{PB_{promedio}}$$

donde,

PO_i Precio de Oferta promedio de la tecnología de generación i (\$ COP/kWh).

$PB_{promedio}$ Precio de Bolsa promedio del sistema (\$ COP/kWh).

Monetización de los beneficios por reducción en el precio de bolsa

Metodología propuesta

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

donde,

RCM Reducción del Costo Marginal (\$ COP).

*Las Reducciones de los Costos Marginales (RCM) deben **presentarse de manera anual** y deben abarcar todo el horizonte de análisis utilizado para la evaluación técnica del proyecto

Metodología transitoria

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

donde,

$P_{of_{tec}}$ Precio promedio de oferta por tecnología en el último año (\$ COP/kWh).

P_e Precio promedio de energía transada en contratos a 3 años formalizados durante el último año en el SICEP (\$ COP/kWh).

*Para las tecnologías FNCER que no cuenten con datos históricos de oferta se les asignara un precio de oferta equivalente al menor valor de los promedios de precios de oferta mensuales durante el último año de la tecnología hidráulica

Monetización de los beneficios por reducción de pérdidas

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

donde,

$\Delta_{pérdidas}$

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

*El delta de pérdidas debe **presentarse de manera anual** y deben abarcar todo el horizonte de análisis utilizado para la evaluación técnica del proyecto

Monetización de los beneficios por aumento en la confiabilidad

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

donde,

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

Monetización de los beneficios por mejora en la flexibilidad

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

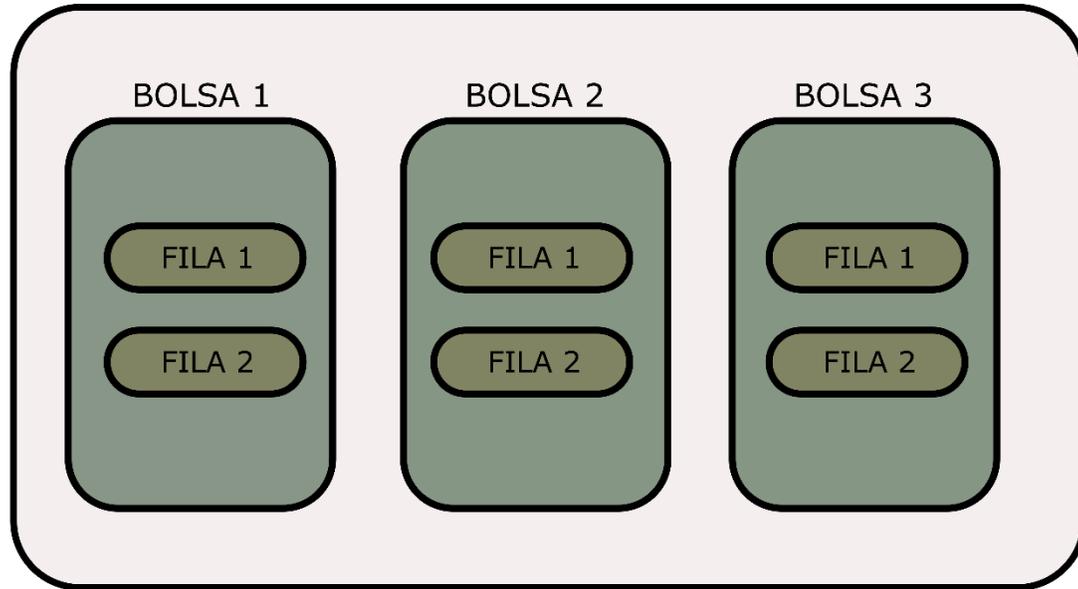
$$Flex\% = \frac{0,4 \cdot (P_p^{max} - P_p^{min}) + 0,4 \cdot (Ramp \cdot \Delta t)}{P_p^{max}} + 0,2 \cdot \left(1 - \frac{t_{arranque}}{60} \right)$$

donde,

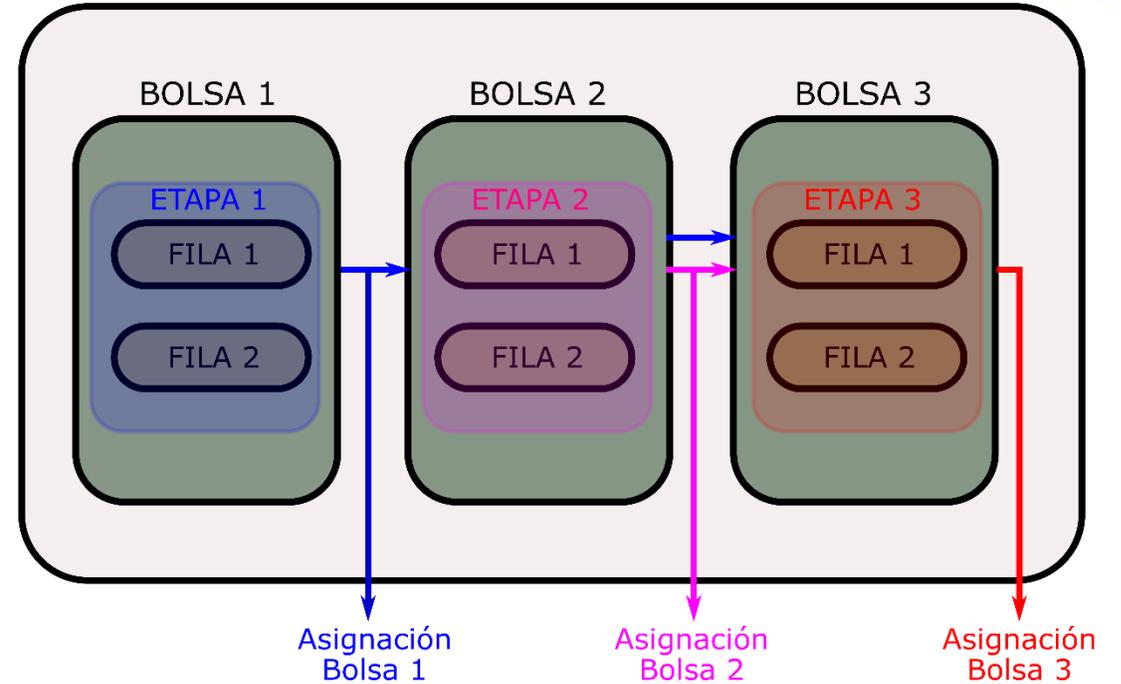
$Flex\%$	Índice de flexibilidad.
$CEE_{promedio}$	Costo Equivalente de Energía promedio calculado del año inmediatamente anterior a la evaluación de los beneficios (\$COP/kWh).
P_p^{max}	Potencia máxima del generador p (kW).
P_p^{min}	Potencia mínima del generador p (kW).
$Ramp$	Rampa del generador p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

Procedimiento general de evaluación

ÁREA OPERATIVA



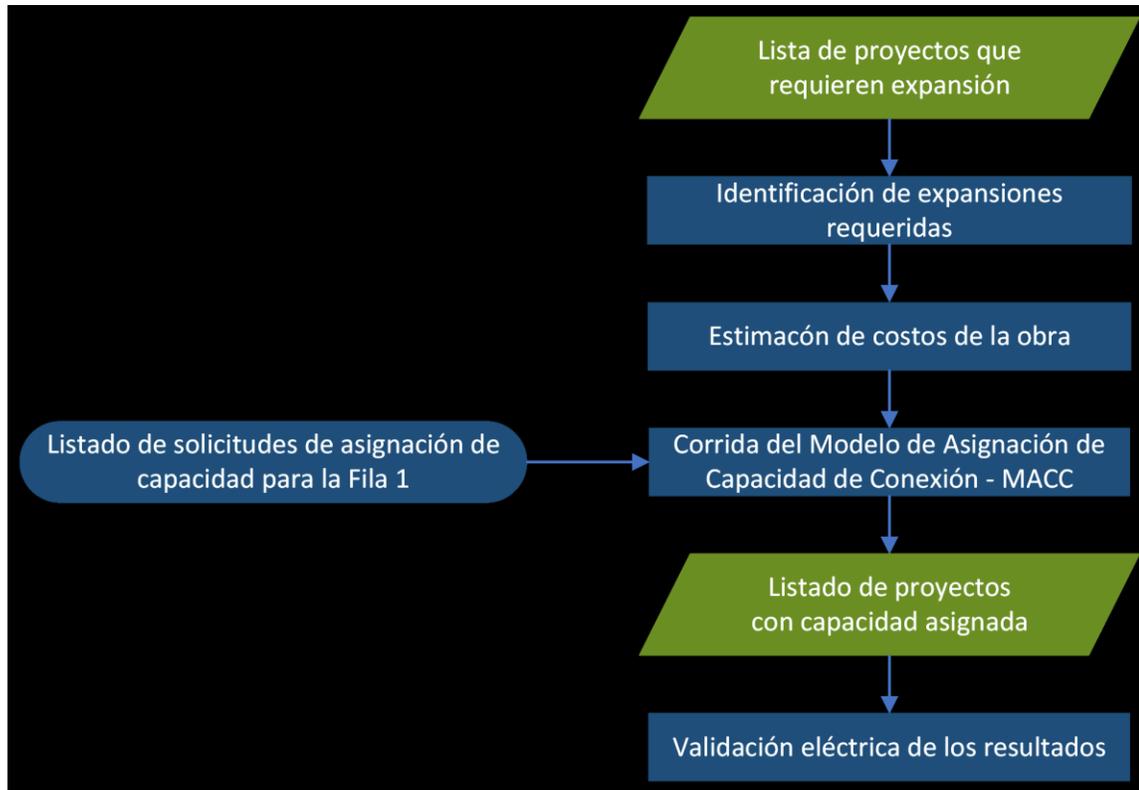
ÁREA OPERATIVA



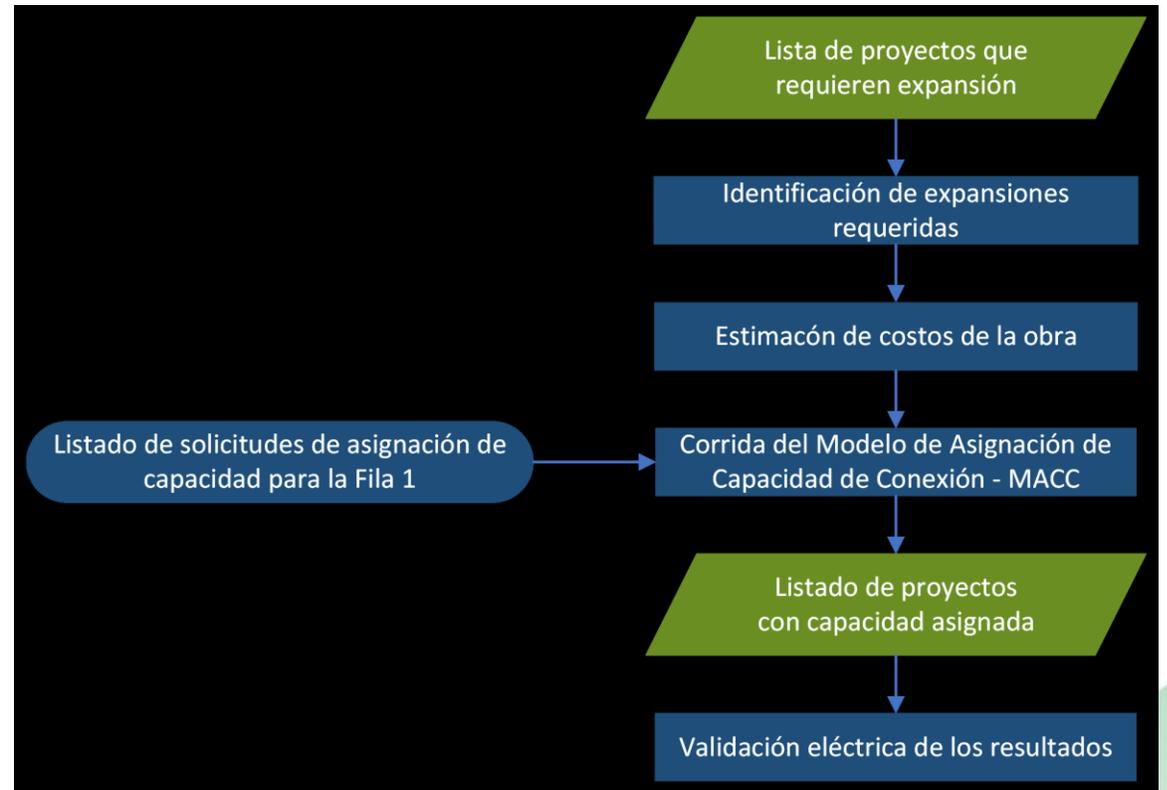
- Bolsa 1. Proyectos con obligaciones con el sistema.
- Bolsa 2. Proyectos con trámites ambientales finalizados para planta y conexión
- Bolsa 3. Proyectos que no pertenecen a la Bolsa 1 o 2

Procedimiento por etapa

PASO 1



PASO 2



Validaciones a los resultados MACC

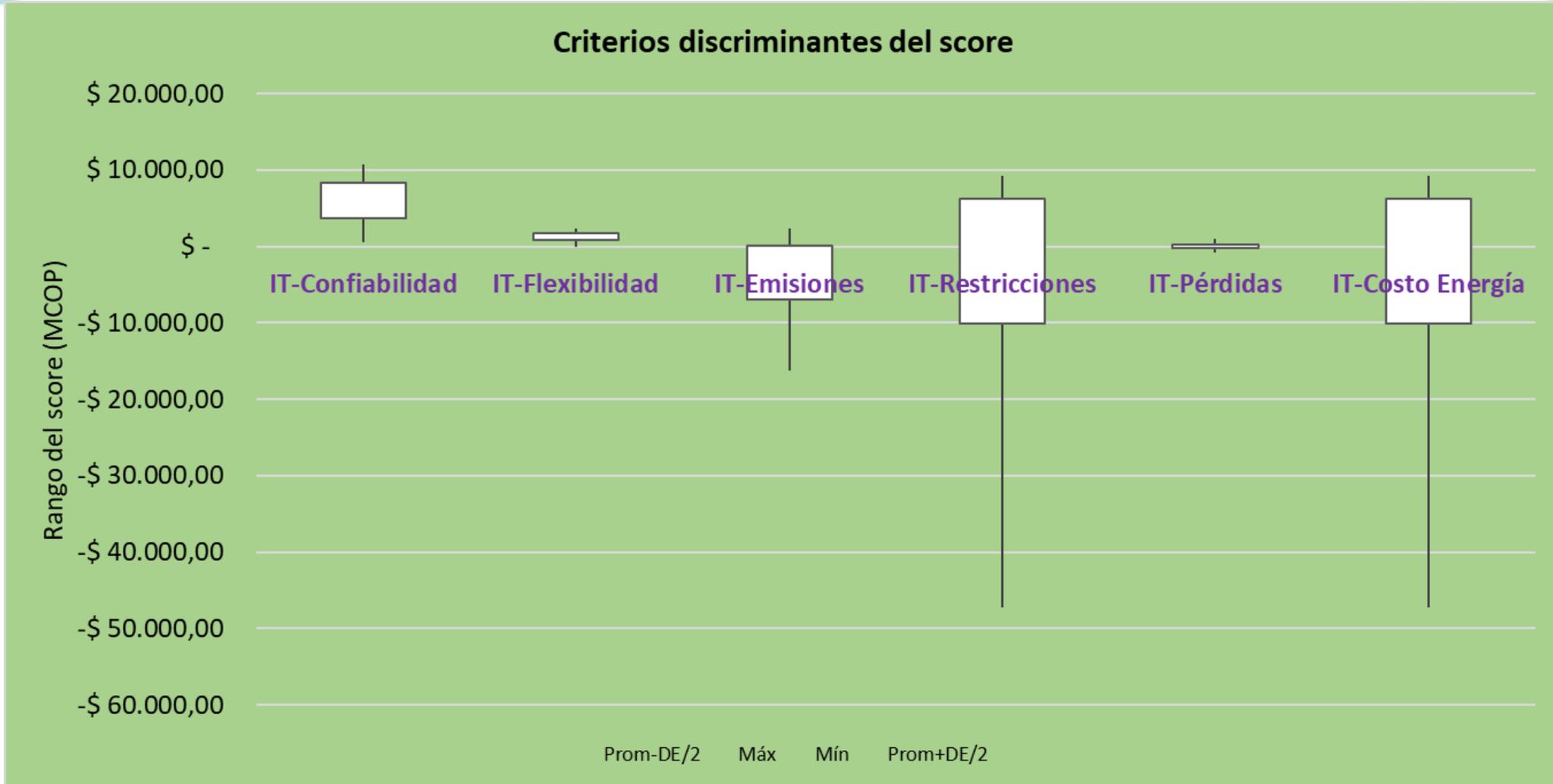
Validación eléctrica

- **Si hay restricciones:**
 - Número de proyectos a retirar
 - Capacidad de proyectos a retirar
 - Beneficios de proyectos a retirar
- **Si no hay restricciones:**
 - Se entiende que la solución es viable, factible y completa

Validación económica

- Solo aplica cuando en el Paso 2 se requiere aprobar expansiones.
- Los resultados de la asignación del MACC en el Paso 2 de cada etapa de evaluación dependerán de las expansiones viables y por definir.

Criterios discriminantes del score



*El ejercicio es de carácter indicativo y fue realizado para proyectos de 9,9 MW y un único año de cálculo.



6. Preguntas



GRACIAS



@upmeoficial



upme(oficial)



www.upme.gov.co