



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME

RESOLUCIÓN No. 001051 de 2025



10-12-2025

Radicado : 20251020010515

Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

EL SUBDIRECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA (E) DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME

En ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por el Decreto 2121 de 2023, la Resolución MME 40311 de 2020, la Resolución CREG 075 de 2021 y sus modificaciones, la Resolución UPME 528 de 2021, el artículo 74 de la Ley 1437 de 2011 y,

CONSIDERANDO:

Que la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante “UPME” o la “Unidad”) fue creada mediante la Ley 143 de 1994 como una unidad administrativa especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, y en su artículo 16 dispone que la Unidad tiene entre otras, las siguientes funciones:

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

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

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

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

Que mediante Decreto 2121 de 2023, se modificó la estructura de la Unidad, y en su artículo 3 se estableció como objeto de la entidad:

“planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas”.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Que, el numeral 19 del artículo 4 ibidem, entre otras, atribuyó a la Unidad la función de emitir conceptos sobre las conexiones al Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el marco de la expansión de generación y transmisión de energía, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

Que, de acuerdo con lo señalado en el numeral 19 del artículo 16 del Decreto 2121 de 2023, corresponde a la Subdirección de Energía Eléctrica de la Unidad conceptuar sobre la viabilidad de conexiones de generadores al Sistema Interconectado Nacional (SIN), de conexiones de usuarios al Sistema de Transmisión Nacional (en adelante el "STN"), de obras de nivel de tensión IV para remuneración de activos y de interconexiones internacionales, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

Que mediante la Resolución 40311 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía estableció los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el SIN, delegando en la Unidad la emisión de los conceptos de conexión, conforme al inciso segundo del numeral 10 del artículo 4 de la norma en cita y su modificación a través de la Resolución 40042 de 2024 de la misma Cartera Ministerial.

Que, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante CREG o la Comisión) expidió la Resolución CREG 075 de 2021 *"Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional"*, modificada por la Resolución CREG 101 023 DE 2023, en la cual se fijaron las reglas para la asignación de capacidad de transporte para generadores, cogeneradores, autogeneradores o usuarios finales, al Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Que, la Unidad expidió la Resolución 528 de 2021 *"Por la cual se establece el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se establecen disposiciones sobre la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 por parte de la UPME y se definen los parámetros generales de la Ventanilla Única"*, mediante la cual se definieron los parámetros generales para el uso y funcionamiento de la Ventanilla Única (VU).

Adicionalmente, la precitada Resolución establece el procedimiento para el trámite de las conexiones al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para proyectos clase 1 y se establecen algunas disposiciones asociadas a la asignación, modificación y reserva de la capacidad de transporte de proyectos clase 1 teniendo en cuenta la regulación prevista en la Resolución CREG 075 de 2021.

Que, el artículo 16 de la Resolución UPME 528 de 2021, establece los requisitos y el procedimiento de evaluación para la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1.

Que, en virtud de lo anterior, el director general profirió la Circular Interna No. 000035 del 9 de mayo de 2024, mediante la cual se determinó que le

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

corresponde al subdirector de energía eléctrica de la UPME, de conformidad con lo dispuesto en la disposición precitada:

"(...) adelantar y decidir todos aquellos trámites o actuaciones que de las funciones se derivan, tales como (pero sin limitarse a) la emisión de conceptos de asignación de capacidad de transporte, cambios en la fecha de puesta en operación, conexiones temporales, cesión de capacidad de transporte, retiro temporal de generadores, renovación de instalaciones de generación, análisis de informes de seguimiento y liberación de capacidad de transporte, en los términos de la Resolución CREG 075 de 2021 y las disposiciones que la modifiquen o adicionen."

Que, mediante la Circular CREG 047 de 2023, la Comisión de Regulación modificó algunos parámetros de la Circular CREG 058 de 2022, donde definió el contenido de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de proyectos clase 1.

Que, la Circular UPME 057 de 2022, estableció el **procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1**, donde se definieron esencialmente dos etapas para la realización de la evaluación por parte de la Unidad, las cuales son: (i) la priorización por parte del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (en adelante el "MACC") y (ii) la validación eléctrica.

Que, dicho Procedimiento de Evaluación prevé, en la sección 6.3, que la asignación por cada área operativa se realizaría mediante un proceso secuencial en 3 etapas de evaluación, donde cada etapa corresponde a un grupo de priorización o bolsa de proyectos.

Que, finalizada la etapa 1 *"priorización por parte del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión – MACC"*, la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME radicó ante la Oficina Asesora Jurídica concepto técnico mediante memorando con radicado No. 20251520022223 del 02 de abril del 2025, con el informe de resultados obtenidos en la *"Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para la subárea de Atlántico"*.

Que el artículo 74 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo ("CPACA") establece que contra los actos administrativos proceden, entre otros, y según el caso, el recurso de reposición, ante quien expidió la decisión para que la aclare, modifique, adicione o revoque.

I. ANTECEDENTES

En el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1, la UPME recibió las siguientes solicitudes de asignación de capacidad para la subárea Atlántico:

Tabla 1. solicitudes de asignación de capacidad para la subárea Atlántico

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
SC_2023_5151_A1	Solar Caribe I	ATLANTICA - HIC	9,9	Ponederá 34.5	20231300194972

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
		RENOVABLES S.A.S			
SC_2023_5151_A2	Solar Caribe I	ATLANTICA - HIC RENOVABLES S.A.S	9,9	Ponedera 13.8	20231300194972
SC_2023_5153_A1	Solar Caribe II	ATLANTICA - HIC RENOVABLES S.A.S	9,9	Puerta de Oro 13.8	20231300195342
SC_2023_5153_A2	Solar Caribe II	ATLANTICA - HIC RENOVABLES S.A.S	9,9	Puerta de Oro 34.5	20231300195342
SC_2023_5154_A1	Solar Caribe III	ATLANTICA - HIC RENOVABLES S.A.S	9,9	Cordialidad 13.8	20231300195422
SC_2023_5154_A2	Solar Caribe III	ATLANTICA - HIC RENOVABLES S.A.S	9,9	Cordialidad 110	20231300195422
SC_2023_5156_A1	Parque de generación solar Cedro	CEDRO DESARROLLOS SOLARES S.A.S.	50	Caracoli 110	20231300195682
SC_2023_5156_A2	Parque de generación solar Cedro	CEDRO DESARROLLOS SOLARES S.A.S.	50	Caracoli 220	20231300195682
SC_2023_5173_A1	COSTA 1	GENERADORA DEL VALLE S.A.S	9,9	Arroyo Piedra 34.5	20231300191232
SC_2023_5173_A2	COSTA 1	GENERADORA DEL VALLE S.A.S	9,9	Sabanalarga 34.5	20231300191232
SC_2023_5195_A1	Parque Eólico Caladio	WPD COLOMBIA S.A.S.	150	Caracoli 220	20231300191502
SC_2023_5264_A1	MRP 7 150 MW	Mainstream Colombia SAS	150	Subestación Caracolí 220 kV	20231300185012
SC_2023_5264_A2	MRP 7 150 MW	Mainstream Colombia SAS	150	Subestación Caracolí 110 kV	20231300185012
SC_2023_5284_A1	COSTA 3	Generadora San Nicolas S.A.S	9,9	Arroyo Piedra 34.5	20231300192382
SC_2023_5284_A2	COSTA 3	Generadora San Nicolas S.A.S	9,9	Sabanalarga 34.5	20231300192382
SC_2023_5291_A1	AUTOGENERADOR SOLAR PONEDERA 9.9 MW	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	9,9	Sabanalarga 220 kV (Conexión embebida a la subestación privada Bavaria 34.5 kV)	20231300186302
SC_2023_5291_A2	AUTOGENERADOR SOLAR PONEDERA 9.9 MW	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	9,9	Sabanalarga 110 kV (Conexión embebida a la subestación privada Bavaria 34.5 kV)	20231300186302
SC_2023_5292_A1	ESTUDIO DE CONEXIÓN GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICA VILLA DEL REAL	Ingeniería y Patología de Estructuras SAS	45	Sabanalarga 220	20231300194412
SC_2023_5292_A2	ESTUDIO DE CONEXIÓN GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICA VILLA DEL REAL	Ingeniería y Patología de Estructuras SAS	45	Sabanalarga 110	20231300194412
SC_2023_5302_A1	SOL DE COLOMBIA CARACOLÍ I – 80 MW	Sol de Colombia Sabana de Torres S.A.S.	80	Caracoli 110	20231300197412
SC_2023_5302_A2	SOL DE COLOMBIA CARACOLÍ I – 80 MW	Sol de Colombia Sabana de Torres S.A.S.	80	Malambo 110	20231300197412
SC_2023_5313_A1	We100	WE POWER LATAM SAS	9,9	Arroyo de piedra 13.8	20231300186362
SC_2023_5313_A2	We100	WE POWER LATAM	9,9	Campo de la cruz 13.8	20231300186362

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
		SAS			
SC_2023_5314_A1	We102	WE POWER LATAM SAS	9,9	Campoalegre 34.5	20231300186352
SC_2023_5314_A2	We102	WE POWER LATAM SAS	9,9	La Retirada 34.5	20231300186352
SC_2023_5315_A1	We103	WE POWER LATAM SAS	9,9	Campoalegre 34.5	20231300186392
SC_2023_5315_A2	We103	WE POWER LATAM SAS	9,9	La Retirada 34.5	20231300186392
SC_2023_5316_A1	We104	WE POWER LATAM SAS	9,9	Remolino 34.5	20231300186402
SC_2023_5316_A2	We104	WE POWER LATAM SAS	9,9	Arroyo de piedra 13.8	20231300186402
SC_2023_5317_A1	We105	WE POWER LATAM SAS	8,9	Arroyo de piedra 34.5	20231300186432
SC_2023_5317_A2	We105	WE POWER LATAM SAS	8,9	Campoalegre 34.5	20231300186432
SC_2023_5318_A1	We106	WE POWER LATAM SAS	8,5	Juan de Acosta 13.8	20231300186452
SC_2023_5318_A2	We106	WE POWER LATAM SAS	8,5	Arroyo de piedra 34.5	20231300186452
SC_2023_5319_A1	We108	WE POWER LATAM SAS	8,4	Sabanagrande 13.8	20231300186502
SC_2023_5319_A2	We108	WE POWER LATAM SAS	8,4	Juan de Acosta 13.8	20231300186502
SC_2023_5320_A1	We109	WE POWER LATAM SAS	8,2	Sabanagrande 34.5	20231300186532
SC_2023_5320_A2	We109	WE POWER LATAM SAS	8,2	Remolino 34.5	20231300186532
SC_2023_5321_A1	We110	WE POWER LATAM SAS	8,2	Sabanagrande 34.5	20231300186622
SC_2023_5321_A2	We110	WE POWER LATAM SAS	8,2	Remolino 34.5	20231300186622
SC_2023_5322_A1	We101	WE POWER LATAM SAS	9,9	Arroyo de piedra 13.8	20231300186912
SC_2023_5322_A2	We101	WE POWER LATAM SAS	9,9	Campo de la cruz 13.8	20231300186912
SC_2023_5323_A1	We111	WE POWER LATAM SAS	7,9	Rotinet 34.5	20231300186992
SC_2023_5323_A2	We111	WE POWER LATAM SAS	7,9	Campoalegre 34.5	20231300186992
SC_2023_5331_A1	Barí	LIWE SOLAR UNO SAS	7,9	Rotinet 13.8	20231300188592
SC_2023_5331_A2	Barí	LIWE SOLAR UNO SAS	7,9	Campo la Cruz 34.5	20231300188592
SC_2023_5332_A1	Arhuaco	LIWE SOLAR UNO SAS	9,9	Rotinet 13.8	20231300189482
SC_2023_5332_A2	Arhuaco	LIWE SOLAR UNO SAS	9,9	Campo la Cruz 34.5	20231300189482
SC_2023_5340_A1	Solar Atlántico 2 de 11 MW	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P	11	Juan Mina 34.5	20231300188262
SC_2023_5341_A1	Solar Atlántico 2 de 19.9 MW	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P	19,9	Juan Mina 110	20231300188302

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
SC_2023_5342_A1	Eólico Atlántico 19.9	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P	19,9	Cordialidad 110	20231300188962
SC_2023_5342_A2	Eólico Atlántico 19.9	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P	19,9	Caracolí 110	20231300188962
SC_2023_5343_A1	We107	WE POWER LATAM SAS	8,4	Sabanagrande 13.8	20231300186482
SC_2023_5343_A2	We107	WE POWER LATAM SAS	8,4	Juan de Acosta 13.8	20231300186482
SC_2023_5352_A1	Pitones	SOLARPACK RENOVABLES S.A.S.	9,9	Ponedera 34.5	20231300196422
SC_2023_5352_A2	Pitones	SOLARPACK RENOVABLES S.A.S.	9,9	Sabanalarga 34.5	20231300196422
SC_2023_5374_A1	Expansion PS Caracolí 1	Sol de las Ciénagas	10	Caracolí 110	20231300188292
SC_2023_5484_A1	Samoa 19.9 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	19,9	Salamina 34.5	20231540143402
SC_2023_5484_A2	Samoa 19.9 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	19,9	Campoalegre 34.5	20231540143402
SC_2023_5535_A1	AUTOGENERADOR SOLAR PONEDERA 9.9 MW 34.5 KV	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P	9,9	Sabanalarga 34.5 (Conexión como autogenerador a la planta BAVARIA a nivel de 34.5 kV)	20231300183332
SC_2023_5569_A2	CEIBALES	FOTOVOLTAICO LA CEIBA S.A.S.	278	Sabanalarga 500	20231300187492
SC_2023_5689_A1	PV MRP 1 70 MW	Mainstream Colombia SAS	70	Subestación Baranoa 110 kV	20231300184222
SC_2023_5689_A2	PV MRP 1 70 MW	Mainstream Colombia SAS	70	Subestación Caracolí 220 kV	20231300184222
SC_2023_5699_A1	Parque Solar Salamina 2 9.9 MW	COLOMBIA SOLAR CORPORACIÓN INTERNACIONAL SAS ESP	9,9	Salamina 34.5	20231300184632
SC_2023_5699_A2	Parque Solar Salamina 2 9.9 MW	COLOMBIA SOLAR CORPORACIÓN INTERNACIONAL SAS ESP	9,9	Salamina 1 13.8	20231300184632
SC_2023_5702_A1	Parque Solar Ponedera	COLOMBIA SOLAR CORPORACIÓN INTERNACIONAL SAS ESP	8	Ponedera 13.8	20231300188192
SC_2023_5702_A2	Parque Solar Ponedera	COLOMBIA SOLAR CORPORACIÓN INTERNACIONAL SAS ESP	8	Ponedera 34.5	20231300188192
SC_2023_5704_A1	SPV VATIA ISES 11	SPV PONEDERA S.A.S.	9,9	Ponedera 13.8	20231300195242
SC_2023_5704_A2	SPV VATIA ISES 11	SPV PONEDERA S.A.S.	9,9	Ponedera 34.5	20231300195242
SC_20245838_A1	Helios Caracolí	ELECTRYON POWER COLOMBIA SAS	100	Caracolí 220	20231300182952
SC_20245838_A2	Helios Caracolí	ELECTRYON POWER COLOMBIA SAS	100	Sabanalarga 220	20231300182952
SC_20245883_A2	Helios Carreto	ELECTRYON POWER COLOMBIA SAS	80	Sabanalarga 500	20231300176312
SC_2024_5742_A1	CORCEGA 9.9 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	9,9	Sabanagrande 13.8	20231540143992

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
SC_2024_5742_A2	CORCEGA 9.9 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	9,9	Sabanagrande 34.5	20231540143992
SC_2024_5743_A1	Citera 50 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	50	Caracoli 220	20231540143632
SC_2024_5743_A2	Citera 50 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	50	Caracoli 110	20231540143632
SC_2024_5745_A1	Cerdeña 9.9 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	9,9	Campoalegre 13.8	20231540145242
SC_2024_5745_A2	Cerdeña 9.9 MW	COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	9,9	Campoalegre 34.5	20231540145242
SC_2024_5953_A1	SOL DE COLOMBIA ATLÁNTICO I – 9,9 MW	Sol de Colombia Sabana de Torres S.A.S.	9,9	Juan Mina 110	20241520133882
SC_2024_5953_A2	SOL DE COLOMBIA ATLÁNTICO I – 9,9 MW	Sol de Colombia Sabana de Torres S.A.S.	9,9	Juan Mina 34.5	20241520133882
SC_2024_5969_A1	Sol Malambo	PENTAENERGY SAS ESP	9,9	Malambo 13,8	20231300195452
SC_2024_5969_A2	Sol Malambo	PENTAENERGY SAS ESP	9,9	Malambo 34,5	20231300195452
SC_2024_5993_A1	4G Energía	4G ENERGIA S.A.S.	6,5	Malambo 13.8	20231300183352
SC_2024_5993_A2	4G Energía	4G ENERGIA S.A.S.	6,5	Malambo 13.8	20231300183352
SC_2024_5997_A1	PGF Puerta de Oro	PLUS ULTRA INVESMENT I .S.A.S	9,9	Puerta de Oro 34,5	20241520133802
SC_2024_5997_A2	PGF Puerta de Oro	PLUS ULTRA INVESMENT I .S.A.S	9,9	Juan Mina 34,5	20241520133802
SC_2024_6083_A1	Sol de Colombia Caracolí III	Sol de Colombia Sabana de Torres S.A.S.	9,9	Caracoli 110	20231300197922
SC_2024_6083_A2	Sol de Colombia Caracolí III	Sol de Colombia Sabana de Torres S.A.S.	9,9	Caracoli 13.8	20231300197922
SC_2108_A1	PARQUE SOLAR TESILLO	GRUPO SOLARI SE SAS	200	Sabanalarga 500	20221300126732
SC_2641_A1	LUMICA 19,9 MW	MG17 SAS	19,9	Caracoli 110	20231540097632
SC_2641_A2	LUMICA 19,9 MW	MG17 SAS	19,9	Malambo 110	20231540097632
SC_2848_A1	Parque Solar Los Tulipanes	MPC ENERGY SOLUTIONS COLOMBIA SAS	9,9	Sabanalarga 13.8	20231540116032
SC_2848_A2	Parque Solar Los Tulipanes	MPC ENERGY SOLUTIONS COLOMBIA SAS	9,9	Manatí 34.5	20231540116032
SC_2849_A1	Parque Solar La Aurora	MPC ENERGY SOLUTIONS COLOMBIA SAS	9,9	Sabanalarga 13.8	20231540116042
SC_2849_A2	Parque Solar La Aurora	MPC ENERGY SOLUTIONS COLOMBIA SAS	9,9	Manatí 34.5	20231540116042
SC_2897_A1	LAS TRINITARIAS 9,9 MW	Castellana de proyectos solares sucursal colombia	9,9	Galapa 13.8	20231540096282
SC_2897_A2	LAS TRINITARIAS 9,9 MW	Castellana de proyectos solares sucursal colombia	9,9	Caracolí 13.8	20231540096282
SC_2901_A1	RUGIDO A UN SOL	DON JESUS SOLAR	19,9	Sabanalarga 13.8	20231540091422

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
		SAS			
SC_2901_A2	RUGIDO A UN SOL	DON JESUS SOLAR SAS	19,9	Sabanalarga 110	20231540091422
SC_2929_A1	EÓLICO EL MORRO 1	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P	19,9	Cordialidad 110	20231540099122
SC_2931_A1	EÓLICO EL MORRO 2	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P	19,9	Cordialidad 110	20231540099132
SC_2932_A1	EÓLICO EL MORRO 3	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P	19,9	Cordialidad 110	20231540099102
SC_2935_A1	PARQUE SOLAR OASIS	EDELMIRA SOLAR SAS	9,9	Nv Baranoa 110	20231540093382
SC_2935_A2	PARQUE SOLAR OASIS	EDELMIRA SOLAR SAS	9,9	Baranoa 34.5	20231540093382
SC_2937_A1	Pivijay I 5 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	5	Pivijay 34,5	20231540099532
SC_2937_A2	Pivijay I 5 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	5	Pivijay 13,8	20231540099532
SC_2938_A1	Pivijay 2 - 4,9 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	4,9	Pivijay 34,5	20231540099542
SC_2938_A2	Pivijay 2 - 4,9 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	4,9	Pivijay 13,8	20231540099542
SC_2942_A1	CAMPO DE LA CRUZ I 5 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	5	Campo de la Cruz 34.5	20231540099632
SC_2942_A2	CAMPO DE LA CRUZ I 5 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	5	Campo de la cruz 13.8	20231540099632
SC_2943_A1	CAMPO DE LA CRUZ II 4,9 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	4,9	Campo de la Cruz 34.5	20231540099642
SC_2943_A2	CAMPO DE LA CRUZ II 4,9 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	4,9	Campo de la cruz 13.8	20231540099642
SC_2945_A1	CEIBA SOLAR I 9,9 MW	GREENERGY GESTION E INFRAESTRUCTURA SAS	9,9	Caracoli 13.8	20231540099732
SC_2945_A2	CEIBA SOLAR I 9,9 MW	GREENERGY GESTION E INFRAESTRUCTURA SAS	9,9	Malambo 34,5	20231540099732
SC_2946_A1	CEIBA SOLAR II 9,9 MW	GREENERGY GESTION E INFRAESTRUCTURA SAS	9,9	Caracoli 13.8	20231540099742
SC_2946_A2	CEIBA SOLAR II 9,9 MW	GREENERGY GESTION E INFRAESTRUCTURA SAS	9,9	Malambo 34,5	20231540099742
SC_2954_A1	Salamina I 5 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	5	Salamina 34.5	20231540099562
SC_2954_A2	Salamina I 5 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	5	Salamina 1 13.8	20231540099562
SC_2955_A1	Salamina II 4,9 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE	4,9	Salamina 34.5	20231540099622

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
		COLOMBIA S.A.S.			
SC_2955_A2	Salamina II 4,9 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	4,9	Salamina 1 13.8	20231540099622
SC_2985_A1	PARQUE EOLICO FLUVIAL RIO GRANDE DE LA MAGDALENA	GRAND ENERGY S.A.S.	99,9	El Rio 220	20231540102642
SC_2985_A2	PARQUE EOLICO FLUVIAL RIO GRANDE DE LA MAGDALENA	GRAND ENERGY S.A.S.	99,9	Nv Barranquilla 220	20231540102642
SC_2999_A1	Prado Solar I	GR PARQUE PRADO SOLAR 1 SAS ESP	9,9	Nv Brrquilla 13.8	20231540099702
SC_2999_A2	Prado Solar I	GR PARQUE PRADO SOLAR 1 SAS ESP	9,9	Nva Barranquilla 2 13.8	20231540099702
SC_3138_A1	ESTUDIO DE CONEXIÓN DEL PARQUE SOLAR MAJAGUA DE 100 MW	DS COLOMBIA 1 S.A.S	100	Sabanalarga 220	20231540101992
SC_3138_A2	ESTUDIO DE CONEXIÓN DEL PARQUE SOLAR MAJAGUA DE 100 MW	DS COLOMBIA 1 S.A.S	100	Sabanalarga 500	20231540101992
SC_3143_A1	Astraleo 100MW	EDELMIRA SOLAR SAS	100	Palermo 110	20231540107532
SC_3143_A2	Astraleo 100MW	EDELMIRA SOLAR SAS	100	El Rio 110	20231540107532
SC_3145_A1	Parque Solar Salamina 2 9.9 MW	COLOMBIA SOLAR CORPORACIÓN INTERNACIONAL SAS ESP	9,9	Salamina 34.5	20231540117372
SC_3145_A2	Parque Solar Salamina 2 9.9 MW	COLOMBIA SOLAR CORPORACIÓN INTERNACIONAL SAS ESP	9,9	Salamina 1 13.8	20231540117372
SC_3146_A1	Caracol	MPC ENERGY SOLUTIONS COLOMBIA SAS	9,9	Caracoli 2 13.8	20231540115822
SC_3146_A2	Caracol	MPC ENERGY SOLUTIONS COLOMBIA SAS	9,9	Malambo 13.8	20231540115822
SC_3147_A1	Caracolito	MPC ENERGY SOLUTIONS COLOMBIA SAS	9,9	Caracoli T2 13.8	20231540115832
SC_3147_A2	Caracolito	MPC ENERGY SOLUTIONS COLOMBIA SAS	9,9	Malambo 13.8	20231540115832
SC_3449_A1	Proyecto Híbrido La Arenosa	JEHOVA ENERGY S.A.S.	19,8	Puerta de Oro 34.5 kV	20231300180332
SC_3449_A2	Proyecto Híbrido La Arenosa	JEHOVA ENERGY S.A.S.	19,8	Puerta de Oro 13.8 kV	20231300180332
SC_3575_A1	PSF Salamina 9.9 MW	DSE SALAMINA 2 SAS	9,9	Salamina 34.5	20231300182612
SC_3575_A2	PSF Salamina 9.9 MW	DSE SALAMINA 2 SAS	9,9	Salamina 1 13.8	20231300182612
SC_3576_A1	PSF Baranoa 42 MW	DSE BARANOVA S.A.S.	42	Nv Baranoa 110	20231300182632
SC_3576_A2	PSF Baranoa 42 MW	DSE BARANOVA S.A.S.	42	Sabanalarga 110	20231300182632
SC_3590_A1	Parque Solar La Esperanza	SOLEK COLOMBIA SERVICES S.A.S	19,9	Sabanalarga 13.8	20231300187672

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
SC_3591_A1	Parque Solar Pigua	SOLEK COLOMBIA SERVICES S.A.S	9,9	Caracoli 1 13.8	20231300187702
SC_3592_A1	Parque Solar El Aromo	SOLEK COLOMBIA SERVICES S.A.S	9,9	Baranoa 34.5	20231300187832
SC_3597_A1	Parque Solar El Pivijay	SOLEK COLOMBIA SERVICES S.A.S	9,9	Pivijay 34.5	20231300190432
SC_3598_A1	Parque Solar El Totumo	SOLEK COLOMBIA SERVICES S.A.S	9,9	Campoalegre 34.5	20231300190642
SC_4046_A1	Sabanalarga 2	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	9,9	Sabanalarga 13.8	20231300189952
SC_4046_A2	Sabanalarga 2	INGENIERIAS ALIADAS S.A.S	9,9	Sabanalarga 34.5	20231300189952
SC_4084_A1	Galapa	SUNLI SAS	19,9	Cordialidad 110	20231300188932
SC_4084_A2	Galapa	SUNLI SAS	19,9	Cordialidad 13.8	20231300188932
SC_4124_A1	Sabanalarga 1	Generadora Cantayús S.A.S E.S.P	9,9	Sabanalarga 13.8	20231300190282
SC_4124_A2	Sabanalarga 1	Generadora Cantayús S.A.S E.S.P	9,9	Sabanalarga 34.5	20231300190282
SC_4763_A1	ATLÁNTICO SOLAR II 199.9 MW	Enel Colombia SA ESP	199,9	Sabanalarga 500 kV	20231300189882
SC_4763_A2	ATLÁNTICO SOLAR II 199.9 MW	Enel Colombia SA ESP	199,9	Subestación Sabanalarga 220 kV	20231300189882
SC_4779_A1	Cayena 19.9 MW	SOLARPACK RENOVABLES S.A.S.	19,9	Malambo 13.8	20231300189942
SC_4779_A2	Cayena 19.9 MW	SOLARPACK RENOVABLES S.A.S.	19,9	Malambo 34.5	20231300189942
SC_4831_A1	Cisneros I	1019 Renovables, SAS	55	Norte 110	20231300181122
SC_4831_A2	Cisneros I	1019 Renovables, SAS	55	Nv Barranquilla 110	20231300181122
SC_4834_A1	FV Dione 9.9 MW	Green Energy DS&E S.A.S	9,9	Pivijay 34.5	20231300176062
SC_4834_A2	FV Dione 9.9 MW	Green Energy DS&E S.A.S	9,9	Pivijay 13.8	20231300176062
SC_4848_A1	La Capital	1020 Renovables SAS	90	Nv Barranquilla 110	20231300185802
SC_4848_A2	La Capital	1020 Renovables SAS	90	Nv Barranquilla 220	20231300185802
SC_4862_A1	SPV VATIA ISES 6	SPV CAMPOALEGRE SAS	9,9	Campo Alegre 13.8 kV	20231300192752
SC_4862_A2	SPV VATIA ISES 6	SPV CAMPOALEGRE SAS	9,9	Campo Alegre 34.5 kV	20231300192752
SC_4863_A1	SPV VATIA ISES 3	SPV PUERTA DE ORO SAS	9,9	Puerta de Oro 34.5 kV	20231300195212
SC_4863_A2	SPV VATIA ISES 3	SPV PUERTA DE ORO SAS	9,9	Puerta de Oro 13.8 kV	20231300195212
SC_4864_A1	SPV VATIA ISES 2	SPV CAMPO DE LA CRUZ S.A.S.	9,9	Campo de la cruz 13.8	20231300195152
SC_4864_A2	SPV VATIA ISES 2	SPV CAMPO DE LA CRUZ S.A.S.	9,9	Campo de la Cruz 34.5	20231300195152
SC_4865_A1	SPV VATIA ISES 10	SPV ARROYO DE PIEDRAS S.A.S.	9,9	Arroyo de Piedra 13.8 kV	20231300192812
SC_4865_A2	SPV VATIA ISES 10	SPV ARROYO DE PIEDRAS S.A.S.	9,9	Arroyo de Piedra 34.5 kV	20231300192812

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de Conexión	Nombre	Promotor	Capacidad (MW)	Alternativa de conexión	Radicado
SC_4867_A1	SPV VATIA ISES 1	SPV SABANAGRANDE SAS	9,9	Sabanagrande 13.8 kV	20231300192732
SC_4867_A2	SPV VATIA ISES 1	SPV SABANAGRANDE SAS	9,9	Sabanagrande 34.5 kV	20231300192732
SC_4916_A1	Caissaca	WE POWER LATAM SAS	9,5	Galapa 34.5	20231300192462
SC_4916_A2	Caissaca	WE POWER LATAM SAS	9,5	Galapa 13.8	20231300192462
SC_4917_A1	Curiyú	WE POWER LATAM SAS	9	Galapa 13.8	20231300192442
SC_4917_A2	Curiyú	WE POWER LATAM SAS	9	Galapa 34.5	20231300192442
SC_4935_A1	Corazón Alegre	1020 Renovables SAS	19,9	Nv Baranoa 110	20231300185872
SC_4935_A2	Corazón Alegre	1020 Renovables SAS	19,9	Malambo 110	20231300185872
SC_4946_A1	Parque de generación solar Galapa	VIRIDI RE DEVELOPMENT COLOMBIA S.A.S.	9,9	Galapa 13.8	20231300188312
SC_4946_A2	Parque de generación solar Galapa	VIRIDI RE DEVELOPMENT COLOMBIA S.A.S.	9,9	Galapa 34.5	20231300188312
SC_4965_A1	Canario Solar	VERDENENERGY S.A.S	120	Sabanalarga 500	20231300185752
SC_4965_A2	Canario Solar	VERDENENERGY S.A.S	120	Caracoli 220	20231300185752
SC_5010_A1	ESTUDIO DE CONEXIÓN DEL PARQUE AES SOLAR ATLÁNTICO DE 100 MW	AES COLOMBIA & CÍA. S.C.A. E.S.P.	100	Caracoli 220	20231300188052
SC_5010_A2	ESTUDIO DE CONEXIÓN DEL PARQUE AES SOLAR ATLÁNTICO DE 100 MW	AES COLOMBIA & CÍA. S.C.A. E.S.P.	100	Sabanalarga 220	20231300188052
SC_5028_A1	EXPANSIÓN SOLAR GUAYEPO III 200MW	Enel Colombia SA ESP	200	Sabanalarga 500	20231540158352
SC_5028_A2	EXPANSIÓN SOLAR GUAYEPO III 200MW	Enel Colombia SA ESP	200	Sabanalarga 220	20231540158352
SC_5090_A1	PV MRP 4 200 MW	Mainstream Colombia SAS	200	Subestación Sabanalarga 500 kV	20231300184882
SC_5090_A2	PV MRP 4 200 MW	Mainstream Colombia SAS	200	Subestación Nueva Baranoa 110 kV	20231300184882
SC_2917_A1	Arroyo de Piedra I 5 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	5	Arroyo de Piedra 34,5	20231540099422
SC_2917_A2	Arroyo de Piedra I 5 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	5	Arroyo de Piedra 13,8	20231540099422
SC_2920_A1	Arroyo de Piedra II 4,9 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	4,9	Arroyo de Piedra 13,8	20231540099432
SC_2920_A2	Arroyo de Piedra II 4,9 MW	GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S.	4,9	Arroyo de Piedra 34,5	20231540099432

Concluido el procedimiento administrativo de evaluación de solicitudes de conexión, la Unidad a través de la Resolución No. 000332 del 4 de abril de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325, emitió la resolución “*Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea de*

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones.”.

En ejercicio del derecho de defensa y contradicción, por medio de los radicados que se relacionan en la siguiente tabla, los promotores de los proyectos referidos presentaron sendos escritos de inconformidad con la decisión, esto es, recursos de reposición en contra de la Resolución No. 000332 de 04 de abril de 2025, identificada con radicado UPME No. 20251020003325, así:

Tabla 2. Proyectos que presentaron recursos de reposición.

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Fecha de notificación	Fecha de presentación de recurso	Radicado
SC_4834	Parque Solar Dione 9,9 MW	GREEN ENERGY DS&E S.A.S	7/04/2025	8/04/2025	20251500083912
SC_2023_5313 SC_2023_5314 SC_2023_5315 SC_2023_5316 SC_2023_5317 SC_2023_5318 SC_2023_5319 SC_2023_5320 SC_2023_5321 SC_2023_5322 SC_2023_5323 SC_2023_5343 SC_4916 SC_4917	PROYECTOS: -WE100 -WE102 -WE103 -WE104 -WE105 -WE106 -WE108 -WE109 -WE110 -WE101 -WE111 -CAISSAÇA -CURIYÚ	WE POWER LATAM S.A.S	7/04/2025	11/04/2025	20251110088112
SC_2023_5173	Solar Costa 1 9.9 MW	GENERADORA DEL VALLE S.A.S	9/04/2025	21/04/2025	20251110043642 20251110209702
SC_2023_5331 SC_2023_5332	PROYECTOS: -BARÍ -ARHUACO	LIWE SOLAR UNO S.A.S	7/04/2025	21/04/2025	20251110093482
SC_2024_5993	4G Energía	4G ENERGÍA S.A.S	7/04/2025	22/04/2025	20251500095352 20251110095472
SC_2023_5151	CARIBE I DE 9,9 MW	ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	7/04/2025	22/04/2025	20251500095612
SC_2023_5153	CARIBE II DE 9,9 MW	ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	7/04/2025	22/04/2025	20251500095622
SC_2023_5451	CARIBE III DE 9,9 MW	ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	7/04/2025	22/04/2025	20251500095632

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Fecha de notificación	Fecha de presentación de recurso	Radicado
SC_2985	PARQUE EOLICO FLUVIAL RIO GRANDE LA MAGDALENA 99.90 MW	GRAND ENERGY S.A.S.	7/04/2025	22/04/2025	20251500095832 20251110096122 20251110183482
SC_2024_5969	PROYECTO SOL MALAMBO	PENTAENERGY S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	22/04/2025	20251500095972 20251500095982
SC_2023_5374	EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1	SOL DE LAS CIENAGAS S.A. E.S.P.	8/04/2025	23/04/2025	20251500096712 20251110096852
SC_4046	CENTRO SOLAR FOTOVOLTAICO SABANALARGA I. 9.9 MW	INGENIERIA ALIADAS S.A.	8/04/2025	23/04/2025	20251500097502
SC_4124	SABANALARGA 1	GENERADORA CANTAYUS S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	23/04/2025	20251500097512
SC_4084	GALAPA 19.9 MW	SUNLI S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251110097602 20251500097672
SC_3143	ASTRALEO	EDELMIRA SOLAR S.A.S.	9/04/2025	23/04/2025	20251500097682
SC_2641	LUMICA	MG 17 S.A.S.	8/04/2025	23/04/2025	20251500097692
SC_2935	OASIS	EDELMIRA SOLAR S.A.S.	8/04/2025	23/04/2025	20251500097702
SC_2901	RUGIDO A UN SOL	Don Jesús Solar S.A.S.	9/04/2025	27/02/2025	20251500097722
SC_3598	PARQUE SOLAR EL TOTUMO. 9.9 MW	SOLEK COLOMBIA SERVECES S.A.S	29/04/2025	9/05/2025	20251500116022

De los promotores de los proyectos que se mencionaron en la tabla anterior, presentaron recursos de reposición y en subsidio de apelación en contra de la Resolución No. 000332 de 04 de abril de 2025, con radicado UPME No. 20251020003325, los siguientes:

Tabla 3. Proyectos que presentaron recursos de reposición en subsidio de apelación.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Fecha de notificación	Fecha de presentación de recurso	Radicado
SC_2023_5173	Solar Costa 1 9.9 MW	GENERADORA DEL VALLE S.A.S	9/04/2025	21/04/2025	20251110043642 20251110209702
SC_2024_5993	4G Energía	4G ENERGÍA S.A.S	7/04/2025	22/04/2025	20251500095352 20251110095472
SC_4084	GALAPA 19.9 MW	SUNLI S.A.S	7/04/2025	23/04/2025	20251500097672 20251110097602
SC_2985	PARQUE EÓLICO FLUVIAL RIO GRANDE DE LA MAGDALENA	GRAND ENERGY S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251110096122 20251500095832
SC_2023_5374	EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1	Sol de las Ciénagas S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	23/04/2025	20251110096852 20251500096712
SC_4046	SABANALARGA 2	Ingenierías Aliadas S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251500097502
SC_4124	SABANALARGA 1	Generadora Cantayús S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	24/04/2025	20251500097512
SC_3143	ATROLEO	Edelmira Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097682
SC_2641	LUMICA	MG17 S.A.S.	8/04/2025	24/04/2025	20251500097692
SC_2935	OASIS	Edelmira Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097702
SC_2901	RUGIDO A UN SOL	Don Jesús Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097722

Considerando los argumentos propuestos por los recurrentes en los recursos, la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME mediante memorando con radicado UPME No. 20251520079423 del 11 de noviembre de 2025, allegó a la Oficina Asesora Jurídica *"Alcance a memorando con radicado UPME No. 20251520022223 con asunto: "Informe Resultados obtenidos en la Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para la subárea Atlántico"*"; el cual se adjunta y hace parte integral del presente acto administrativo.

Es importante mencionar que los resultados fueron ajustados como consecuencia de los análisis y verificaciones realizados respecto de los argumentos en los recursos de reposición interpuestos en contra de la Resolución UPME No. 000332 de 2025. Así mismo, como sustento del presente acto administrativo la Subdirección de Energía Eléctrica, en el mencionado informe, incluyó la verificación y validación de la información inicialmente aportada por los promotores en sus solicitudes de conexión, atendiendo a la rigurosidad técnica del proceso de asignación de capacidad.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

En ese sentido, durante el análisis de los recursos de reposición interpuestos por los promotores, la Subdirección de Energía Eléctrica identificó la necesidad de realizar algunos ajustes en la parametrización de los diversos criterios y variables considerados por el MACC. A continuación, se presenta un resumen de dichos ajustes en la siguiente tabla:

Cambios realizados sobre los parámetros del MACC		
Ajuste	Modificación	Justificante
Verificación a los aportes de cortocircuito	Verificación de los valores de los aportes de cortocircuito de los proyectos con números de caso:	Considerando los argumentos referentes a valores de cortocircuito presuntamente incongruentes y/o faltantes dentro de los estudios de conexión de algunos de los proyectos, se desarrolla una verificación de los aportes de cortocircuito por alternativa de estos proyectos, considerando la tecnología y los parámetros técnicos reportados para cada uno de los proyectos. El detalle de la comparación entre los valores reportados por cada uno de los promotores y la verificación desarrollada se presenta en el anexo 1 de esta comunicación.
	SC_2023_5484_A2	
	SC_20245883_A2	
	SC_2917_A1	
	SC_2917_A2	
	SC_2920_A2	
	SC_2937_A1	
	SC_2937_A2	
	SC_2938_A1	
	SC_2938_A2	
	SC_2942_A1	
	SC_2942_A2	
	SC_2943_A1	
	SC_2943_A2	

Con respecto a las verificaciones de los aportes de cortocircuito, debe ser mencionado que en atención a la transparencia requerida por el proceso de asignación es necesario incluir el resultado de esta verificación, en términos de modificaciones realizadas sobre los valores de los parámetros para la obtención de los resultados de la fase de priorización, y así determinar los resultados que se presentan en las siguientes secciones.

Como resultado de lo anterior, se obtuvo una nueva priorización luego de haber hecho los ajustes mencionados en el MACC. Así, teniendo en cuenta las modificaciones listadas en la Tabla que antecede y los informes publicados en la ventanilla única con respecto a las restricciones eléctricas del sistema para la asignación de capacidad de transporte (restricciones del MACC), los cuales pueden ser consultados en el siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024-2/>, se procedió a parametrizar el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), así como con los demás parámetros establecidos en la Circular UPME 057 de 2022, para la definición de los proyectos priorizados.

II. PROCEDENCIA DE LOS RECURSOS INCOADOS

A. DE LA REPOSICIÓN

Se procede a evaluar si los recursos de reposición relacionados en la tabla 2 del presente acto administrativo, para validar si cumplen con las disposiciones establecidas en el artículo 77 de la Ley 1437 de 2011¹, esto es, los requisitos de los recursos contra las decisiones de la administración:

¹ Por la cual se expide el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

"Artículo 77. Requisitos. Por regla general los recursos se interpondrán por escrito que no requiere de presentación personal si quien lo presenta ha sido reconocido en la actuación. Igualmente, podrán presentarse por medios electrónicos. Los recursos deberán reunir, además, los siguientes requisitos:

- 1. Interponerse dentro del plazo legal, por el interesado o su representante o apoderado debidamente constituido.*
- 2. Sustentarse con expresión concreta de los motivos de inconformidad.*
- 3. Solicitar y aportar las pruebas que se pretende hacer valer.*
- 4. Indicar el nombre y la dirección del recurrente, así como la dirección electrónica si desea ser notificado por este medio. (...)"*

Respecto al requisito del numeral 1º del artículo 77 de la Ley 1437 de 2011, se logró establecer que los recursos fueron presentados por los representantes legales de las sociedades interesadas en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica, aptitud debidamente verificada en los certificados de existencia y representación legal de la Cámara de Comercio Respectiva de cada sociedad.

Por otro lado, esta Unidad verificó que los recursos de reposición y en subsidio apelación fueron interpuestos dentro de la oportunidad legal correspondiente.

Finalmente, respecto a los requisitos de los numerales 2,3 y 4 del artículo 77 de la Ley 1437 de 2011, se estableció que la parte activa de esta actuación en los recursos sustentaron los motivos de inconformidad, anexaron documentos y/o pruebas que consideraron pertinentes e indicaron la dirección electrónica y física para efectos de comunicación y/o notificación. En consecuencia, es procedente admitir los recursos de reposición, en subsidio apelación y emitir el pronunciamiento respecto de estos.

B. DE LOS RECURSOS DE APELACIÓN

Del análisis de las solicitudes se determinó que los siguientes promotores interpusieron recurso de reposición y en subsidio apelación contra la Resolución No. 000332, identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, así:

Tabla 4. Recursos de reposición y en subsidio apelación					
Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Fecha de notificación	Fecha de presentación de recurso	Radicado
SC_2023_5173	Solar Costa 1 9.9 MW	GENERADORA DEL VALLE S.A.S	9/04/2025	21/04/2025	20251110043642 20251110209702
SC_2024_5993	4G Energía	4G ENERGÍA S.A.S	7/04/2025	22/04/2025	20251500095352 20251110095472
SC_4084	GALAPA 19.9 MW	SUNLI S.A.S	7/04/2025	23/04/2025	20251500097672 20251110097602
SC_2985	PARQUE EÓLICO FLUVIAL RIO GRANDE DE LA MAGDALENA	GRAND ENERGY S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251110096122 20251500095832

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Fecha de notificación	Fecha de presentación de recurso	Radicado
SC_2023_5374	EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1	Sol de las Ciénagas S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	23/04/2025	20251110096852 20251500096712
SC_4046	SABANALARGA 2	Ingenierías Aliadas S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251500097502
SC_4124	SABANALARGA 1	Generadora Cantayús S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	23/04/2025	20251500097512
SC_3143	ATROLEO	Edelmira Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097682
SC_2641	LUMICA	MG17 S.A.S.	8/04/2025	24/04/2025	20251500097692
SC_2935	OASIS	Edelmira Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097702
SC_2901	RUGIDO A UN SOL	Don Jesús Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097722

III. FUNDAMENTOS LEGALES DE LA DECISIÓN

La Resolución CREG 075 de 2021, en su artículo 4 establece de forma expresa que:

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

Ahora bien, el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021 y sus modificaciones, establece el procedimiento para la asignación de la capacidad de transporte:

"(...) Artículo 11. Procedimiento para la Asignación de Capacidad de Transporte. La asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1 se llevará a cabo anualmente, a través de un procedimiento que será definido y publicado por el responsable de la asignación a más tardar el 31 de diciembre del 2021. En el procedimiento de asignación se identificará la prioridad que se dará a los criterios de que trata el artículo 12 y, si se considera necesario, el procedimiento podrá ser diferenciado por tipo o características del proyecto. Este procedimiento deberá estar publicado en la ventanilla única desde cuando esta entre en servicio.

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

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

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

a) Fila 1, formada por proyectos que requieran obras de expansión en el SIN.

b) Fila 2, formada por proyectos que no requieren obras de expansión en el SIN.

La posición asignada a cada proyecto deberá ser publicada en la ventanilla única a más tardar el 30 de septiembre del respectivo año calendario.

Los conceptos de conexión para proyectos en la fila 1 serán emitidos a más tardar el 20 de diciembre del respectivo año calendario, identificando el proyecto de expansión requerido para la conexión del proyecto al sistema, y los conceptos de conexión para proyectos en la fila 2 serán emitidos a más tardar el 31 de octubre del mismo año.

Parágrafo 1o. *Para realizar la asignación de capacidad de transporte de los proyectos de conexión de usuarios finales y de autogeneración sin entrega de excedentes, el responsable de la asignación de capacidad de transporte definirá y publicará un procedimiento particular.*

Dentro del procedimiento particular, adicionalmente, se deberá definir: i) el plazo en que serán emitidos los conceptos de conexión de los proyectos, el cual deberá contarse a partir del día en que exista completitud en la documentación del proyecto; y ii) los plazos para que se solicite completar información y para que los interesados den respuesta a esta solicitud.

A estos proyectos les aplicarán las mismas disposiciones establecidas en la presente resolución, con excepción del procedimiento particular de que trata este parágrafo (...)".

A su vez, el artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, definió los principales criterios que se deben tener en cuenta para la asignación de la capacidad de transporte, en los siguientes términos:

"Artículo 12. Criterios para la Asignación de Capacidad de Transporte. *Para la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 se deberá tener en cuenta, entre otros, los siguientes criterios.*

Para proyectos de conexión de generación:

a) Los lineamientos previstos en los numerales 1 y 2 del artículo 4 del Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía.

b) Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada al sistema. Para este cálculo se tendrán en cuenta, entre otros, los beneficios incrementales por disminución de restricciones y pérdidas de energía y/o por mejoras en la confiabilidad y seguridad de la operación, debido a la conexión del proyecto, descontando los costos de la expansión requerida.

c) Obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas.

Para proyectos de conexión de usuarios finales:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

- d) *Obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas.*
- e) *Menor efecto para la operación del sistema, en términos de afectación de la calidad y confiabilidad del servicio.*

El responsable de la asignación de capacidad de transporte determinará si considera necesario incluir criterios de priorización adicionales en concordancia con lo dispuesto en esta resolución. Los criterios que defina el responsable de la asignación de capacidad de transporte estarán publicados junto con el procedimiento de asignación establecido.

Si realizados los análisis de un año calendario, dos o más proyectos quedan con resultados iguales en la evaluación, y se necesita priorizar alguno de ellos, deberá considerarse la posición que haya obtenido cada proyecto en la fila. En este sentido, se deberá dar mayor prioridad al proyecto que se encuentre más cerca al primer puesto en la fila."

En este sentido, el artículo 17 de la Resolución UPME 528 de 2021, establece el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional (en adelante Sistema Interconectado Nacional o SIN), establecen lo siguiente:

"Artículo 17 - Procedimiento para la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1: Una vez radicada la solicitud de (i) asignación de capacidad de transporte, (ii) asignación de capacidad de transporte con uso compartido de activos de conexión, o (iii) la opción para proyectos que requieran capacidad mayor a la disponible, se agotará el siguiente procedimiento:

1. Revisión de la completitud de la solicitud: Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de radicación de la solicitud, la UPME revisará que la documentación e información radicada cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 26 de esta Resolución e informará al Interesado, mediante comunicación remitida a través de la Ventanilla Única - VU, si la solicitud se encuentra completa, incompleta o si, de ser el caso, se ha presentado desistimiento de la misma.

1.1. Se entiende por solicitud completa, aquella que cumple con la totalidad de los requisitos definidos en la presente Resolución. En este caso, la solicitud se entenderá como formalmente presentada en la fecha y hora en la que haya sido cargada la información completa en la Ventanilla Única - VU y la UPME procederá conforme se establece en el numeral 2 de este artículo.

1.2. Se entiende por solicitud incompleta, aquella que no cumple con alguno de los requisitos establecidos en la presente Resolución y que, por ende, debe ser aclarada o complementada. En este caso, por una (1) sola vez, la UPME requerirá al Interesado, mediante comunicación remitida a través de la Ventanilla Única - VU, la información o documentación que debe suministrar y los plazos que tiene para hacerlo, de conformidad con el artículo 26 de esta Resolución. En este evento, la solicitud se entenderá formalmente radicada hasta tanto se presente la documentación o información completa.

Una vez recibida la información dentro del plazo indicado, la UPME tendrá diez (10) días hábiles para verificar que se haya cumplido el requerimiento e informará al Interesado, mediante comunicación remitida a través de la

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Ventanilla Única - VU, si se continúa con el trámite o si, por el contrario, se entiende por desistida.

1.3. *Se entiende por solicitud desistida, aquella que fue declarada como incompleta y que continúa sin cumplir con los requisitos para ser considerada formalmente presentada. La UPME informará el desistimiento correspondiente mediante oficio remitido a través de la Ventanilla Única - VU.*

2. Comentarios del Transportador: *El Transportador tendrá un término de veinte (20) días hábiles contados a partir del día en que la UPME informe que la solicitud está completa para presentar sus comentarios. Durante este periodo, el Transportador tendrá acceso a la documentación e información suministrada por el Interesado en su solicitud de asignación de capacidad de transporte, le asistirá la obligación de revisar los estudios incluidos en la solicitud y podrá presentar comentarios sobre los mismos a través de la Ventanilla Única - VU.*

Si el Transportador no presenta comentarios o aclaraciones en los plazos previstos en este numeral, se entenderá que está de acuerdo con los resultados y recomendaciones de los estudios.

En todo caso, se entenderá que las conclusiones de la UPME prevalecen sobre los comentarios que haga el Transportador.

3. Evaluación de la solicitud: *Sólo se procederá con el inicio de la evaluación cuando la solicitud se encuentre completa.*

La UPME podrá solicitar al Transportador o al Interesado, a través de la Ventanilla Única - VU, las aclaraciones que estime pertinentes.

3.1. *En el caso del Transportador, éste deberá dar respuesta a dichas solicitudes de aclaración, a través del mismo medio, en el término de quince (15) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud respectiva. En el caso en que el Transportador no resuelva las aclaraciones requeridas, la UPME procederá a resolver el trámite con la información disponible.*

Si el Transportador omite dar respuesta al requerimiento realizado, la UPME informará lo sucedido a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

3.2. *En el caso del Interesado, la UPME podrá solicitarle, por una (1) sola vez, información aclaratoria necesaria para la emisión del concepto, en los términos establecidos en el artículo 26 de esta Resolución. En consecuencia, el periodo de evaluación se suspende a partir del día siguiente en que la UPME realice la solicitud de aclaración. Si el Interesado no da respuesta al requerimiento realizado por la UPME, se entenderá que desiste de su solicitud.*

4. Publicación del listado anual de solicitudes de asignación de capacidad de transporte. *Para la (i) asignación de capacidad de transporte y (ii) asignación de capacidad de transporte con uso compartido de activos de conexión, a más tardar, el treinta (30) de septiembre de cada anualidad, la UPME publicará en la Ventanilla Única - VU el listado de las solicitudes de que deban ser resueltas en la respectiva anualidad. El listado se dividirá en dos grupos:*

a. Solicitudes de asignación de capacidad de transporte para proyectos que no requieren expansión en el SIN.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

b. Solicitudes de asignación de capacidad de transporte para proyectos que requieren expansión en el SIN.

La inclusión de un proyecto en alguno de los dos listados previstos en este numeral no implica la asignación de capacidad de transporte.

5. Emisión del concepto: *La evaluación de la solicitud tendrá como resultado un concepto de conexión o de un concepto sin capacidad aprobada, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 de la presente Resolución. La UPME tendrá los siguientes plazos para resolver las solicitudes en la correspondiente anualidad:*

(...)

El concepto se notificará a través de la Ventanilla Única - VU y contra el mismo proceden los recursos establecidos en los artículos 74 y siguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo - CPACA. La Ventanilla Única - VU estará habilitada para que se puedan interponer recursos a través de dicho medio, sin perjuicio de las disposiciones aplicables en el CPACA.

Parágrafo 1: *Los criterios para la asignación de capacidad de transporte establecidos en el artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021 serán publicados por la UPME a través de Circular Externa, la cual se encontrará disponible en la Ventanilla Única - VU.*

Parágrafo 2: *Para los proyectos a los cuales se emitan conceptos de conexión, sólo se podrán solicitar modificaciones una vez se acepte la capacidad de transporte asignada.*

Parágrafo 3: *En el caso de los conceptos de conexión con uso compartido de activos de conexión, su perfeccionamiento estará condicionado a la aceptación del concepto por parte de todos los Interesados que decidieron compartir el activo de conexión de acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la presente Resolución. Si no se realiza dicha aceptación se entenderá que los Interesados han desistido de su solicitud y, en consecuencia, la UPME procederá a la liberación de la capacidad asignada. El cumplimiento o incumplimiento de este requisito será informado a todas las partes interesadas. (...)"*.

IV. PRUEBAS

● **Pruebas y/o anexos presentados por los promotores de los proyectos presentados en la subárea Atlántico:**

Tabla 5. Anexos y pruebas presentadas o solicitadas

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Radicado	Anexos/Pruebas
SC_4834	Parque Solar Dione 9,9 MW	GREEN ENERGY DS&E S.A.S	20251500083912	No presentó
SC_2023_5313 SC_2023_5314 SC_2023_5315 SC_2023_5316 SC_2023_5317	PROYECTOS: -WE100 -WE102 -WE103 -WE104	WE POWER LATAM S.A.S	20251110088112	Certificado de existencia y representación legal

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Radicado	Anexos/Pruebas
SC_2023_5318 SC_2023_5319 SC_2023_5320 SC_2023_5321 SC_2023_5322 SC_2023_5323 SC_2023_5343 SC_4916 SC_4917	-WE105 -WE106 -WE108 -WE109 -WE110 -WE101 -WE111 -CAISSACA -CURIYÚ			
SC_2023_5173	Solar Costa 1 9.9 MW	GENERADORA DEL VALLE S.A.S	20251110043642 20251110209702	- Copia de la Resolución 332 del 04 de abril de 2025 con radicado 20251020003325, proferida por la UPME. - Copia del documento con radicado Nro. 2024036300002341 del 07 de febrero de 2024, emitido por Air-e S.A. E.S.P. y dirigido a la UPME. - Certificado de Existencia y Representación Legal de GENERADORA DEL VALLE S.A.S. - Copia de la cédula de ciudadanía de la suscrita.
SC_2023_5331 SC_2023_5332	PROYECTOS: -BARÍ -ARHUACO	LIWE SOLAR UNO S.A.S	2025111009348 2	Certificado de existencia y representación legal
SC_2024_5993	4G Energía	4G ENERGÍA S.A.S	20251500095352 20251110095472	● Documentales -Documento UPME denominado Concepto técnico de no aprobación de ampliación UPME -Documento UPME denominado "Informe de Cálculo de Clasificación de Solicitudes de Conexión Atlántico" Partes 1, 2 y 5. -Documento AIR-E del 21 de agosto de 2024, denominado Pronunciamiento Transportador -Documento UPME. Resumen radicado del Proyecto 4G Energía de conexión definitiva. -Documento PHC. -Estudio técnico de conexión para aumento de capacidad 6,5 MW. -Informe de Validación Eléctrica para las Solicitudes de Conexión - Proyecto Autogeneración Unibol, emitido por la UPME, en el cual se aprueba la ampliación temporal de la capacidad de transporte para el proyecto

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Radicado	Anexos/Pruebas
				Autogeneración Unibol. -Concepto técnico de la firma PHC Servicios Integrados, el cual concluye que el aumento de la capacidad asignada y el cambio de tipo de conexión no implica aportes incrementales de corriente de cortocircuito. ● Testimonial Se solicita la práctica del siguiente testimonio: -<u>Pablo Corredor</u>, experto técnico, quien participó en la elaboración del Concepto Técnico adjuntado como prueba documental. El cual permitirá corroborar que la solicitud evaluada por la UPME no corresponde a un nuevo proyecto, sino a una ampliación sobre un activo existente.
SC_2023_5151	CARIBE I DE 9,9 MW	ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	20251500095612	-Certificado de existencia y representación legal de la sociedad ATLANTICA - HIC RENOVABLES S.A.S. -Resolución No. 000332 de 2025 con radicado 20251020003325 y radicado 20251520022223.
SC_2023_5153	CARIBE II DE 9,9 MW	ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	20251500095622	-Certificado de existencia y representación legal de la sociedad ATLANTICA - HIC RENOVABLES S.A.S. -Resolución No. 000332 de 2025 con radicado 20251020003325 y radicado 20251520022223.
SC_2023_5451	CARIBE III DE 9,9 MW	ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	20251500095632	-Certificado de existencia y representación legal de la sociedad ATLANTICA - HIC RENOVABLES S.A.S. -Resolución No. 000332 de 2025 con radicado 20251020003325 y radicado 20251520022223.
SC_2985	PARQUE EOLICO FLUVIAL RIO GRANDE LA MAGDALENA 99.90 MW	GRAND ENERGY S.A.S.	20251500095832 20251110096122 20251110183482	● Documental -Los actos administrativos relacionados en el presente recurso -Los documentos aportados en la solicitud de asignación de capacidad SC 2985.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Radicado	Anexos/Pruebas
				-La Resolución 6970 del 13 de diciembre de 2023 mediante la cual se otorgó la licencia ambiental al proyecto (la cual se adjunta). -Radicados de licencia ambiental ante la UPME No. 20251110083632, comunicado UPME No. 20251510044801 ● Prueba por oficio Se solicita a la UPME oficiar a Transelca, para que esta, en su calidad de transportador propietario del punto de conexión del Proyecto, para que certifique si dentro de su plan de inversiones de mejora de calidad de sus activos se encuentra el aumento de capacidad de interrupción del cortocircuito de la Subestación Nueva Barranquilla aprobadas en el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica, Tomo 1 Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional elaborado por la UPME; y la fecha estimada en que se realizaría la misma. ● Anexos -Certificado de existencia y representación legal de GRAND ENERGY S.A.S. -Copia del documento de identidad del representante legal de GRAND ENERGY S.A.S.
SC_2024_5969	PROYECTO SOL MALAMBO	PENTAENERGY S.A.S. E.S.P.	20251500095972 20251500095982	No presentó
SC_2023_5374	EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1	SOL DE LAS CIENAGAS S.A. E.S.P.	20251500096712 20251110096852	-Concepto técnico que incluya la metodología para la evaluación de la capacidad de corto circuito del proyecto. -Informe que detalle los parámetros eléctricos, los

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Radicado	Anexos/Pruebas
				escenarios de generación y demanda con valores exactos aplicados al modelo de red, especificando el modelo utilizado para estimar la capacidad por barra y zona, los niveles de cortocircuito correspondientes a la subárea y los argumentos que justifiquen la limitación de la capacidad de transporte para el proyecto.
SC_4046	CENTRO SOLAR FOTOVOLTAICO SABANALARGA I. 9.9 MW	INGENIERIA ALIADAS S.A.	20251500097502	- El certificado de existencia y representación legal de Ingenierías Aliadas S.A.S.; - Copia de la circular 052 de 2023 de la CREG con el formato de diligenciamiento; - Reporte de flexibilización de capacidad de cortocircuito en proyectos para el periodo 2022-2023.
SC_4124	SABANALARGA 1	GENERADORA CANTAYUS S.A.S. E.S.P.	20251500097512	- El certificado de existencia y representación legal de Cantayus S.A.S. - Copia de la circular 052 de 2023 de la CREG con el formato de diligenciamiento; - Reporte de flexibilización de capacidad de cortocircuito en proyectos para el periodo 2022-2023.
SC_4084	GALAPA 19.9 MW	SUNLI S.A.S.	20251110097602 20251500097672	-Certificado de Existencia y Representación Legal de la Compañía. - Copia de la Cédula de Ciudadanía de la Representante Legal. - Comprobante de recibido mediante correo electrónico de la Resolución UPME 332 de 2025. - Estudio de Conexión del Proyecto y su documento técnico soporte. - Documento técnico: desarrollo de argumentos técnicos inicialmente planteados para el recurso, que ha servido como base para la estructuración y fundamentación del presente documento. Adicionalmente, se solicita a la UPME que, en ejercicio de sus facultades administrativas y en caso de considerarlo necesario, requiera

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Radicado	Anexos/Pruebas
				información técnica adicional al Operador de Red para complementar el análisis y garantizar una decisión técnicamente fundamentada.
SC_3143	ASTRALEO	EDELMIRA SOLAR S.A.S.	2025150009768 2	Certificado de existencia y representación legal
SC_2641	LUMICA	MG 17 S.A.S.	20251500097692	Certificado de existencia y representación legal
SC_2935	OASIS	EDELMIRA SOLAR S.A.S.	20251500097702	Certificado de existencia y representación legal
SC_2901	RUGIDO A UN SOL	Don Jesús Solar S.A.S.	2025150009772 2	Certificado de existencia y representación legal
SC_3598	PARQUE SOLAR EL TOTUMO. 9.9 MW	SOLEK COLOMBIA SERVECES S.A.S	20251500116022	Análisis de cortocircuito - PARQUE SOLAR EL TOTUMO-

Por lo anterior, la Unidad mediante radicado UPME No. 20251020125141 del 25 de agosto de 2025, emitió auto *"Por medio del cual se resuelve sobre el decreto de pruebas del proyecto de generación 4G Energía de 6.5 MW"*. El cual, en su parte resolutive ordenó lo siguiente:

"ARTÍCULO PRIMERO: TÉNGASE como pruebas documentales todas las relacionadas en la parte considerativa del presente acto y mencionadas en el numeral 5.1 del escrito contentivo del recurso, otorgando a estas el valor procesal que legalmente le corresponda, por las razones expuestas en la parte considerativa de este auto.

ARTÍCULO SEGUNDO: NEGAR EL DECRETO de la prueba consistente "5.2 testimonios: (...) Pablo Corredor, experto técnico, quien participó en la elaboración del Concepto Técnico adjuntado como prueba documental (...)", por las razones expuestas en la parte considerativa de este auto.

(...)."

En la misma línea, la Unidad mediante radicado UPME No. 20251020125151 del 25 de agosto de 2025, emitió auto *"Por medio del cual se resuelve sobre el decreto de pruebas del proyecto de generación Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW."* mediante el cual se expresó en su parte resolutive lo siguiente:

"(...) ARTÍCULO PRIMERO: NEGAR EL DECRETO de la prueba consistente en "(a) Concepto técnico que incluya la metodología para la evaluación de la

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

capacidad de corto circuito del proyecto”, por las razones expuestas en la parte considerativa de este auto.

ARTÍCULO SEGUNDO: DECRETAR como prueba la información que reposa en la Ventanilla Única y que fue aportada por el interesado con la solicitud de conexión SC_3671 y complementada con SC_2023_5374.

ARTÍCULO TERCERO: DECRETAR la prueba por informe, la cual requiere preparar “(b) Un informe que detalle los parámetros eléctricos, los escenarios de generación y demanda con valores exactos aplicados al modelo de red, especificando el modelo utilizado para estimar la capacidad por barra y zona, los niveles de cortocircuito correspondientes a la subárea y los argumentos que justifiquen la limitación de la capacidad de transporte para el proyecto”, por las razones expuestas en la parte considerativa de este auto.

(...).”

En consecuencia, la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME remitió a la Oficina Asesora Jurídica (OAJ) mediante memorando con radicado UPME No. 20251520063353² del 19 de septiembre de 2025, un informe con las pruebas decretadas en el artículo tercero del auto con radicado UPME No. 20251020125151 del 25 de agosto de 2025. El cual fue remitido al recurrente el 20 de noviembre de 2025, trasladando el mismo por un término de 5 días hábiles, para que el interesado se pronunciará frente al informe. Vencido el término de traslado y verificado el sistema de gestión documental no se encontró pronunciamiento alguno por parte del promotor.

Ahora bien, con el fin de determinar si los medios de prueba aportados, como también los obrantes al interior de la actuación administrativa, satisfacen las exigencias de conducencia, pertinencia y utilidad, esta Unidad encuentra necesario evocar los conceptos aludidos, para así poder concluir sobre la admisibilidad de las pruebas que se pretenden incorporar.

Al respecto, la Sala Plena del Consejo de Estado se encargó de definir uno a uno los elementos aquí evaluados, señalando: “i) en la pertinencia de una prueba se debe revisar que la misma guarde relación con los hechos que se pretenden demostrar; ii) en la conducencia de una prueba se debe revisar que el medio probatorio propuesto sea adecuado para demostrar el hecho; para lo cual: a) el medio probatorio respectivo debe estar autorizado y no prohibido expresa o tácitamente por la ley; y b) el medio probatorio no debe estar prohibido en particular para el hecho que con él se pretende probar; iii) en la utilidad de una prueba se debe revisar que no sea manifiestamente superflua, es decir, que no tenga razón de ser, porque ya están probados los hechos o porque el hecho está exento de prueba; y iv) en la licitud de la prueba se debe revisar que no haya sido obtenida con violación de derechos fundamentales.”³

Por lo anterior, el análisis de las pruebas aportadas deberá realizarse atendiendo los conceptos previamente enunciados, es decir, la conducencia, pertinencia y utilidad. Estos requisitos, valga decir, son acumulativos y no optativos, es decir, que con la satisfacción de uno o dos de ellos la prueba no está llamada a

² El cual se anexa a la comunicación que de este acto administrativo se realice al promotor SOL DE LAS CIÉNAGAS S.A.S. E.S.P. o a quien haga sus veces, a través del correo electrónico notificacionescolombia@recurrentenergy.com (proyecto de Expansión PS Caracolí 1 de 9,9 MW)

³ CONSEJO DE ESTADO, SALA PLENA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO, SALA QUINCE ESPECIAL DE DECISIÓN, Consejero ponente: GUSTAVO EDUARDO GOMEZ ARANGUREN, Bogotá, D.C., diecisiete (17) de enero de dos mil once (2011). Radicación número: 25000-23-25-000-2007-01109-02(1732-10)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

satisfacer los requisitos de la norma, por el contrario, deben concurrir, en esa medida, tanto la conducencia, como la pertinencia y la utilidad en una prueba para que no sean objeto de la consecuencia señalada en el artículo 168 del Código General del Proceso, esto es, su rechazo de plano.

V. ANÁLISIS DE LOS RECURSOS DE REPOSICIÓN

En los escritos de impugnación, los recurrentes presentaron una serie de argumentos respecto a la motivación de la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado UPME No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025 que, en su parte resolutive decidió no solo emitir concepto sin capacidad aprobada para algunos proyectos, sino que, también determinó los proyectos viables priorizados y viables no priorizados.

No solo los resultados fueron objeto de objeción, sino también el trámite surtido por la Unidad para el análisis de las solicitudes de conexión de los proyectos en cuestión.

Al respecto, en este apartado, se realizará el análisis técnico y jurídico de las argumentaciones presentadas por los recurrentes, respuestas que serán dadas de acuerdo con los planteamientos iguales o similares, así:

5.1 Argumentos de GREEN ENERGY DS&E S.A.S, promotor del proyecto Parque Solar Dione 9,9 MW, el cual expresó:

- **"NO IGUALDAD DE CONDICIONES AL MOMENTO DE EVALUAR DOS PROYECTOS QUE PRESENTAN SOLICITUD EN UN MISMO PUNTO DE CONEXIÓN**

(...) De acuerdo con los resultados de asignación de capacidad presentados en el memorando UPME de radicado UPME No. 20251520022223 para el proyecto Dione se tiene:

Tabla 1. Resultados de asignación proyecto Dione 9,9 MW

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_4834_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4834_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

De acuerdo con la tabla anteriormente mostrada, el motivo por el cual el proyecto Parque Solar Dione 9,9 MW con código SC_4834 se encuentra que no satisface la capacidad excedente de cortocircuito y por lo tanto no viable por esta razón.

Sin embargo, realizando una revisión profunda del análisis de cortocircuito evaluado para el proyecto, se encuentra que las subestaciones de análisis en el apartado de cortocircuito son las mostradas en la siguiente tabla:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Tabla 2. Resultados de capacidad excedente de cortocircuito del proyecto Dione 9,9 MW (SC_4834_A2)

Subestación	Aporte de corriente de cortocircuito (kA)	Cumplimiento	FPO viable
Bolívar 220	0.002	NO SATISFACE	0
Bolívar 500	0.001	SATISFACE	2026
Caracolí 110	0.006	SATISFACE	2028
Caracolí 220	0.006	SATISFACE	2026
Centro 110	0.003	NO SATISFACE	0
Cordialidad 110	0.001	SATISFACE	2026
El Río 110	0.003	NO SATISFACE	0
El Río 220	0.005	NO SATISFACE	0
Estadio 110	0.003	NO SATISFACE	0
Flores 220	0.006	NO SATISFACE	0
Juan Mina 110	0.000	SATISFACE	2026
Las Flores 110	0.004	NO SATISFACE	0
Norte 110	0.000	SATISFACE	2026
Nv Baranóa 110	0.010	SATISFACE	2026
Nv Barranquilla 110	0.000	SATISFACE	2026
Nv Barranquilla 220	0.006	NO SATISFACE	0
Nva Galapa 110	0.000	SATISFACE	2026
Nva Magdalena 110	0.002	NO SATISFACE	0
Oasis 110	0.004	NO SATISFACE	0
Palermo 110	0.001	SATISFACE	2026
Sabanalarga 110	0.042	SATISFACE	2026
Sabanalarga 220	0.017	NO SATISFACE	0
Sabanalarga 500	0.003	SATISFACE	2026
Salamina EC 110	0.046	SATISFACE	2026
Tebesa 110	0.003	NO SATISFACE	0
Tebesa 220	0.008	NO SATISFACE	0
Tebesa II 110	0.000	SATISFACE	2026
Termoflores 110	0.004	NO SATISFACE	0
Unión 110	0.002	NO SATISFACE	0
Veinte Julio 110	0.001	SATISFACE	2026

Nuestra preocupación se encuentra en que los proyectos Pivijay I 5 MW con código SC_2937_A2 Y Pivijay 2 - 4,9 MW con código SC_2938_A2 presentan su alternativa de conexión de igual forma en la subestación Pivijay 13,8 kV, pero las subestaciones de análisis consideradas en el apartado de aportes de cortocircuito no presentan una igualdad de condiciones.

Al comparar la Tabla 2 y la Tabla 3 se observa que a pesar de que las tres solicitudes proponen la conexión en la subestación Pivijay 13,8 kV, estas no están siendo evaluadas de manera equitativa, por lo cual se solicita amablemente revisar el caso que permita igualdad a la hora de revisar los tres proyectos, ya que en caso de analizar los aportes de cortocircuito del proyecto Dione 9,9 MW (SC_4834_A2) en las subestaciones mostradas en la Tabla 3, este SATISFACE totalmente y debería ser priorizado.”

En atención al argumento anterior, es necesario precisar que, las alternativas correspondientes a los códigos SC_2937_A2 y SC_2938_A2, si bien se conectarían a la misma subestación, individualmente corresponden a capacidades inferiores a la solicitada por el código SC_4834 – proyecto Dione –, por lo que se espera un efecto de menor impacto en cuanto a los aportes de cortocircuito.

De otra parte, también es pertinente precisar que, en el procedimiento de evaluación de solicitudes, particularmente en la primera fase, donde se realizó la evaluación individual frente a las restricciones del sistema, se usó la información suministrada en los estudios de conexión, presentada por los promotores de los proyectos y, en este sentido debe ser claro que las diferencias en las subestaciones reportadas y los valores de aporte de cortocircuito no son un resultado de análisis o cálculo de la UPME, sino de la información suministrada.

Al respecto, es preciso destacar lo referido en el artículo 55 de la resolución CREG 075 del 2021:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

"ARTÍCULO 55. INFORMACIÓN PARA ANÁLISIS Y TOMA DE DECISIONES. La información suministrada por los interesados y agentes a quienes les aplica la regulación dispuesta en la presente resolución debe ser completa, veraz, transparente, oportuna, verificable, comprensible, precisa e idónea, en los términos establecidos en la normativa vigente para tal fin, de manera que permita y facilite su comparación, comprensión, análisis y uso por parte de los participantes del SIN en la presentación de solicitudes, elaboración de estudios y, en general, en la alimentación del sistema de información de la ventanilla única."

Dicho esto, es posible afirmar que, son los interesados los responsables de presentar la información que cumpla con las características exigidas por la regulación. Si bien, esto sugiere que los interesados podrían no reportar la totalidad de subestaciones en las que su proyecto tiene aportes de cortocircuito, no implica que el proceso de asignación sea desigual. Además, respecto a la información de aportes de cortocircuito utilizada por esta Unidad durante los análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, es importante aclarar que la Circular Externa UPME No. 057 de 2022, establece que:

"4.2.1 Veracidad de la información:

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

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

De lo citado se colige que, esta entidad realizó los respectivos análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, bajo los principios de buena fe y debido proceso, considerando que cada promotor presentó información veraz y confiable. Esta información es verificada por la Unidad como ente responsable de la asignación de capacidad de transporte, de acuerdo con los parámetros indicados en el procedimiento

En la misma línea, es menester mencionar lo establecido en la sección 6.4.1 del anexo de la Circular Externa UPME 057 del 2022:

"6.4.1 Paso 1. Asignación Fila 2

(...)

*3. Se realizará una **validación eléctrica de la asignación obtenida considerando de forma conjunta todos los proyectos que hayan tenido asignación de capacidad de transporte acorde al MACC, con el objetivo de confirmar la capacidad asignada obtenida.** Esta validación eléctrica tendrá como alcance los análisis solicitados en el estudio de conexión acorde a la Circular CREG 010 de 2022, o sus modificaciones y alcances, buscando que*

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

se respeten en todo momento los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad estipulados en el Código de Redes.”. (énfasis agregado)

De acuerdo con lo anterior, si bien un promotor puede omitir un resultado eléctrico en su estudio de conexión, la etapa de validación eléctrica a cargo de esta Unidad mostrará todos los impactos de cada proyecto priorizado, garantizando el principio de igualdad en el proceso de asignación. Aplicando siempre los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad.

- MEJORES BENEFICIOS REPORTADOS RESPECTO A PROYECTOS PRIORIZADOS EN LA MISMA SUBESTACIÓN.

"De acuerdo con las corridas realizadas por la MACC en cuanto al cálculo de beneficios de los proyectos cuya conexión se propone en la subestación Pivijay 13,8 kV, se puede evidenciar en la Tabla 4 que el proyecto con mejor desempeño y mejores beneficios es el proyecto con código SC_4834_A2 (proyecto Dione 9,9 MW)

(...)

Proyecto Dione 9,9 MW - SC_4834_A2			
Beneficio	Valor (COP/kWh)	Ponderador	Valor neto (COP)
BT_Confi	92119129.889	1.0	911979385.898
BT_Flex	91556280.667	1.0	906407178.606
B_Ambiental	91556280.667	0.3	271922153.582
EC_Mar	100143798.573	1.0	991423605.872
EC_Per	91406917.791	1.0	904928486.136
EC_RE	92477229.513	1.0	915524572.179
EC_RP	100143798.573	0.5	495711802.936

Para dar respuesta al presente argumento, es relevante recordar lo establecido en el literal b) del artículo 12 de la Resolución CREG 075 del 2021, donde se establece que:

"Para la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 se deberá tener en cuenta, entre otros, los siguientes criterios.

Para proyectos de conexión de generación:

(...)

b) Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada al sistema. Para este cálculo se tendrán en cuenta, entre otros, los beneficios incrementales por disminución de restricciones y pérdidas de energía y/o por mejoras en la confiabilidad y seguridad de la operación, debido a la conexión del proyecto, descontando los costos de la expansión requerida.

(...)"

En cumplimiento de lo anterior, la Unidad emitió la circular externa No. 057 del 2022 con la cual se establece el *Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1*. En dicho procedimiento se plantea la metodología para la valoración de los beneficios que cada proyecto aporta de manera individual al sistema, y para ello se tiene en cuenta el

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

beneficio económico por cada kW instalado en la cuantificación del *Beneficio neto* calculado para cada proyecto.

Como se presenta en el procedimiento antes referido, el cálculo de cada uno de los beneficios individuales se detalla en las secciones 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.4.6 y 5.4.7, que corresponden al cálculo del valor presente neto (VPN) de los beneficios asociados a la **capacidad del proyecto total solicitada** considerando todo el horizonte del proyecto. Lo anterior resulta en un valor de beneficios totales, correspondiente a los beneficios por año del proyecto. Este valor es utilizado en todo el horizonte de evaluación y corresponde a la base para la formulación del problema de optimización que constituye el MACC, tal y como se evidencia en la siguiente fórmula:

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

Donde, **B_{c,p,t}** corresponde al beneficio calculado para cada proyecto *p* del criterio *c* en unidades de (\$COP) y para cada año *t*. Por lo anterior, se entiende que los beneficios acumulados del proyecto corresponden a la sumatoria de los beneficios por año en todo el horizonte de evaluación.

En línea con lo anterior, debe señalarse que la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, es una entidad que se caracteriza por respetar los principios constitucionales, legales y regulatorios, por lo que responde también a los principios que dan cabal cumplimiento al debido proceso y procedimiento, informado mediante la Circular UPME 057 de 2022 -metodología aplicada-.

Igualmente, y en aras de aplicar el principio de transparencia se expidió y anexo el documento denominado "*Informe Resultados obtenidos en la Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para la subárea Atlántico*" que da cuenta de los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de evaluación de solicitudes tanto para el proyecto, como de su comparación con los otros proyectos que participaron por capacidad, bien en la misma barra, zona y subárea a fin de garantizar la mayor optimización de recursos y activos simulando el escenario con la información suministrada por los operadores de red y todos los promotores que expresaron el interés para la asignación de capacidad de transporte, razones suficientes para desvirtuar lo alegado por el promotor y confirmar el resultado reportado en la resolución aquí recurrida.

5.2 Argumentos de WE POWER LATAM S.A.S y LIWE SOLAR UNO S.A.S promotores de los proyectos que se relacionan a continuación:

El promotor WE POWER LATAM S.A.S, mediante radicado UPME No. 20251110088112 del 11 de abril de 2025, presentó recurso de reposición para los siguientes casos:

Tabla 6 proyectos promotor WE POWER LATAM S.A.S

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

CASO	CASO
SC_2023_5313	SC_2023_5319
SC_2023_5314	SC_2023_5320
SC_2023_5315	SC_2023_5321
SC_2023_5316	SC_2023_5322
SC_2023_5317	SC_2023_5323
SC_2023_5318	SC_2023_5343
SC_4916	SC_4917

En el mismo sentido, el promotor LIWE SOLAR UNO S.A.S, mediante radicado UPME No. 20251110093482 del 21 de abril de 2025, presentó recurso de reposición para los siguientes casos:

Tabla 7 proyectos promotor LIWE SOLAR UNO S.A.S

CASO
SC_2023_5331
SC_2023_5332

Ambos recurrentes coinciden en los argumentos expuestos, los cuales se atienden integralmente a continuación:

- **1. IGUALDAD DE CONDICIONES EN LOS CRITERIOS PARA LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE.**

"En los argumentos de la resolución recurrida que la evaluación de los proyectos se realiza frente a sus beneficios totales y no a sus beneficios por kW instalado, es un evidente desconocimiento a lo señalado en la Resolución CREG 075 de 2021, art 12, literal b, donde se plantea que el criterio de asignación es frente a las Beneficios por kW, que a continuación se transcribe:

"ARTÍCULO 12. CRITERIOS PARA LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE. Para la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 se deberá tener en cuenta, entre otros, los siguientes criterios.

Para proyectos de conexión de generación:

a) Los lineamientos previstos en los numerales 1 y 2 del artículo 4 de la Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía.

b) Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada al sistema. Para este cálculo se tendrá en cuenta, entre otros, los beneficios incrementales por disminución de restricciones y pérdidas de energía y/o por mejoras en la confiabilidad y seguridad de la operación, debido a la conexión del proyecto, descontando los costos de la expansión requerida.

c) Obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas. Para proyectos de conexión de usuarios finales. d) Obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas.

(...)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Así mismo, mediante la Circular No. 057 de 2022: "PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE SOLICITUDES DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD PARA PROYECTOS CLASE 1" en su literal 5.4 establece:

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

(...)

La UPME establece que la valoración de los beneficios se hace por Kw solicitado y no con los beneficios totales esto, con el objetivo de posicionar en una misma base a todos los proyectos y no darles ventaja a los proyectos de gran magnitud.

Además de la circular precitada, durante el año 2022 la autoridad realiza socializaciones sobre la metodología de la asignación de capacidad de transporte, dichas socializaciones están en la cuenta oficial de la plataforma YouTube de la UPME, donde expresamente se cita que:

"para maximizar el uso de recursos disponibles se debe tener en cuenta lo siguientes criterios: la asignación a través de criterios económicos, el mayor beneficio neto por kW y la obtención de licenciamiento ambiental UPME"

Para atender el presente argumento, es importante indicar que, de acuerdo con lo establecido en el literal b) del Artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, el proceso de asignación de capacidad de transporte se fundamenta en la evaluación del mayor beneficio neto por kW de **capacidad de transporte solicitada**. Esto implica que el beneficio de cada uno de los criterios analizados en el proceso debe considerar la capacidad total de transporte solicitada, con el objetivo de reflejar el impacto integral del proyecto en el sistema eléctrico.

La aplicación de este criterio de evaluación está reglamentada en el procedimiento descrito en la Circular UPME No. 057 de 2022, en la cual se define la función objetivo que optimiza la asignación de capacidad de transporte. Conforme a dicho procedimiento, esta metodología *"busca maximizar el beneficio total obtenido por la conexión de los nuevos proyectos, menos los costos asociados a las obras de expansión que son necesarias para viabilizar dichas conexiones"*.

A continuación, se presenta la formulación correspondiente:

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

En este sentido, es importante mencionar que $B_{c,p,t}$ representa el beneficio calculado para cada proyecto p en relación con el criterio c , expresado en pesos colombianos (\$COP). Esta unidad base permite realizar una comparación objetiva entre distintos proyectos, tales como obras de expansión y proyectos de generación, asegurando la coherencia en el análisis de los beneficios dentro del proceso de asignación de capacidad de transporte.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Es relevante recordar que, este criterio fue expuesto en la "Tercera Jornada de Socialización de Solicitudes de Conexión", cuya grabación se encuentra disponible en el siguiente enlace:
<https://www.youtube.com/watch?v=Kf9ge7xxMXM>

Así mismo, la documentación relacionada fue sometida a consulta pública mediante las siguientes circulares emitidas por la Unidad de Planeación Minero Energética:

- Circular UPME 037 de 2022
- Circular UPME 047 de 2022
- Circular UPME 051 de 2022
- Circular UPME 057 de 2022

En línea, la función objetivo de este proceso, está diseñada para maximizar los **beneficios totales** calculados de cada proyecto, considerando un bono adicionalmente por el estado de avance de los trámites ambientales. Este enfoque permite valorar de manera integral el impacto de cada proyecto en el SIN y garantizar la eficiencia en la asignación de capacidad de transporte, aplicando el criterio en el cual puede observarse en la parte resaltada de la función objetivo, donde se refleja el peso asignado a los diferentes factores evaluados, así:

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

Teniendo en cuenta que, el conjunto C corresponde al grupo de criterios de evaluación establecidos en la Tabla 5-1 del Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1, el término antes mencionado puede expresarse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} B_p^{Totales+Bono} &= \sum_{c \in C} W_c \cdot B_{c,p} \\ &= W_1 \cdot B_p^{Res} + W_2 \cdot B_p^{PB} + W_3 \cdot B_p^{Perd} + W_4 \cdot B_p^{Conf} + W_5 \cdot B_p^{Flex} + W_6 \cdot B_p^{EM} + W_7 \\ &\quad \cdot PBTA_p \end{aligned}$$

Por otra parte, en la Sección 5.4, "Valoración de los Beneficios", del Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1, y en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular Externa No. 057 de 2022, se establece que la valoración de los beneficios individuales debe realizarse mediante la siguiente ecuación:

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

La cual se puede simplificar como se presenta a continuación:

$$\frac{B_p^{netos}}{CP_p} = \frac{B_p^{Totales+Bono}}{CP_p} = \frac{B_p^{totales} + PBTA_p}{CP_p}$$

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Esta ecuación, tomada de la Sección 5.4 del procedimiento de asignación, sirve como base para la valoración de los beneficios que se obtienen de un proyecto, para determinar su viabilidad, dado que permite cuantificar el beneficio económico por kW instalado. No obstante, mediante un desarrollo matemático y aplicando una simplificación de la fórmula, se puede establecer que los beneficios netos del proyecto, tal como se evidencian y se emplean dentro de la función objetivo del problema de optimización, corresponden a:

$$\begin{aligned} CP_p \cdot \frac{B_p^{netos}}{CP_p} &= CP_p \cdot \frac{B_p^{Totales+Bono}}{CP_p} = CP_p \cdot \frac{B_p^{totales} + PBTA_p}{CP_p} \\ CP_p \cdot \frac{B_p^{netos}}{CP_p} &= B_p^{Totales+Bono} = B_p^{totales} + PBTA_p \\ B_p^{netos} &= B_p^{Totales+Bono} = B_p^{totales} + PBTA_p \end{aligned}$$

En este contexto, se consideran los beneficios totales del proyecto $B_p^{totales}$, los cuales corresponden a la suma de los beneficios individuales ponderados por la capacidad total del proyecto, llevados a una base de energía, tal como se detalla en las Secciones 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.4.6 y 5.4.7 del procedimiento de evaluación. Adicionalmente, en este cálculo se incorpora el bono adicional por el estado de los trámites ambientales del proyecto $PBTA_p$, asegurando que el impacto de cada solicitud se refleje de manera precisa dentro del proceso de optimización.

Como se evidencia en las secciones mencionadas, los beneficios totales del proyecto son ponderados en función de la capacidad total solicitada, garantizando que la evaluación refleje con precisión la contribución de cada proyecto al Sistema Interconectado Nacional. A continuación, se presenta un ejemplo que ilustra esta metodología:

$$\begin{aligned} B_p^{EM} &= VPN \left[\sum_{k=0}^n EMA_n \cdot (FE_{sistema} - FE_{proyecto}) \cdot C_{EM} \right] \\ EMA_n &= CP_p \cdot 8760 \cdot \text{Factor de planta} \end{aligned}$$

En la fórmula anterior, los beneficios del proyecto p, asociados a las emisiones evitadas B_p^{EM} se calculan a partir de la diferencia en el factor de emisiones del sistema y la energía media anual estimada (EMA_n). Esta última variable toma en cuenta la capacidad total solicitada (CP_p) de cada proyecto de manera individual.

En este orden de ideas, el principio de igualdad ha sido adoptado como fundamento esencial en el modelo MACC, el cual ha sido diseñado para garantizar la igualdad de condiciones en la asignación de capacidad de transporte dentro del Sistema Interconectado Nacional. Dicho modelo busca asegurar que todos los proyectos de generación sean evaluados bajo los mismos criterios técnicos y metodológicos, sin ventajas arbitrarias o tratamientos diferenciados.

A su vez, es importante precisar que, el modelo MACC no solo considera los beneficios netos y totales de los proyectos, sino que también permite optimizar la capacidad de conexión disponible en el sistema y, a su vez, maximizar los beneficios que percibirá el SIN con la entrada de nuevos proyectos de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

generación; adicional, toma elementos técnicos y estratégicos que aseguran una evaluación integral. Entre estos, se destacan el análisis de emisiones evitadas, la capacidad instalada y los trámites medioambientales, que se combinan para determinar con precisión la contribución de cada propuesta al SIN.

Esta metodología permite conocer el impacto y viabilidad de cada proyecto dentro del sistema, asegurando así la estabilidad y confiabilidad de este.

Por otro lado, en el marco de este proceso, el principio de veracidad de la información ha sido un elemento esencial para garantizar la confiabilidad y equidad en la asignación de capacidad de transporte. Es así como, la Circular CREG 047 de 2023 refuerza este principio al establecer requisitos específicos sobre la información que debe incluirse en los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de los proyectos de generación, garantizando que cada solicitante proporcione datos precisos y comprobables, lo que evita distorsiones en el proceso de asignación y fortalece la transparencia del mismo.

De igual manera, la Circular UPME 083 de 2024 consolidó los resultados del Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024 y del Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones para cada subárea - 2024, asegurando que la información técnica validada sustentara la toma de decisiones en materia de asignación de capacidad de transporte. La publicación de estos datos permite verificar que todos los proyectos hayan sido evaluados bajo criterios homogéneos y verificables, eliminando cualquier posibilidad de trato preferencial o discriminación injustificada. Información que fue publicada por la Unidad y a la que se puede acceder a través del siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024-2/>

En virtud de lo anterior, el principio de igualdad, en este caso frente a las condiciones en la asignación de capacidad de transporte, ha sido aplicado y respetado, toda vez que las decisiones adoptadas se han basado en información técnica verificada y en procedimientos previamente definidos en la regulación vigente, es así como la aplicación del principio de veracidad de la información ha permitido asegurar que todos los solicitantes fueran evaluados bajo criterios y objetivos uniformes, evitando distorsiones o privilegios indebidos en la asignación de capacidad.

En consecuencia, la Unidad ha realizado sus actuaciones conforme a los principios de legalidad, equidad, debido proceso, buena fe y transparencia, y en aras de dar cumplimiento a los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio para el sistema eléctrico, garantizando que la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional se lleve a cabo en un marco de competencia justa.

Por otro lado, los recurrentes plantean el siguiente argumento:

- **INCONSISTENCIA EN LA EVALUACIÓN DE BENEFICIOS ACUMULADOS Y ANUALES.**

"En los informes de clasificación de conexión de cada subárea se identifican dos conceptos que no se encuentran previstos en la metodología de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

asignación: beneficios anuales y beneficios acumulados. De acuerdo con dichos informes, la evaluación de las alternativas de conexión se realiza con base en los beneficios acumulados, dado que el análisis conjunto de la alternativa de conexión (no priorizada) se fundamenta en este criterio. (...)

El procedimiento de evaluación establece que, para cada beneficio, se debe calcular el Valor Presente Neto (VPN), el cual se define como un indicador financiero que refleja la riqueza adicional generada por un proyecto luego de cubrir todos sus costos en un horizonte temporal determinado. En este caso particular, el procedimiento fija un período de 15 años para dicha evaluación.

Bajo esta perspectiva, el valor presentado como beneficios por año resulta incoherente, ya que el proyecto no genera estos beneficios de manera anual, sino a lo largo del período total de evaluación. Asimismo, el valor indicado como beneficios acumulados se muestra incongruente con el enfoque metodológico y la lógica financiera del VPN, lo que podría derivar en errores sustanciales en la evaluación y priorización de las alternativas de conexión.

Frente a este argumento, es pertinente reiterar que, conforme a lo dispuesto en el literal b) del artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, el proceso de asignación de capacidad de transporte se sustenta en la evaluación del mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte requerida.

Igualmente, es necesario hacer referencia a lo dicho en los párrafos segundo al séptimo de la respuesta inmediatamente anterior, haciendo énfasis en las fórmulas allí detalladas.

Ahora bien, los beneficios totales (B_p^{netos}) representan la sumatoria de los factores de ponderación de cada uno de los beneficios evaluados por los beneficios técnicos y económicos que aporta la conexión del proyecto de generación al sistema, los cuales se detallan en las secciones 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.4.6 y 5.4.7 del procedimiento de evaluación, y cuyas ecuaciones de las valoraciones económicas respectivas son los siguientes:

- Beneficios por emisiones evitadas de CO2:

$$B_p^{EM} = VPN \left[\sum_{k=0}^n EMA_n \cdot (FE_{sistema} - FE_{proyecto}) \cdot C_{EM} \right]$$
$$EMA_n = CP_p \cdot 8760 \cdot \text{Factor de planta}$$

- Beneficio por restricciones:

$$B_p^{Res} = VPN [EMA \cdot PB_{promedio} \cdot \text{Factor}R_p]$$
$$\text{Factor}R_l = \frac{PB_{promedio} - PO_l}{PB_{promedio}}$$

- Reducción por precio de bolsa:

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

- Beneficio por reducción de pérdidas:

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

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

- Beneficio económico por aumento en la confiabilidad:

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

$$ENFICC_p = EMA_p \cdot VEF_p$$

- Beneficio económico por mejora en la flexibilidad:

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

$$Flex\% = \frac{0,5 \cdot (p_p^{max} - p_p^{min}) + 0,5 \cdot (Ramp \cdot \Delta t)}{p_p^{max}} + 0,2 \cdot \left(1 - \frac{t_{arranque}}{60} \right)$$

En ese sentido, y con base en la información y resultados suministrados por la Unidad, se evidencia que la UPME, en aplicación del procedimiento vigente, incorporó los valores presentes netos —VPN— dentro del horizonte de análisis correspondiente para cada uno de los beneficios evaluados. En consecuencia, la actuación de la Unidad se ajustó a los principios, criterios y procedimientos establecidos en el marco regulatorio aplicable al proceso.

En línea, los promotores allegaron el argumento de:

-INDEBIDA EVALUACIÓN DE CORTOCIRCUITO Y SUBESTACIONES EVALUADAS.

El informe de clasificación revela que cada solicitud ha sido evaluada en diferentes subestaciones, lo cual se evidencia en la Tabla 2, que presenta las subestaciones evaluadas para cada solicitud viable, así como el número total de subestaciones analizadas en la quinta fila.

De acuerdo con esta tabla, se observa que el conjunto de evaluaciones no es homogéneo, lo que conlleva a una evaluación desigual de las solicitudes presentadas. Para esta área, hay proyectos que incluso evaluaron solo una subestación, algo inusual para un estudio de conexión de plantas de generación. Una situación preocupante es que solicitudes descartadas por la restricción de cortocircuito han sido evaluadas en muchas más subestaciones, siendo rechazadas con base en subestaciones que las solicitudes priorizadas ni siquiera evaluaron. (...)

Al respecto, es preciso destacar lo mencionado por el artículo 55 de la Resolución CREG 075 del 2021, la cual se transcribe a continuación:

"ARTÍCULO 55. INFORMACIÓN PARA ANÁLISIS Y TOMA DE DECISIONES. La información suministrada por los interesados y agentes a quienes les aplica la regulación dispuesta en la presente resolución debe ser completa, veraz, transparente, oportuna, verificable, comprensible, precisa e idónea, en los términos establecidos en la normativa vigente para tal fin, de manera que permita y facilite su comparación, comprensión, análisis y uso por parte de los participantes del SIN en la presentación de solicitudes, elaboración de estudios y, en general, en la alimentación del sistema de información de la ventanilla única."

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Dicho esto, es del caso reiterar que son los interesados los responsables de presentar información que cumpla con las características exigidas por la regulación. Si bien, esto sugiere que los interesados podrían no reportar la totalidad de subestaciones en las que su proyecto tiene aportes de cortocircuito, pero no implica que el proceso de asignación sea desigual. Además, respecto a la información de aportes de cortocircuito utilizada durante los análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, se recuerda a quienes recurren que los informes son los allegados por los promotores, acorde con la Circular Externa UPME No. 057 de 2022, que establece:

"4.2.1 Veracidad de la información:

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

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

De la norma citada se colige que, la Unidad realizó los respectivos análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, partiendo desde el principio fundamental de la buena fe, considerando que cada promotor de cada proyecto que solicitó capacidad de transporte presentó información veraz y confiable.

En línea, la Unidad considera pertinente hacer referencia a lo establecido en el numeral 3 de la sección 6.4.1 del anexo de la circular externa UPME 057 del 2022 para brindar mayor claridad frente al planteamiento de los recurrentes:

"6.4.1 Paso 1. Asignación Fila 2

(...)

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

De acuerdo con lo expresado, es importante resaltar que, aunque un promotor eventualmente omita algún resultado eléctrico en su estudio de conexión, la Unidad realiza la revisión técnica para la verificación de datos. Este proceso, a cargo de la UPME, permite identificar y mostrar todos los impactos asociados a cada uno de los proyectos priorizados dentro del análisis. De este modo, se asegura que el procedimiento de asignación de capacidad de transporte se lleve a cabo bajo el principio de igualdad para todos los interesados en la asignación.

Por otro lado, los recurrentes plantean el siguiente argumento:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

- INDEBIDA EVALUACIÓN DE CORTOCIRCUITO Y VALORES DE CORTOCIRCUITO.

"En la Tabla 2 se muestran los valores reportados de cortocircuito de las solicitudes Viables. Se observa que en varios casos los valores son de 0kA. Esta situación puede darse en algunas de las subestaciones evaluadas que están eléctricamente muy alejadas de la solicitud de generación. Sin embargo, es atípico que el aporte sea cero en tantas subestaciones, en particular el proyecto SC_20245883_A2, el cual solicita una capacidad de 80 MW y reporta aportes de 0 kA en todas las subestaciones analizadas incluida la subestación en la que se conecta, situación que no es común para ningún proyecto independiente de su capacidad. (...)

Se solicita a la UPME evaluar en qué casos los valores de los resultados de los estudios de conexión son atípicos y solicitar las aclaraciones pertinentes a los promotores. Así mismo, en caso de que se encuentre que se está utilizando un método diferente de evaluación o una tecnología para limitar o mejorar las características de las solicitudes, se especifique estas en la evaluación de las solicitudes y así poder entender esos valores."

Además, los promotores cuestionan y argumentan los siguientes planteamientos respecto a las **CONDICIONES DE CORTO** en las siguientes subestaciones (el promotor LIWE SOLAR UNO S.A.S, planteó su cuestionamiento frente a la subestación CAMPO DE LA CRUZ 34.5/13.8):

COMPARACIÓN CORTO EN SUBESTACIÓN ARROLLO DE PIEDRA 34.5/13.8

"EL PROMOTOR presentó cinco solicitudes de conexión a la subestación Arrollo de Piedra de las cuales ninguna fue viabilizada técnicamente por no satisfacer la condición de cortocircuito. No obstante, de acuerdo con la priorización del área de Atlántico se observa que en esta subestación tres proyectos son viables y dos de estos fueron priorizados.

(...)

Se solicita a la UPME que haga una evaluación homogénea de estas solicitudes, es decir que evalúe los proyectos priorizados y viabilizados en por lo menos las 29 subestaciones evaluadas por los proyectos de EL PROMOTOR o que evalúe los proyectos de EL PROMOTOR, y las demás solicitudes de hechas en la subestación Arrollo de Piedra, en la subestación Sabanalarga 220, únicamente. Así mismo, que se solicite la verificación de esos resultados a los promotores de los proyectos viabilizados y priorizados en esta subestación ya que sus valores son atípicos, en caso de que hayan sido evaluados con una metodología especial o que tengan planteada alguna tecnología que limite el aporte de corto que sea especificada en la evaluación realizada por la UPME para entender los valores reportados. (...)"

-COMPARACIÓN CORTO EN SUBESTACIÓN CAMPOALEGRE 34.5/13.8

"(...)

Se solicita a la UPME que se solicite la verificación de esos resultados al promotor de el proyecto priorizado ya que sus valores son atípicos, en caso de que hayan

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

sido evaluados con una metodología especial o que tengan planteada alguna tecnología que limite el aporte de corto que sea especificada en la evaluación realizada por la UPME para entender esos valores. (...)”

-COMPARACIÓN CORTO EN SUBESTACIÓN CAMPO DE LA CRUZ 34.5/13.8

“(...)”

Se solicita a la UPME que haga una evaluación homogénea de estas solicitudes, es decir que evalúe los proyectos priorizados y viabilizados en por lo menos las 29 subestaciones evaluadas por los proyectos de EL PROMOTOR, o que evalúe el aporte a cortocircuito, de las solicitudes presentados en la subestación Campo de la Cruz, en la subestación Sabanalarga 220, únicamente. Así mismo, que se solicite le verificación de esos resultados de cortocircuito a los promotores de los proyectos viabilizados y priorizados en la subestación Campo de la Cruz, ya que sus valores son atípicos, en caso de que hayan sido evaluados con una metodología especial o que tengan planteada alguna tecnología que limite el aporte de corto que sea especificada en la evaluación realizada por la UPME para poder entender esos valores.”

Para atender los anteriores argumentos, y de acuerdo con la línea de planteamiento propuesta por los promotores, es dable remitir a la respuesta inmediatamente anterior, ya que, bajo estos mismos argumentos y premisas, además de los artículos citados, se desata la controversia frente a estos planteamientos.

Igualmente, se reitera que, la revisión técnica y eléctrica está en manos de esta Unidad, a la cual le corresponde mostrar los impactos de cada proyecto priorizado, garantizando igualdad en el proceso de asignación.

Por otro lado, se procede a dar desarrollo a lo planteado por los recurrentes en su argumento octavo, donde refiere los siguiente:

-EMISIÓN DE CONCEPTOS SIN CAPACIDAD APROBADA DESCONOCIENDO EL PROCESO DE VALIDACIÓN ELÉCTRICA DE PROYECTOS.

“De acuerdo con la resolución UPME 1219 de 2024, en el artículo 3 se determina que se emitirá concepto sin capacidad aprobada a los proyectos que no salieron priorizados en el marco del análisis del modelo MACC. Sin embargo, el procedimiento de evaluación MACC, publicado mediante la circular UPME 057 de 2022, Numeral 6.4.1 Paso 1. Asignación Fila 2, señala en el numeral 3:

(...)”

De lo anterior se puede deducir que si la validación eléctrica no es satisfactoria se deberá quitar del modelo los proyectos que afecten de manera negativa al modelo y después de esto volver a ejecutar el modelo. Esta interpretación coincide con la interpretación hecha por la UPME en la Quinta jornada de socialización del procedimiento, el cual se puede encontrar en el canal oficial de la UPME, revisar entre los tiempos 0:59:57 y 1:04:00. De acuerdo con lo señalado ahí por la UPME solo se ratifica la asignación hasta que la validación eléctrica es satisfactoria y se iterará el modelo MACC en caso de que esta no lo sea.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

En este sentido se solicita a la UPME a no emitir conceptos sin capacidad aprobada sin que se haya llevado a cabo el proceso de validación eléctrica de los proyectos priorizados."

En respuesta a lo planteado, es importante precisar que, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Circular Externa UPME No. 057 de 2022, la validación eléctrica se realiza únicamente con los proyectos que han sido priorizados tras la ejecución del MACC. Esto se detalla en el siguiente extracto de la sección 6.4.1 del procedimiento:

"(...) Se realizará una validación eléctrica de la asignación obtenida considerando de forma conjunta todos los proyectos que hayan tenido asignación de capacidad de transporte acorde al MACC, con el objetivo de confirmar la capacidad asignada obtenida (...)" (énfasis agregado)

Con base en lo anterior, los proyectos clasificados como **NO VIABLES** no son objeto de validación eléctrica, ya que no superan la priorización preliminar establecida por el MACC, toda vez que incumplen las restricciones individuales del modelo. En este sentido, dichos proyectos quedan automáticamente excluidos del análisis de viabilidad, puesto que, desde el inicio del proceso, se determina que la red se encuentra agotada en las condiciones de expansión consideradas.

La evaluación de los proyectos priorizados dentro del modelo MACC no solo busca garantizar la asignación eficiente de capacidad de transporte, sino también adherirse a los principios fundamentales que rigen la función administrativa como igualdad, moralidad, eficacia, imparcialidad y publicidad. Por lo que, realizar el engranaje adecuado preciso de este proceso asegura que las decisiones adoptadas sean técnicamente sólidas y legalmente sustentadas.

Por lo tanto, la implementación de la validación eléctrica como etapa final del análisis confirma la aplicación de estos valores, dado que su propósito radica en confirmar la viabilidad técnica de los proyectos seleccionados, excluyendo aquellos que no cumplen con las restricciones del modelo. Este enfoque permite que los recursos disponibles sean asignados de manera óptima, sin comprometer los parámetros de expansión establecidos.

Adicionalmente, es importante destacar que la validación eléctrica tiene el propósito de ratificar la asignación de capacidad de transporte únicamente para los proyectos priorizados. Si bien durante este proceso pueden descartarse uno o varios proyectos previamente priorizados, lo cierto es que aquellos clasificados como **NO VIABLES** no son parte del espacio óptimo de asignación de capacidad. Esto se debe a que su incumplimiento de restricciones individuales impide su consideración dentro del modelo, lo que los ubica en la denominada "fila 1" del proceso.

Así mismo, cabe resaltar que los conceptos emitidos hasta la fecha corresponden exclusivamente a proyectos con capacidad no asignada, debido a las restricciones individuales, o bien a proyectos que han sido priorizados y que, por lo tanto, ingresan al proceso de validación eléctrica conforme a lo estipulado en la Circular Externa UPME 057 de 2022. En este contexto, la confirmación de la

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

asignación para los proyectos aprobados sólo se consolidará una vez completada satisfactoriamente la validación eléctrica.

Por lo tanto, la emisión de conceptos sin capacidad aprobada se encuentra alineada con la normativa vigente y el procedimiento definido y explicado en líneas anteriores, garantizando el cumplimiento de los criterios técnicos y regulatorios establecidos en la normativa y regulación aplicable.

5.3 Argumentos de GENERADORA DEL VALLE S.A.S, promotor del proyecto Solar Costa 1 9.9 MW, el cual expresó:

El promotor Generadora del Valle S.A.S., mediante comunicación radicada en la UPME bajo el número 20251110092432 del 21 de abril de 2025, interpuso recurso de reposición frente a la Resolución UPME No. 000332 de 2025, con el propósito de controvertir los resultados obtenidos para los siguientes casos:

- SI NO SE ENCUENTRAN RESTRICCIONES, SE ENTIENDE QUE LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD PROPUESTA POR EL MACC ES VIABLE, FACTIBLE Y COMPLETA.

*"En este aspecto no se comprende por parte de **GENERADORA DEL VALLE S.A.S.**, con sustento en los criterios antes indicados, la razón por la cual la **UPME** descarta el proyecto **Costa 1**, dadas las restricciones indicadas por el Operador de Red en la Subestación y que de acuerdo a los criterios anteriores, al ser un único proyecto de 9.9 MW conforme lo señalado en el ii) y iii) se haya priorizado dos proyectos que suman la misma capacidad en la misma subestación al mismo nivel de cortocircuito y que como se muestra a continuación:*

(...)

En esta parte es importante indicar que el Operador de Red en su escrito informó que para la Subestación Arroyo de Piedra se requiere expansión como se indicó en el numeral Tercero del presente acápite de Antecedentes y como se muestra a continuación:

"De conformidad con lo expresado anteriormente, AIR-E S.A.S. E.S.P., considera que es viable técnicamente la conexión del proyecto de generación COSTA 1 de acuerdo con la alternativa de conexión 1 y 2 presentada por el interesado.

Finalmente, el proyecto de Generación COSTA 1 presentado por el promotor

*GENERADORA DEL VALLE S.A.S., **No tiene viabilidad de espacio físico para alternativa 1 en Subestación Arroyo de Piedra.** (Subrayas y negrillas fuera de texto)."*

(...)"

El principio de igualdad ha sido adoptado como fundamento esencial en el modelo MACC, el cual ha sido diseñado para garantizar la igualdad de condiciones en la asignación de capacidad de transporte dentro del Sistema Interconectado Nacional. Dicho modelo busca asegurar que todos los proyectos

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

de generación sean evaluados bajo los mismos criterios técnicos y metodológicos, sin ventajas arbitrarias o tratamientos diferenciados.

Es así que, la Resolución CREG 075 de 2021 fija los lineamientos regulatorios para la asignación de capacidad de transporte, estableciendo que los procedimientos de asignación deben ejecutarse con base en criterios verificables y medibles, aplicables a todos los solicitantes sin distinción alguna, por lo que el modelo MACC permite optimizar la capacidad de conexión disponible en el sistema y, a su vez, maximizar los beneficios que percibirá el SIN con la entrada de nuevos proyectos de generación.

El modelo MACC ha sido estructurado sobre la base del informe presentado a la UPME por la consultoría USAENE – RIGHTSIDE – GERS, titulado "*Elaboración de un modelo de optimización para la priorización de nuevos proyectos de generación y la asignación de capacidad de transporte*". Este modelo no solo evalúa los proyectos de generación individualmente, sino que también tiene la capacidad de determinar si es óptimo construir una obra de transmisión para viabilizar la conexión de dichos proyectos, asegurando así la estabilidad y confiabilidad del sistema.

En el marco de este proceso, el principio de veracidad de la información ha sido un elemento esencial para garantizar la confiabilidad y equidad en la asignación de capacidad de transporte. Tan es así que, la Circular CREG 047 de 2023 refuerza este principio al establecer requisitos específicos sobre la información que debe incluirse en los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de los proyectos de generación, garantizando que cada solicitante proporcione datos precisos y comprobables, lo que evita distorsiones en el proceso de asignación y fortalece la transparencia de este.

De igual manera, la Circular UPME 083 de 2024 consolidó los resultados del Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024 y del Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones para cada subárea - 2024, asegurando que la información técnica validada sustentara la toma de decisiones en materia de asignación de capacidad de transporte. La publicación de estos datos permite verificar que todos los proyectos hayan sido evaluados bajo criterios homogéneos y verificables, eliminando cualquier posibilidad de trato preferencial o discriminación injustificada. Información que fue publicada por la Unidad y a la que se puede acceder en el siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024-2/>

En virtud de lo anterior, la igualdad de condiciones en la asignación de capacidad de transporte ha sido plenamente respetada, toda vez que las decisiones adoptadas se han basado en información técnica verificada y en procedimientos previamente definidos en la regulación vigente, es así como la aplicación del principio de veracidad de la información ha permitido asegurar que todos los solicitantes fueran evaluados bajo criterios objetivos y uniformes, evitando distorsiones o privilegios indebidos en la asignación de capacidad.

En consecuencia, la Unidad ha actuado conforme a los principios de legalidad, equidad y transparencia, garantizando que la asignación de capacidad de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

transporte en el Sistema Interconectado Nacional, se lleve a cabo en un marco de competencia justa y reglas claras, en el que cada agente sea evaluado exclusivamente con base en información que se presume real y comprobable, asegurando de esta manera que, el proceso de asignación de capacidad de transporte responda a los principios de eficiencia, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, contribuyendo a un desarrollo ordenado del sector y a la estabilidad de la infraestructura de transmisión de energía.

Por otro lado, el recurrente plantea la siguiente solicitud:

- SE SOLICITA A LA UPME SE SIRVA PRIORIZAR EL PROYECTO COSTA 1.

"Se solicita a la UPME se sirva priorizar el proyecto Costa 1 con capacidad de 9.9 MW, y en consecuencia lo ponga a competir con los demás proyectos que fueron priorizados en

la Subestación Arroyo de Piedra, y cuya sumatoria es la misma del proyecto Costa 1.

La anterior solicitud se hace en atención a lo señalado en el procedimiento de evaluación de la Sección 6.4 de la Circular Externa 0057 de 2022. De acuerdo con lo enunciado anteriormente, no es claro el análisis efectuado por parte de la UPME, con relación a las alternativas y proyectos priorizados; toda vez que:

- Proyecto Costa 1: 9.9 MW, Alternativa de conexión 1, Subestación Arroyo de Piedra en 34,5 kV, es un proyecto que con la capacidad solicitada cumple con la capacidad hasta ahora priorizada en esta subestación y en atención a lo señalado en el numeral 6.4.1, ítem 3, literal a) del Procedimiento de Evaluación de la Circular Externa 0057 de 2022, debe ser priorizado y en consecuencia competir con los dichos proyectos en la asignación de capacidad después de correr el MACC nuevamente.*

Sin embargo, la UPME priorizo dos proyectos cuya sumatoria es la misma que el proyecto Costa 1, en la misma subestación, y lo cual dará lugar a la disposición de nuevos espacios físicos en la misma subestación y más líneas de conexión."

La Unidad encuentra procedente reiterar que ha adelantado el proceso de asignación de capacidad de transporte en su ciclo 2 dando cumplimiento a los procedimientos técnicos establecidos tanto en la Resolución CREG 075 de 2021 y sus modificaciones, así como en la Resolución UPME No. 528 de 2021 y el "PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE SOLICITUDES DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD PARA PROYECTOS CLASE 1" adoptado con la Circular Externa UPME No.57 de 2022. Luego, igualmente se reitera que el avance y las definiciones en cumplimiento de la ejecución del proceso de asignación de capacidad de transporte – Ciclo 2, realizados por parte de esta Unidad, se ilustraron de manera detallada, tanto en la parte considerativa, como a la parte resolutive de la Resolución No. 332 del 4 de abril de 2025 (Radicado: 20251020003325) "Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea de Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones."

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Es preciso indicar que en la Resolución UPME No. 332 de 2025 en su parte considerativa se hace un recuento de la aplicación y los resultados de los procedimientos establecidos, tanto en el artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 221 como de su correspondiente desarrollo en el artículo 17 de la Resolución UPME 528 de 2021 y el "PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE SOLICITUDES DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD PARA PROYECTOS CLASE 1" adoptado con la Circular UPME No.57 de 2022. Al efecto, se puede verificar en las páginas 2 a 7 de la Resolución UPME No. 332 de 2025 que, con base en las normas antes señaladas, se ilustra la aplicación del procedimiento en sus fases, secuencias y pasos, para luego igualmente indicar el estado de avance y los resultados mediante tablas y referencia a documentos publicados por esta Unidad, contenido y referencias que en conjunto hace parte de la efectiva motivación de las decisiones finalmente contenidas en la aludida Resolución UPME 332 de 2025.

Resulta aquí necesario precisar que dado el volumen de solicitudes y las diferentes fases, secuencias y pasos del proceso, todos los detalles se encuentran publicados y organizados por subárea operativa. Para el caso particular de las solicitudes de la Subárea Atlántico, incluida la solicitud que es objeto de análisis con ocasión del recurso de reposición, se encuentran en el sitio web de la UPME dispuesto para el proceso "**Asignación capacidad proyectos clase 1 (2023 -2024)**" disponible en el siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024-2/>

Y, en tal sitio, además de los documentos de "[Capacidad cortocircuito excedente SIN](#)" y "[Anexo 1 – Listado de parámetros Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión \(MACC\)](#)" se dispusieron en el ícono correspondiente a "Atlántico" todos los documentos que en detalle muestran los criterios, parámetros y resultados, incluyendo en su alcance los análisis detallados para cada alternativa de proyecto presentados en las diferentes solicitudes. Organizados como se muestra:

Imagen 1 proyectos clase 1(2023-2024)- Atlántico

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Servicios Túneles y Servicios Verificación para Permisos de Construcción Energética Registro de proyectos de generación eléctrica Verificación única CREG	Asignación capacidad proyectos clase 1 (2023 -2024) - Atlántico	
	1. Informe CAP Barra Atlántico	Consultar
	2. Informe de capacidad por zona de la subest. Atlántico 2024	Consultar
	3. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.1	Consultar
	4. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.2	Consultar
	5. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.3	Consultar
	6. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.4	Consultar
	7. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.5	Consultar
	8. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.6	Consultar
	9. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.7	Consultar
	10. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.8	Consultar
	11. Informe de clasificación de subestados de consumo de la subest. Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.9	Consultar

En el caso de la solicitud que corresponde con el objeto del recurso de reposición que se atiende con el presente escrito, se puede verificar en los anteriores documentos su referenciación particular y el detalle de la evaluación y análisis realizados por esta Unidad, su clasificación por fila y bolsa, y si satisfacen los criterios técnicos de *"Capacidad por barra"*, *"Capacidad excedente de cortocircuito"* y *"Capacidad por Zona"*, información que también se incluye en la mencionada Resolución No. 332 de 2025.

Igualmente, en los documentos presentados anteriormente se pueden encontrar los análisis y resultados por subestación, lo correspondiente a la indicación particularizada y la cantidad de alternativas que se presentaron, las que resultaron priorizadas y el resultado del estado de la capacidad por barra considerando tal priorización. Los análisis individuales de las alternativas presentadas tienen alcance a *"Características de la alternativa de conexión"*, *"Beneficios calculados de la alternativa de conexión"*, *"Análisis de viabilidad técnica y beneficios acumulados"* adicionales a los parámetros que ya se mencionaron de *"Capacidad por barra"*, *"Capacidad excedente de cortocircuito"*, *"Capacidad por zona"*, mismos que corresponden con las fases hasta las cuales lograron avanzar en el proceso de evaluación.

Con lo anteriormente expuesto es totalmente claro que esta Unidad realizó de hecho la aplicación normativa y técnica que corresponde con la ejecución del proceso de asignación de capacidad de transporte, y al efecto publicó y

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

referenció, en detalle y de manera debida y congruente, los resultados de los análisis correspondientes, mismos que igualmente ilustró en la Resolución UPME No. 332 de 2025 para motivar y soportar de manera clara y transparente las decisiones que en la misma se tomaron.

Adicionalmente, la parte recurrente esgrime el siguiente argumento:

-FALTA DE MOTIVACIÓN DEL ACTO ADMINISTRATIVO.

"La Resolución 332 de fecha 04 de abril de 2025 con radicado 20251020003325, proferida por la UPME no contiene la totalidad de los elementos que permitan al solicitante conocer las consideraciones por las cuales no fue aprobada la Capacidad de Transporte requerida, además que los link suministrados en dicho acto administrativo no permiten visualizar y confrontar la veracidad de la información, tomando en cuenta lo descrito en el acápite de antecedentes, en sus numerales octavo y siguientes del acápite de antecedentes.

Por otra parte se sustenta parte de la argumentación en la Resolución CREG 010 de 2022, la cual aplicaba para las solicitudes de 2022 pero no así para las presentadas en el 2023.

En este sentido, las consideraciones expuestas en el acto que se recurre no expresan la motivación suficiente para sustentar la decisión de emitir concepto Sin Capacidad Asignada para el proyecto "Costa 1", considerando que el mismo es mejor alternativa a la subestación Arroyo de Piedra por lo ya indicado.

La importancia de la motivación del acto administrativo tiene sustento en los principios constitucionales de publicidad y debido proceso, en ese sentido, los administrados deben tener las herramientas suficientes que le permitan controvertir la decisión del Estado; así ha sido desarrollado por la Corte Constitucional a través del fallo con Expediente Nro. T-3275969 del 14 de marzo de 2012, MP. Jorge Iván Palacio Palacio, donde se consideró:

(...)

En conclusión, la UPME ha debido expresar, al menos sumariamente, cuáles fueron las consideraciones fácticas y jurídicas que impidieron el otorgamiento de la Priorización dado que en la Priorización a la Subestación Arroyo de Piedra 34,5 kV priorizó dos proyectos cuya sumatoria es la misma del proyecto Costa 1 de 9,9 MW, y de esta forma dejo de aplicar lo señalado en el Procedimiento de evaluación, lo anterior para facilitar al solicitante el análisis de la decisión adoptada y la posibilidad de controvertirla o aceptarla."

En el escrito de impugnación el recurrente afirma que el concepto sin capacidad asignada emitido por la UPME respecto a la solicitud de asignación de capacidad de transporte, objeto del presente acto administrativo, carece de motivación.

Así las cosas, se pone de relieve que en el concepto recurrido se señaló que la priorización de los proyectos se realiza por medio de un modelo de optimización lineal entero mixto (MILP, por sus siglas en inglés) denominado Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). La función objetivo de este modelo es maximizar los beneficios del sistema cumpliendo las restricciones

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

técnicas (capacidad por barra, capacidad de cortocircuito excedente y capacidad por zona). Es importante aclarar al interesado que, si bien el proyecto puede cumplir con las diferentes restricciones eléctricas del sistema, la asignación depende de la selección óptima de los proyectos que maximicen los beneficios del mismo.

Por lo tanto, se reitera que la no asignación de capacidad es el resultado del procedimiento aplicado ya conocido por el promotor, a través del MACC, el cual cumple con los parámetros legales para asignar o no la capacidad de acuerdo con las condiciones explicadas en el memorando en el cual se explicó el análisis técnico y la información publicada en el sitio web de la UPME.

Por lo anterior, se determinó que existía razón suficiente para la expedición del concepto recurrido, por lo que existen argumentos puntuales y congruentes que describieron de manera clara, exacta y detallada las razones a las que acude la UPME para emitir tal decisión de "*sin capacidad asignada*", por lo tanto, se entiende que dicho concepto se encuentra debidamente motivado.

En línea con lo anterior, la Sección Cuarta del Consejo de Estado, en sentencia de 5 de julio de 2018 (Exp. 0685-2010) indica que, debido al deber de motivación de los actos, "*las autoridades administrativas deben dar cuenta de las razones de hecho que sustenten de manera suficiente la adopción de determinada decisión por parte de la administración pública, así como el razonamiento causal entre las razones expuestas y la decisión adoptada*".

En el caso concreto, contrario a lo afirmado por el recurrente, al verificar el concepto sin capacidad asignada emitido por esta instancia administrativa, se comprueba que en el contenido del acto administrativo recurrido se incluyó de forma expresa el análisis realizado por la UPME sobre la viabilidad de la conexión del proyecto en el SIN, así como las conclusiones derivadas del estudio técnico realizado por la Unidad, por lo cual se encuentra debidamente motivado, en la medida en que en el acto administrativo se señala la causal que dio lugar a la NO asignación de capacidad de transporte al proyecto del asunto.

5.4 Argumentos de 4G ENERGÍA S.A.S, promotor del proyecto 4G Energía, el cual expresó:

Mediante los radicados UPME No. 20251500095352 y 20251110095472 del 22 de abril de 2025, el promotor 4G ENERGÍA S.A.S. radicó recurso de reposición, alegando los siguientes puntos:

- EXPEDICIÓN IRREGULAR DEL ACTO ADMINISTRATIVO POR FALSA DE MOTIVACIÓN.

*"(i) La falsa motivación es una de las causales de anulación del acto administrativo establecidas en el artículo 137 de la Ley 1437 de 2011 ("CPACA") y sobre la cual ha señalado el Consejo de Estado lo siguiente:
(...)*

Las Solicitudes de Conexión tenían como propósito el aumento de la capacidad asignada y la migración a una planta de generación, que se sustenta en los siguientes argumentos":

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

(a) "La Planta de Autogeneración Unibol y el Proyecto son el mismo activo, y no proyectos diferentes:

- *Dentro de la relación de antecedentes se evidencia de manera diáfana que el Proyecto y la Planta de Autogeneración Unibol obedecen a un mismo proyecto, y que incluso el mismo OR realizaba este reconocimiento. La evaluación de la UPME en la Resolución Recurrída parece haber asumido —de forma implícita y sin sustento técnico o fáctico claro— que se trataba de un nuevo proyecto o de un activo diferente al ya existente, lo que habría podido condicionar el análisis de viabilidad, especialmente frente a la capacidad excedente de cortocircuito y la asignación previa de capacidad."*

Como es indicado por el promotor, *Unibol* corresponde a una planta de autogeneración, lo que implica una relación diferente con el sistema en comparación con proyectos de generación y por lo tanto para el presente ciclo de asignación de capacidad, es necesario la evaluación del proyecto bajo los lineamientos establecidos para asignación de capacidad de generación según la Resolución CREG No. 075 de 2021, con sus 6,5 MW solicitados, los cuales corresponden a la capacidad total requerida por 4G.

Acorde a esto, en el análisis de solicitudes de conexión la Unidad debe regirse por lo dispuesto en el procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para los proyectos clase 1 (Procedimiento de Evaluación) vigente, como en efecto lo hizo. Esto, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022. En cumplimiento de la mencionada normativa, y con el propósito de avanzar en la asignación de capacidad de transporte y optimizar su disponibilidad, la Unidad solicitó a los transportadores y operadores de red (OR), a través de la Circular UPME No. 057 de 2024 que, actualizarán la información en la Ventanilla Única (VU) antes del 20 de agosto de 2024, en cumplimiento del artículo 7 de la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular CREG No. 014 de 2022. Por tanto, se estableció dicha fecha como corte de información, precisando que cualquier información reportada después de esta fecha no sería considerada en el presente ciclo de asignación. Esto, con el propósito de iniciar la construcción de la parametrización de la red que permitirá modelar los escenarios eléctricos actuales y, con base en dichos resultados, establecer si procede la emisión de un concepto con capacidad aprobada o sin capacidad aprobada, en respuesta a las solicitudes de conexión remitidas a esta Unidad en el marco del ciclo 2.

La información mencionada anteriormente con los parámetros de líneas, transformadores, subestaciones, compensaciones reactivas y demás elementos del sistema, puede ser consultada por medio del siguiente enlace:

<https://app.upme.gov.co/InfoEstudiosConexion/home/Login> > Parámetros de sistema y disponibilidad física.

Bajo esta premisa, todos los proyectos son analizados en las mismas condiciones estructurales del sistema, que son tomadas a partir del corte de información, realizado al 20 de agosto de 2024, permitiendo considerar todos los proyectos de generación aprobados y en firme, así como las obras de expansión aprobadas por la unidad que buscan reducir las limitaciones eléctricas.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Por otro lado el promotor alude que *"Tal como se evidencia en el comunicado emitido por el OR, se confirma de manera expresa que la Planta de Autogeneración Unibol contaba a la fecha de la radicación de la solicitud, con una capacidad instalada de 4,99 MW previamente autorizada por el OR y con la suscripción de un contrato de respaldo en los términos de la Resolución CREG 174 de 2021, y que las Solicitudes de Conexión presentadas por el Promotor sobre el Proyecto, tenían como objeto ampliar dicha capacidad hasta alcanzar un total de 6,5 MW.*

Adicional a ellos, tanto el estudio del punto de conexión de PHC, como el estudio técnico de ampliación de capacidad, como los documentos soporte de las resoluciones citadas en el trámite de ampliación temporal de capacidad relacionan que el Proyecto se conecta en la Subestación Malambo a 13,8 KV, situación que coincide con el actual punto de conexión del Proyecto al SIN, sin evidenciar un cambio en las alternativas de conexión hoy ya en operación."

Para atender este argumento, es válido mencionar el objeto de la Resolución CREG 174 de 2021, el cual en su Capítulo 1, indica:

"ARTÍCULO 1. OBJETO. Regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW."

Así, es evidente que las condiciones actuales de operación de la planta Unibol, con relación a su evaluación y por consiguiente su operación, no corresponden a las condiciones requeridas por el proyecto 4G según la solicitud de conexión allegada en el presente ciclo de asignación, en el cual no se corresponde a una ampliación de capacidad sino a una solicitud de capacidad de generación.

Respecto al argumento presentado sobre los comentarios del operador de red, esta Unidad informa que, los comentarios tanto del operador de red o del transportador incumbentes en la zona del proyecto fueron tomados en cuenta en el análisis realizado por esta Unidad. Sin embargo, es necesario señalar que los análisis realizados por ellos y sus observaciones son, en el mejor de los casos, resultado de considerar individualmente las solicitudes presentadas en el área administrada por cada uno de ellos. Luego es responsabilidad de la Unidad realizar el análisis completo de todas las solicitudes, no solo en el punto de conexión sino en toda el área de influencia del proyecto. Para ello se consideró factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en su Fecha de Puesta en Operación (FPO), y segundo, la definición, modificación en la (FPO), aprobación de obras de expansión y por supuesto los comentarios del transportador.

De acuerdo con la normatividad vigente, específicamente, artículo 10 de la Resolución CREG 075 de 2021 que dice: *"En todo caso, se entenderá que las conclusiones del responsable de la asignación de capacidad de transporte prevalecen sobre los comentarios que haga el transportador"*.

En resumen, la UPME actuó conforme a la normativa vigente y sus evaluaciones se ajustan a las condiciones técnicas actuales para garantizar que cada conexión

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

se integre de manera adecuada al sistema, sin comprometer su eficiencia, seguridad y confiabilidad.

Finalmente, la Unidad debe garantizar el cumplimiento de los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en el Código de Planeamiento. En este sentido, la Unidad de revisar el cumplimiento de todos y cada uno de los criterios técnicos sin excepción, en particular para el recurso en análisis, debe considerar el proyecto como un nuevo punto de generación para el sistema.

(b) "Existencia de un vacío regulatorio para aumento de capacidad asignada"

- En la regulación aplicable a la solicitud de conexión de capacidad de transporte, las Resoluciones CREG 075 de 2021 y 174 de 2021, así como la Resolución UPME 528 de 2021 no establece un procedimiento específico para analizar solicitudes de ampliación de capacidad de transporte, ni para el cambio de la naturaleza de la conexión de autogeneración a generación, por parte de plantas que ya se encuentran en operación.

(...)

Entendemos que la UPME actualmente no cuenta con un procedimiento adicional para este tipo de casos, sin embargo, por la situación particular del caso en concreto, y la necesidad incluso de entrada ya que, "El Proyecto ayudaría a compensar el déficit de energía firme ENFICC que se podría presentar ocasionado por la incertidumbre en la entrada tardía de varios proyectos térmicos e hidráulicos en el Sistema Interconectado Nacional SIN. El aporte del generador a gas de 6.5 MW podría ser un recurso importante que entre a dar soporte al sistema ante la eventualidad de un nuevo fenómeno del Niño", atentamente solicitamos realizar un análisis flexible del presente caso bajo las normas de la Resolución CREG 075 de 2021, que permitan cambiar el caso base en el presente caso, no realizando el análisis de 6.5 MW como si se tratare de un nuevo proyecto y punto de conexión, sino sobre la capacidad adicional solicitada de 1.5 MW, que es la diferencia entre la solicitud aquí radicada de conexión y la capacidad autorizada por el OR desde el año 2024."

Como ya se ha indicado anteriormente, el proyecto 4G debe ser evaluado conforme la resolución CREG 075 y toda su normatividad asociada, garantizando la seguridad, confiabilidad y economía en el suministro de energía eléctrica bajo cualquier escenario de operación posible. No es posible limitar el análisis a las condiciones de operación previas bajo las cuales opera el autogenerador.

En este sentido, es fundamental tener claridad que el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico y evoluciona constantemente debido a cambios en las fechas de puesta en operación, la entrada o liberación de proyectos de generación o carga, y modificaciones estructurales del sistema de transmisión. Por ello, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la seguridad del sistema eléctrico colombiano, es fundamental analizar el impacto de los nuevos proyectos bajo las condiciones actuales y futuras del sistema.

En este sentido, todos los proyectos son evaluados bajo condiciones estructurales uniformes, tomando como referencia el corte de información realizado al 20 de agosto de 2024. Este corte permite considerar todos los

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

proyectos de generación y carga liberados, aprobados y en firme, así como las obras de expansión aprobadas por la Unidad, incluyendo el primer paquete de obras urgentes publicado mediante la Resolución UPME 727 de 2024. Por lo tanto, no es técnicamente coherente evaluar las solicitudes bajo condiciones que ya no representan el estado actual del sistema eléctrico o bajo condiciones diferentes de operación.

En cuanto a los escenarios evaluados por la UPME para la asignación de capacidad de transporte, se debe resaltar que esta Unidad, en su rol de planeador del Sistema Interconectado Nacional (SIN), tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y economía en el suministro de energía eléctrica bajo cualquier escenario de operación posible. Es importante señalar que, para la configuración, construcción y aplicación de estos escenarios, se utilizó toda la información actualizada y disponible a la fecha de corte de la evaluación, información que es de conocimiento público y está disponible.

(c) "El aumento de la capacidad asignada y el cambio de tipo de conexión no implica aportes incrementales de corriente de cortocircuito"

- *El aumento de capacidad de 4.99 MW a 6.5 MW no significa automáticamente que se generen aportes incrementales de corriente de cortocircuito que puedan afectar el Sistema Interconectado Nacional. Por el contrario, en el Anexo 26 el Promotor allega un Concepto Técnico, el cual evidencia que el incremento de capacidad propuesto por el Promotor no genera efectos incrementales sobre los niveles de cortocircuito existentes, ya que no se trata de una planta nueva que introduce una nueva topología o componentes técnicos diferentes, sino de un ajuste marginal sobre una infraestructura en operación. Adicionalmente, como se evidenció en los antecedentes, este tuvo degeneración venía realizando aportes de excedentes al sistema por el equivalente de 6,5MW de manera temporal, que es la misma capacidad que se buscaba ser aprobada bajo la Resolución Recurrída.*

(...)

Así las cosas, no es cierto, como lo evaluó la UPME que el Proyecto no satisfaga las condiciones de "excedentes de la capacidad de cortocircuito", porque el aporte de cortocircuito ya era un hecho preexistente que estaba siendo cumplido por parte del Proyecto, cuando se le asignó capacidad temporal adicional a la autorizada por el OR, y que incluso como refiere el Concepto Técnico referenciado en líneas arriba, se debió tener en cuenta que el activo de generación dentro del análisis actual del sistema. La UPME debió, entonces, limitarse a analizar el efecto marginal que el aumento de 1.6 MW representa en el sistema, y no recalcular o reevaluar el total de aportes, incurriendo en una argumentación que no obedece o al menos no contempla la actual realidad del Proyecto."

Para garantizar la rigurosidad del análisis, la metodología empleada por la UPME sigue la norma IEC 60909:2016, la cual establece un escenario de generación en el que se simulan todas las unidades en línea para determinar el máximo nivel de cortocircuito. Asimismo, se modela la topología de la red bajo condiciones normales de operación, considerando todos los elementos en servicio con el objetivo de evaluar el mayor enmallamiento posible. En este contexto, los resultados de cortocircuito publicados por la UPME en el proceso de asignación

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

2023-2024 reflejan la evolución del sistema eléctrico. Factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en la Fecha de Puesta en Operación (FPO) y la aprobación de obras de expansión alteran la configuración de la red, impactando los niveles de cortocircuito en distintas subestaciones. Dado que estos cambios son inherentes a la dinámica del sistema, la UPME estableció un corte para la información, fijando el 20 de agosto de 2024 como la fecha de referencia para garantizar que el análisis refleje el estado más actualizado posible de la red.

En relación con lo anterior, la metodología empleada por la UPME para calcular la capacidad remanente de cortocircuito se encuentra publicada en el documento "Capacidad cortocircuito excedente SIN", Donde la capacidad de interrupción en el nodo corresponde a la reportada por los transportadores conforme a la Circular CREG 014 de 2022, y la corriente de cortocircuito máxima se determina como el máximo entre la corriente de falla monofásica y trifásica, como se muestra a continuación:

Imágen 2 Extracto de la Circular Externa UPME 057 de 2022

Circular CREG 014 de 2022 en la cual se presenta por parte de los transportadores la información necesaria para la elaboración de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico.

Por otra parte, en relación con el cálculo de la corriente máxima ($CC_{b,t}^{max}$) esta corresponderá al máximo valor entre la corriente de falla monofásica y la corriente de falla trifásica tal y como se presenta en la siguiente formula.

$$CC_{b,t}^{max} = \max (CC_{b,t}^{1F}, CC_{b,t}^{3F}) \quad \forall b, t,$$

donde:

- $CC_{b,t}^{1F}$ Corriente de cortocircuito monofásica en el nodo b para el periodo de tiempo t (kA).
- $CC_{b,t}^{3F}$ Corriente de cortocircuito trifásica en el nodo b para el periodo de tiempo t (kA).

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

donde:

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

Es de aclarar que la capacidad de interrupción ($CI_{b,t}$) corresponderá a la capacidad de interrupción reportada por el propietario del punto de conexión en el marco de la Circular CREG 014 de 2022 en la cual se presenta por parte de los transportadores la información necesaria para la elaboración de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico.

Así las cosas, no son de recibo los argumentos presentados por el recurrente, ya que el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión MACC considera todas las condiciones que afectan el sistema.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

A partir de lo expuesto, la UPME para cada ciclo de asignación calcula la capacidad de corto circuito excedente, por lo tanto, las diferencias que pueden tener las subestaciones son resultado de la dinámica del sistema eléctrico. Estos cambios alteran la configuración del sistema y la distribución de los flujos eléctricos, afectando los niveles de cortocircuito en distintas barras. Además, la conexión y/o definición de nuevas obras asociadas al SIN puede agotar la capacidad remanente de cortocircuito debido al mayor enmallamiento de la red.

En cuanto a las alternativas de conexión evaluadas, cada una de ellas ha sido analizada conforme a los criterios establecidos en el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). Si bien se puede indicar que para algún año la restricción no existe, es fundamental evaluar la capacidad excedente de corto circuito en el horizonte de análisis 2024-2037⁴ para garantizar su viabilidad a largo plazo.

Por otra parte, los recurrentes exponen el siguiente argumento:

- LA UPME CLASIFICÓ ERRÓNEAMENTE LA SOLICITUD DE CONEXIÓN EN LA BOLSA 3.

"En atención a este criterio, la UPME consideró que la Solicitud de Conexión presentada por el Promotor corresponde a la bolsa 3:

Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2024_5993_A1	3	1	2023-10-23 00:23:00
SC_2024_5993_A2	3	1	2023-10-23 00:23:00

No obstante, dicha clasificación no se ajusta a la realidad del Proyecto y se configura una falsa motivación del acto administrativo, toda vez que el Promotor acreditó al momento de radicación de las Solicitudes de Conexión que no requería de licencia ambiental.

Recordemos que la Planta de Autogeneración Unibol que es equivalente al Proyecto, se encontraba en operación desde el 11 de febrero de 2024, fecha en la que se materializó la FPO planteada para la primera asignación de capacidad ante el OR, por lo que, para la fecha de expedición de la Resolución Recurrída el Proyecto ya se encontraba en operación y contaba con la frontera registrada en XM para ventas en el mercado mayorista, por lo tanto, se evidencia con suficiente sustento que el Proyecto contaba con la consecución de todos los permisos necesarios para su ejecución. Adicionalmente a esto, desde la misma radicación de las Solicitudes de Conexión se evidenciaba, de manera expresa e inequívoca, que el Proyecto/ Planta de Autogeneración Unibol, no requería licencia ambiental así:

⁴ Correspondiente al ciclo de solicitudes de asignación de capacidad desde 2023 hasta 2027 inclusive, por lo que la proyección de demanda se analiza en estos límites temporales

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Planta:

Pregunta	¿Aplica?
Aplica procedencia de la consulta previa con comunidades étnicas	No
¿Etapa de protocolización finalizada con el 100% de las comunidades?	No
¿Aplica licencia ambiental o permisos ambientales?	No
¿Aplica permiso arqueológico?	No
¿Aplica licencia ambiental?	No

Conexión:

Pregunta	¿Aplica?
Aplica procedencia de la consulta previa con comunidades étnicas	No
¿Etapa de protocolización finalizada con el 100% de las comunidades?	No
¿Aplica licencia ambiental o permisos ambientales?	No
¿Aplica permiso arqueológico?	No
¿Aplica licencia ambiental?	No

Por lo anterior, se demuestra que, al momento de la decisión de la UPME, el Proyecto, de acuerdo con el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, ya contaba con la totalidad de los trámites ambientales finalizados, y debía por tanto ser ubicado en la Bolsa 2, conforme a los criterios reglamentarios.”

Una vez analizado el recurso de reposición en lo referente a los trámites ambientales del proyecto, se concluye que no es procedente el cambio de bolsa, toda vez que, aun cuando el proyecto no requiriera Licencia Ambiental por tener una capacidad de generación inferior a 10 MW, sí debía contar con los permisos ambientales asociados a su desarrollo.

Lo anterior se encuentra establecido en la Circular UPME 057 de 2022:

“Para pertenecer a la Bolsa 2, las solicitudes de conexión deben haber finalizado los trámites ambientales asociados a la planta de generación y a la línea de transmisión del proyecto (ambas: planta y conexión). Se entienden como finalizados los trámites ambientales si:

- El proyecto cuenta con licencia ambiental para la planta de generación y la línea de transmisión de la conexión, otorgada por la autoridad ambiental competente*
- El proyecto no requiere licencia ambiental para la planta de generación y la línea de transmisión de la conexión, pero cuenta con los permisos ambientales resueltos exigidos por la autoridad ambiental competente.”*

Como se evidencia en el registro aportado por el promotor, este únicamente manifestó, al momento de la radicación de las solicitudes de conexión, que no requería Licencia Ambiental; sin embargo, no se anexaron los documentos exigidos que acreditaran la obtención de los permisos ambientales expedidos por la autoridad ambiental competente.

Por otro lado, los recurrentes plantean el siguiente argumento:

- ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y BENEFICIO ACUMULADOS.**

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

"Por último, de la parte 5 del informe de evaluación, se evidencia que para las Solicitudes de Conexión se realizó un análisis de "análisis de viabilidad técnica y beneficio acumulados", que evidenció lo siguiente:

Para la alternativa 1: "Los beneficios acumulados para la alternativa de conexión SC_2024_5993_A1 son de 0 COP dado que no se identifica año viable técnicamente en el cual se puedan materializar los beneficios.

Después del proceso de optimización mediante el modelo MACC se encontró que la alternativa de conexión SC_2024_5993_A1 no hace parte del grupo óptimo de proyectos que maximizan los beneficios del sistema, por lo tanto, no ha sido priorizada."

Para la alternativa 2: "Los beneficios acumulados para la alternativa de conexión SC_2024_5993_A2 son de 0 COP dado que no se identifica año viable técnicamente en el cual se puedan materializar los beneficios.

Después del proceso de optimización mediante el modelo MACC se encontró que la alternativa de conexión SC_2024_5993_A2 no hace parte del grupo óptimo de proyectos que maximizan los beneficios del sistema, por lo tanto, no ha sido priorizada."

Sin embargo, olvida la UPME que la conexión procedía al margen del beneficio neto que haya estimado la UPME, porque el Proyecto debía ser priorizado por cumplir con los requisitos ambientales a esa fecha, y adicionalmente porque el Proyecto ya se encontraba realizando aportes al sistema, lo que evidencia sus beneficios en el mismo."

En virtud de lo previsto en el literal b) del artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, el procedimiento de asignación de capacidad de transporte se rige por el criterio del mayor beneficio neto por kW solicitado, lo cual implica que todos los beneficios evaluados deben calcularse sobre la capacidad total de transporte asociada a cada proyecto, garantizando así un análisis integral y coherente con el impacto real de la conexión dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El mandato regulatorio se materializó con la expedición del procedimiento definido en la Circular UPME 057 de 2022, en la cual se establece la función objetivo destinada a maximizar el beneficio total derivado de la conexión de nuevos proyectos, descontando los costos asociados a las obras de expansión requeridas. En esta función se incluyen beneficios técnicos, económicos, ambientales y un bono por el estado de avance de los trámites ambientales.

La valoración de los beneficios individuales se realiza mediante la fórmula establecida en el punto 1 de la Sección 5.4, la cual permite determinar el beneficio económico por kW instalado. Esta ecuación puede ser simplificada para obtener los beneficios netos totales del proyecto, calculados como la sumatoria ponderada de los beneficios individuales, ajustados con base en la capacidad total del proyecto y adicionando el puntaje correspondiente a los trámites ambientales ($PBTA_p$).

En dicha metodología se consideran variables como energía media anual (EMA_n), capacidad total solicitada (CP_p) y beneficios por emisiones evitadas (B_p^{EM}),

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

asegurando que la ponderación refleje rigurosamente la contribución del proyecto al SIN.

Finalmente, el modelo MACC, desarrollado con fundamento en el principio de igualdad contenido en el marco regulatorio, garantiza que todos los solicitantes sean evaluados bajo los mismos parámetros técnicos y metodológicos, evitando tratamientos diferenciados y asegurando la transparencia en la asignación de capacidad de transporte.

Por último, los recurrentes presentan el siguiente argumento:

- INFRACCIÓN DE NORMAS DE SUPERIOR JERARQUÍA.

"(i) El artículo 137 de la Ley 1437 de 2011 consagra la infracción de normas de superior jerarquía como otro de los vicios de nulidad de los actos administrativos, lo cual tiene como propósito que las autoridades ajusten sus decisiones al principio de legalidad.

(...)

Sin embargo, mediante diferentes acercamientos entre el Promotor y la UPME se logró evidenciar a esta entidad que el aumento de capacidad no representaba una afectación incremental en aporte de corto circuito y no cambiaban las condiciones técnicas del punto de conexión, lo que repercutió en que la UPME mediante Resoluciones 299 y 1015 de 2024 autorizará la asignación temporal de capacidad adicional.

(e) En la reciente Resolución Recurrída, al evaluar una solicitud definitiva de conexión, la UPME concluye que el proyecto no es técnicamente viable, a pesar de que la configuración técnica, el punto de conexión y los aportes del Proyecto al sistema se mantienen prácticamente iguales a los analizados para la ampliación temporal. No se advierte, además, la ocurrencia de modificaciones en las condiciones de red que justifiquen un cambio de criterio que desconozca las anteriores argumentaciones presentadas ante esta entidad, e incluso, que desconozca el propio concepto del OR que declara la viabilidad de la conexión."

.

Es importante tener en cuenta que los procesos de evaluación de proyectos difieren sustancialmente entre sí. En el caso de la evaluación adelantada para autorizar la asignación temporal de capacidad adicional, resueltas en las Resoluciones UPME Nos. 299 y 1015 de 2024, se rigen por la Resolución CREG 101 034 de 2024 y la Resolución UPME 873 de 2024, respectivamente, que dentro de su ámbito de aplicación define una ventana de aplicación específica, lo cual determina su horizonte de análisis, y por tanto no se consideraron los factores sistémicos adicionales que sí son tenidos en cuenta en el proceso de asignación de capacidad actualmente vigente. Se trata, por tanto, de escenarios completamente distintos en tiempo, alcance y condiciones operativas, lo que implica diferencias significativas en el impacto que cada uno de ellos genera sobre el sistema.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

5.5 Argumentos de ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S., promotor de los proyectos CARIBE I DE 9,9 MW, CARIBE II DE 9,9 MW y CARIBE III DE 9,9 MW el cual expresó:

Mediante los radicados UPME Nos. 20251500095612, 20251500095622 y 20251500095632 del 22 de abril de 2025, el promotor ATLÁNTICA HIC RENOVABLES S.A.S. interpuso recurso de reposición, para los siguientes casos:

CASO
SC_2023_5151
SC_2023_5153
SC_2023_5154

- EL CONCEPTO NO FUE DEBIDAMENTE MOTIVADO Y SE DESCONOCE LA INFORMACIÓN PRIMARIA.

"La importancia de la publicidad de la información para el sector, también se encuentra en los artículos 55 y 57 de la Resolución 075 de 2021, que establecen: ARTÍCULO 55. INFORMACIÓN PARA ANÁLISIS Y TOMA DE DECISIONES. La información suministrada por los interesados y agentes a quienes les aplica la regulación dispuesta en la presente resolución debe ser completa, veraz, transparente, oportuna, verificable, comprensible, precisa e idónea, en los términos establecidos en la normativa vigente para tal fin, de manera que permita y facilite su comparación, comprensión, análisis y uso por parte de los participantes del SIN en la presentación de solicitudes, elaboración de estudios y, en general, en la alimentación del sistema de información de la ventanilla única

(...)."

Atendiendo las inconformidades señaladas por los recurrentes, es del caso manifestar que esta Unidad respetó no solo los principios constitucionales, legales y regulatorios, sino que, además desplegó actos tendientes a su materialización en todos los niveles. Lo anterior, en garantía del principio de publicidad, ya que, puso a disposición de todos los interesados toda la información necesaria para el trámite de la solicitud y asignación de capacidad de transporte, así como diversos instrumentos regulatorios y técnicos, tales como: la Circular Externa UPME 057 de 2022 – aplicada, la Circular CREG 058 del 10 de junio de 2022, y la Circular UPME No. 057 de 2024.

En línea con lo anterior, la Unidad, en el marco del ciclo de asignación 2023 - 2024, y de acuerdo con lo que señala la sección 5.4 del Procedimiento de Evaluación, dio a conocer a los interesados el listado de parámetros Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) a través del enlace:

https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%c3%b3n%20Final%20por%20Areas/2023_2024/Listado_parametros.pdf

Así mismo, los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de evaluación de solicitudes, tanto para el proyecto en particular como de su comparación con los otros proyectos, fueron publicados en la página web de la UPME. Para el caso, se observa de la siguiente manera: Reporte de resultados por Subárea Operativa 2023 - 2024, en el numeral 3. Atlántico se encuentran los

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

ítems de: 1. Informe CAP Barra Atlántico, 2. Informe de capacidad por zona de la subárea Atlántico 2024, 3. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.1, 4. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.2, 5. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.3, 6. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 2 PT.4, 7. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3 PT.1, 8. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3 PT.2, 9. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3 PT.3, 10. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3 PT.4, 11. Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3 PT.5, además de la Capacidad cortocircuito excedente SIN, guía de uso e instalador del MACC y, la carpeta con el instalador del MACC, observándose así la aplicación de lo ordenado en la Circular UPME 057 de 2022, como se evidencia en la página web de la UPME en el siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024-2/>

Todo lo anterior en atención a los principios de publicidad y transparencia que rigen las actuaciones administrativas de conformidad con el artículo 3º del CPACA.

Adicionalmente, el 8 de octubre de 2024, mediante Circular Externa No. 000077 de 2024, la UPME presentó "reporte de los resultados obtenidos con respecto a la capacidad de transporte de cada una de las barras del STN y STR, la capacidad de transporte de los nodos del SDL en los cuales se presentaron solicitudes de conexión de proyectos en el marco del ciclo 2023 - 2024, y el reporte de los resultados obtenidos con respecto a la capacidad de cortocircuito remanente de cada una de las barras del STN y STR que pertenecen al Sistema Interconectado Nacional (SIN)" e invitó a los transportadores a presentar sus comentarios.

Así, la Unidad ha actuado conforme a la normas y regulaciones aplicables al proceso de asignación de capacidad, respetando los principios aludidos para el caso y fundamentando en debida forma los resultados obtenidos en el proceso de evaluación. En este sentido, conviene recordar al recurrente lo dicho por el Consejo de Estado en fallo 16090 de 2011⁵, donde, al referirse a la falsa motivación, indicó lo siguiente:

"(...) Para que prospere la pretensión de nulidad de un acto administrativo con fundamento en la causal denominada falsa motivación es necesario que se demuestre una de dos circunstancias: a) O bien que los hechos que la Administración tuvo en cuenta como motivos determinantes de la decisión no estuvieron debidamente probados dentro de la actuación administrativa; o b) Que la Administración omitió tener en cuenta hechos que sí estaban demostrados y que si hubiesen sido considerados habrían conducido a una decisión sustancialmente diferente."

⁵ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, sección IV, C.P. Milton Chaves García, radicación 11001-03-27-000-2018 00006-00

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Lo antes expuesto, como en otras oportunidades por la misma corporación⁶, permite advertir que, para la configuración de la falsa motivación esta Unidad debió haber omitido información probada que fuera sustancialmente necesaria para la toma de la decisión o debió haber tenido en cuenta información que no estuviera suficientemente probada. Esta situación no aconteció en el caso particular, pues, como se ha ilustrado suficientemente, se dio a conocer la regulación expedida de manera previa al inicio de la ejecución del procedimiento de asignación de capacidad, así como todos los resultados arrojados de la aplicación del algoritmo MACC, necesarios para los análisis y validaciones técnicas en aras de garantizar a los interesados el soporte suficiente para recurrir como es del caso.

De igual forma, se observa que los hechos en los que se fundamentó el resultado de no asignar capacidad al proyecto en el acto administrativo recurrido estuvieron debidamente probados y en ningún momento se omitió información o hechos que pudieran arrojar un resultado diferente. Así las cosas, en el presente caso no están dadas las condiciones para que los recurrentes afirmen que la Resolución No. 000332 de 2025, adolece de indebida motivación.

Al respecto, este despacho también debe señalar al recurrente que, la motivación de los actos administrativos **no** sólo comprende el contenido del documento de la decisión que se notifica, *contrario sensu*, en múltiples ocasiones el mismo obedece a la integración de otros factores sumidos en información técnica, científica y metodológica, convirtiéndose entonces en lo que la doctrina denomina como un “acto administrativo complejo” y, sobre el cual, la jurisprudencia del Consejo de Estado ha señalado que es una construcción conjuntiva que, permite determinar la decisión plena de la administración, así como observar el cumplimiento del debido proceso.

Dicho de otra manera, el Alto Tribunal ha precisado en sus decisiones que, la motivación del acto administrativo no sólo la constituye el tenor literal del acto en cuestión, sino que además se integra a ella la exteriorización de la voluntad de la administración a través de estudios, informes y otros que soportan el entendimiento de la determinación adoptada, así:

*“Los motivos son entonces el soporte fáctico y jurídico que justifican la expedición del acto administrativo y el sentido de su declaración y, por lo general, cuando por disposición legal deben ponerse de manifiesto, aparecen en la parte considerativa del acto. En todo caso, aunque no se mencionen expresamente los motivos, **debe existir una realidad fáctica y jurídica que le brinde sustento a la decisión administrativa, que normalmente está contenida en los “antecedentes del acto” representados por lo general en distintos documentos, como estudios, informes, actas, etc.**”⁷*

Adicionalmente, la garantía de la publicidad y transparencia de la información para el conocimiento de los interesados protegió, en todo momento, los derechos de los interesados al debido proceso, la defensa y la contradicción de los

⁶ Consejo de Estado. Sección Cuarta. Sentencia rad. 24503 del 05 de agosto de 2021. C.P. Stella Jeannette Carvajal.

⁷ Consejo de Estado. Sección Segunda - Subsección A. Sentencia rad. 0685-2010 del 05 de julio de 2018. C.P. Gabriel Valbuena Hernández

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

interesados. Esto, en la medida en que se le presentaron las oportunidades necesarias, junto con la información suficiente para que pudieran corroborar el desarrollo del procedimiento de priorización de los proyectos para la asignación de capacidad. Por este motivo, los argumentos aquí propuestos no están llamados a prosperar.

En adición a lo anterior, los recurrentes plantean el siguiente argumento:

- **APLICACIÓN INDEBIDA DEL PROCEDIMIENTO (VIOLACIÓN AL DEBIDO PROCESO, IGUALDAD Y LEGÍTIMA DEFENSA): LA UPME NO EVALUÓ LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA POR LOS AGENTES.**

*"De acuerdo con la resolución CREG 075 de 2021, Artículo 12: CRITERIOS PARA LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE, en el literal b. La asignación de capacidad de transporte deberá tener en cuenta como criterio **"Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada al sistema."** (negrilla propia). En este sentido La UPME, dentro del procedimiento de asignación denominado MACC, publicado por la UPME mediante la circular UPME 057 de 2022, numeral 5.4, estableció que la valoración de los beneficios se hace por kW solicitado y no con los beneficios totales. (...)"*

Al respecto, debe decirse que los criterios técnicos utilizados por la Unidad son propuestos con una filosofía de planeación conservativa, en la que se establecen las condiciones de mayor criticidad. Esto, con el fin de blindar el sistema de condiciones de operación inseguras y mitigando las incertidumbres que trae el proceso de planeación, siendo estas condiciones operativas también dependientes de las modificaciones que sufre el sistema eléctrico.

A voces del numeral 11.7 de la Resolución CREG No. 025 de 1995 -Código de Redes-, la Comisión de Regulación, en su labor constitucional y legal con el mercado eléctrico colombiano, determinó que la operación correcta del SIN debe conducir a garantizar la máxima calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro y transporte de energía eléctrica a los usuarios. Estas obligaciones se entienden dentro del marco legal que impone el régimen general de servicios públicos, es decir, las Leyes 142 y 143 de 1994.

Ahora bien, en respuesta a lo manifestado por el recurrente, es importante precisar que, esta Unidad, en todo tiempo, aplicó el Procedimiento de Evaluación, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular Externa UPME No. 057 de 2022. En consecuencia, consideró los criterios de (i) Capacidad por barra, (ii) Capacidad excedentaria de corto circuito y (iii) Capacidad por zona, al momento de evaluar los proyectos.

Este mismo Procedimiento de Evaluación y demás normativa vigente prevé que la UPME deberá tener en cuenta la situación actual del Sistema Interconectado Nacional – SIN al momento de realizar el análisis de las solicitudes de conexión, buscando salvaguardar la seguridad de la operación del SIN, acorde a los lineamientos establecidos en el Código de Redes. Para este ciclo, se definió como fecha de corte el 20 de agosto de 2024, pues era la manera de cumplir con el mandato de considerar la situación actual del sistema. En ese sentido, no resulta procedente la petición del recurrente según la cual los análisis técnicos hechos

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

por esta Unidad debían considerar únicamente la información disponible al momento de la presentación del estudio de conexión. Seguir este razonamiento implicaría desconocer la evolución del sistema eléctrico, ocultando las necesidades y problemáticas actuales, lo que podría conllevar la materialización de condiciones operativas inseguras.

Por otro lado, es válido reiterar en el presente acto lo establecido en el literal b) del artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, el proceso de asignación de capacidad de transporte se fundamenta en la evaluación del mayor beneficio neto por kW de **capacidad de transporte solicitada**. Esto implica que el beneficio de cada uno de los criterios analizados en el proceso **debe considerar la capacidad total de transporte solicitada**, con el objetivo de reflejar el impacto integral del proyecto en el sistema eléctrico colombiano.

5.6 Argumentos de GRAND ENERGY S.A.S., promotor del proyecto PARQUE EÓLICO FLUVIAL RÍO GRANDE LA MAGDALENA 99.90 MW el cual expresó:

El promotor Grand Energy S.A.S. mediante radicado UPME No. 20251500095832 del 22 de abril de 2025, radicó recurso de reposición argumentando lo siguiente:

- FALTA DE MOTIVACIÓN: DESCONOCIMIENTO DEL DERECHO DE DEFENSA Y DEL DEBIDO PROCESO:

"(...) Los Actos Impugnados fueron expedidos desconociendo el derecho de defensa, el debido proceso y derecho de contradicción de mi representada, por cuanto la UPME desconoció manifiesta y abiertamente el procedimiento para la asignación de la capacidad de transporte (...)"

En atención a los argumentos expuestos por el recurrente, relacionados con la presunta ausencia de motivación, el supuesto desconocimiento del debido proceso y la alegada vulneración del derecho de defensa, resulta necesario precisar que la UPME ha observado estrictamente el procedimiento previsto en la Resolución CREG 075 de 2021, en concordancia con lo dispuesto en la Resolución UPME 528 de 2021 y la Circular Externa UPME 057 de 2022, instrumentos que regulan de manera integral la evaluación, clasificación, priorización y asignación —o la negativa de asignación— de capacidad de transporte para proyectos de generación Clase 1.

La normativa vigente establece un procedimiento único, continuo e integrado, dentro del cual la ubicación de los proyectos en fila 1 o fila 2, la evaluación de restricciones eléctricas mediante la aplicación del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), la priorización resultante y la expedición del concepto final constituyen etapas concatenadas e interdependientes. Ninguna disposición del ordenamiento exige la expedición de actos administrativos separados para cada una de dichas fases ni el cumplimiento de fechas o actos independientes para cada etapa del procedimiento. Por ende, carece de sustento la afirmación del recurrente según la cual la UPME habría incurrido en irregularidad por efectuar tales actuaciones dentro de un mismo acto administrativo.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

En cuanto a la supuesta falta de motivación, es preciso señalar que tanto el concepto técnico como la resolución recurrida contienen la motivación suficiente exigida por la Constitución Política, el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y la jurisprudencia reiterada del Consejo de Estado, toda vez que los actos administrativos indican de manera clara el marco normativo aplicable, describen la metodología empleada para la evaluación técnica —incluida la parametrización y ejecución del MACC conforme a la Circular Externa UPME 057 de 2022— y explican los resultados del análisis conjunto de las solicitudes, incluida la clasificación y priorización que derivó en la decisión adoptada.

En línea y conforme a la jurisprudencia de la mencionada Corporación, la motivación implica la exposición de las razones esenciales que sustentan la decisión, sin que ello conlleve la obligación de transcribir en el acto administrativo la totalidad de las operaciones matemáticas, iteraciones del modelo o cálculos algorítmicos del MACC, tratándose de insumos técnicos complejos cuya publicación debe realizarse a través de los medios habilitados oficialmente por la entidad. En consecuencia, la motivación prevista en los actos impugnados es adecuada, suficiente y compatible con los estándares constitucionales de publicidad, razonabilidad y transparencia.

Al respecto, sobre la motivación de los actos administrativos debe indicarse que, **no** sólo comprenden el contenido del documento de la decisión que se notifica, *a contrario sensu*, en múltiples ocasiones el mismo obedece a la integración de otros factores sumidos en información técnica, científica y metodológica, lo que convierte la decisión en un “acto administrativo complejo” y, sobre el cual, la jurisprudencia del Consejo de Estado ha señalado que es una construcción conjuntiva que, permite determinar la decisión plena de la administración, así como observar el cumplimiento del debido proceso, así:

*“Los motivos son entonces el soporte fáctico y jurídico que justifican la expedición del acto administrativo y el sentido de su declaración y, por lo general, cuando por disposición legal deben ponerse de manifiesto, aparecen en la parte considerativa del acto. En todo caso, aunque no se mencionen expresamente los motivos, **debe existir una realidad fáctica y jurídica que le brinde sustento a la decisión administrativa, que normalmente está contenida en los “antecedentes del acto” representados por lo general en distintos documentos, como estudios, informes, actas, etc.**”⁸*

Ahora bien, respecto de la afirmación del recurrente según la cual el enlace que contiene los informes técnicos no se encontraba disponible al momento de la notificación de los actos, debe indicarse que la UPME cumplió con su obligación de publicar en la Ventanilla Única los resultados del análisis y priorización, tal como lo ordena expresamente la regulación. La eventual indisponibilidad temporal de un enlace electrónico no afecta la validez del acto administrativo, en tanto la información se encontraba alojada en el repositorio oficial dispuesto para tal fin y estuvo disponible con anticipación suficiente para permitir el ejercicio del recurso. Adicionalmente, corresponde al recurrente demostrar un perjuicio real, concreto y verificable derivado de dicha situación, carga que no se cumplió en el presente caso, toda vez que no se acreditó que la supuesta falla hubiese

⁸ Consejo de Estado. Sección Segunda - Subsección A. Sentencia rad. 0685-2010 del 05 de julio de 2018. C.P. Gabriel Valbuena Hernández

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

impedido el acceso a la información relevante o hubiese limitado el ejercicio del derecho de defensa, máxime cuando no se aportó prueba siquiera sumaria de la mencionada falla, carga procesal que, en todo caso, le asistía al interesado y no a la administración, pues supondría trasladar la carga demostrativa, situación que desconoce lo dispuesto en el artículo 167⁹ del Código General del Proceso, aplicable por expresa remisión del artículo 306 del CPACA.

Así mismo, es importante reiterar que el procedimiento regulatorio aplicable no impone a la UPME la obligación de emitir informes individualizados por cada proyecto ni realizar análisis desagregados de cada iteración del MACC. La metodología diseñada por la CREG establece que la evaluación de las solicitudes debe efectuarse de manera conjunta, comparativa y sistémica, considerando las restricciones globales del sistema y optimizando la capacidad disponible en forma integral. En esa medida, la entidad no puede innovar el procedimiento regulatorio ni exigir o producir insumos adicionales no contemplados por la regulación, de modo que la clasificación, priorización y resultado consignados en los actos administrativos constituyen la expresión válida y suficiente del análisis efectuado conforme al marco normativo vigente.

Finalmente, no se evidencia vulneración del debido proceso ni del derecho de defensa, pues el interesado contó con acceso a la información relevante, a los resultados de evaluación y a la resolución recurrida, así como se constató que pudo ejercer en debida forma el recurso de reposición, mecanismo idóneo y suficiente para controvertir la decisión administrativa. La normativa no exige la apertura de un traslado previo para contradicción técnica antes de la expedición del concepto, siendo suficiente garantizar el acceso a los recursos administrativos posteriores, tal como lo establece el CPACA. En consecuencia, la actuación de la UPME se ajustó plenamente a la regulación aplicable, a los principios constitucionales que orientan la función administrativa y a las exigencias del debido proceso.

Por las razones expuestas, no se advierte falta de motivación, desconocimiento del principio de publicidad ni vulneración del debido proceso o del derecho de defensa. En consecuencia, los argumentos del recurrente carecen de vocación de prosperar y no se configura causal alguna que amerite la revocatoria de los actos administrativos impugnados.

Como parte de su exposición, los recurrentes plantean el siguiente argumento:

- **EXPEDICIÓN IRREGULAR DE LOS ACTOS IMPUGNADOS**

"(...)

La UPME profirió de forma irregular las Resoluciones Impugnadas, por cuanto desconoció y no cumplió el procedimiento para la asignación de capacidad de transporte establecido en la regulación, tanto en la Resolución CREG 075 de 2021 como en la Resolución UPME 528 de 2021 e incluso la misma Circular UPME 057 de 2022 y específicamente no cumplió con el procedimiento para evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos Clase 1 (...)"

⁹ "Incumbe a las partes probar el supuesto de hecho de las normas que consagran el efecto jurídico que ellas persiguen. (...)"

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

En relación con la afirmación del recurrente según la cual los actos administrativos impugnados adolecen del vicio de expedición irregular, resulta necesario precisar que dicho reproche carece de sustento fáctico y jurídico. La jurisprudencia ha indicado que la expedición irregular se configura únicamente cuando se acredita la existencia de una anomalía sustancial en el trámite de formación del acto administrativo, capaz de afectar de manera real y efectiva las garantías constitucionales de contradicción y defensa. Se observa que en el trámite de expedición de los actos cuestionados no se configuró irregularidad sustancial alguna, puesto que las actuaciones adelantadas por la UPME se ajustaron a la regulación vigente, se enmarcaron dentro del procedimiento previsto en la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021 y la Circular UPME 057 de 2022, y garantizaron plenamente los derechos de defensa y contradicción del interesado.

En cuanto a la afirmación relativa al supuesto incumplimiento de los plazos establecidos en el cronograma regulatorio para la anualidad 2023, debe precisarse que dicho planteamiento desconoce el marco normativo aplicable y la naturaleza jurídica de los plazos fijados por la CREG. La Resolución CREG 101 017 de 2023 estableció un cronograma específico para las solicitudes radicadas dentro del año 2023; sin embargo, los plazos allí previstos están dirigidos al responsable de la asignación para efectos de estructurar y publicar los resultados, mas no operan como términos de caducidad o como condicionamientos constitutivos que invaliden las actuaciones subsiguientes. En ningún caso la regulación establece que la superación de tales plazos genere la nulidad automática de los actos administrativos o implique la pérdida de competencia de la UPME para resolver las solicitudes. Por el contrario, la función de asignación de capacidad de transporte es de naturaleza permanente y continua, y la regulación obliga a la UPME a resolver todas las solicitudes radicadas, independientemente de la fecha exacta en que se produzca la decisión, siempre que se observen las reglas metodológicas y sustanciales previstas en la regulación. Así, aun en escenarios en los que concurren circunstancias operativas, técnicas o procedimentales que afecten el desarrollo del cronograma, de ninguna manera se configura una irregularidad sustancial capaz de viciar el acto administrativo, pues los plazos previstos por la CREG no constituyen condiciones de validez del acto sino directrices operativas de programación.

Adicionalmente, el recurrente no demuestra que la fecha en que se emitieron los actos impugnados haya desconocido sus garantías de defensa o contradicción. El ejercicio del recurso administrativo demuestra justamente lo contrario: que la decisión fue notificada, publicitada y controvertida en debida forma, y que no existe perjuicio jurídico derivado de la fecha de expedición. Tampoco es jurídicamente aceptable la pretensión del recurrente según la cual la UPME debió solicitar la modificación del cronograma por parte de la CREG. La regulación faculta a la CREG para modificar o ajustar el calendario cuando razones de interés general lo ameriten, pero de ninguna manera condiciona la validez de los actos administrativos a la expedición previa de dicha modificación. Exigir aquello equivaldría a condicionar la eficacia de la función administrativa a un acto externo que no constituye requisito de validez ni ha sido configurado por la regulación como elemento habilitante.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

En relación con la afirmación según la cual la UPME no habría dado a conocer el análisis técnico ni la evaluación del proyecto, debe reiterarse que la entidad cumplió integralmente con su obligación de publicar los resultados del análisis y priorización a través de la Ventanilla Única, conforme lo exige la Resolución CREG 075 de 2021 y la Circular UPME 057 de 2022. El enlace incluido en la resolución corresponde al repositorio oficial para la consulta de los insumos técnicos, y la eventual indisponibilidad temporal del mismo, alegada por el recurrente, no constituye irregularidad sustancial, por cuanto el documento fue accesible en un tiempo razonable y de manera previa al vencimiento del término para la interposición del recurso. La jurisprudencia administrativa ha señalado que dificultades técnicas, transitorias o ajenas a la voluntad de la administración no afectan la validez del acto administrativo cuando se demuestra que la información fue puesta a disposición del interesado en condiciones que permiten el ejercicio efectivo del derecho de defensa, como ocurrió en este caso. En ningún momento se privó al interesado de conocer los fundamentos técnicos del análisis, y no se evidencia afectación alguna a las garantías de contradicción.

Sobre la afirmación relativa a la supuesta ausencia de validación eléctrica, es necesario aclarar que la interpretación del recurrente desconoce el diseño regulatorio del MACC y las disposiciones contenidas en la Circular UPME 057 de 2022. La validación eléctrica prevista en los numerales 6.4.1 y 6.4.2 es una etapa aplicable exclusivamente a los proyectos que, conforme a los resultados del MACC, hayan sido priorizados y cuenten con un resultado preliminar de asignación. Los proyectos clasificados como no priorizados, de conformidad con la metodología aprobada por la CREG, no son objeto de validación eléctrica, dado que su exclusión obedece a restricciones estructurales del sistema identificadas en la etapa de evaluación conjunta. Esta interpretación no deriva de un criterio discrecional de la UPME, sino de la estructura misma del procedimiento regulatorio, según el cual la validación eléctrica tiene por objeto confirmar la factibilidad técnica de la capacidad asignada, y no reevaluar proyectos que, en aplicación directa del MACC, no son susceptibles de asignación. Pretender extender la validación eléctrica a proyectos no priorizados implicaría contradecir el procedimiento diseñado por la CREG, desconocer el carácter secuencial y jerárquico del MACC y alterar indebidamente los criterios técnicos de evaluación.

En ese sentido, los actos administrativos impugnados corresponden plenamente a la naturaleza y alcance de los conceptos de conexión con o sin capacidad aprobada, conforme lo establecen la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021 y la Circular UPME 057 de 2022. La decisión de emitir concepto sin capacidad aprobada respecto del proyecto del recurrente deriva directamente de la evaluación efectuada mediante el MACC, y no de la omisión de una etapa del procedimiento. La actuación de la UPME, lejos de configurarse como irregular, se ajustó estrictamente al marco regulatorio vigente y al principio de legalidad.

En mérito de lo expuesto, no se configura la causal de expedición irregular alegada por el recurrente. No se acreditan irregularidades sustanciales en el trámite de elaboración del acto, no se evidencia afectación de las garantías de contradicción y defensa, y no existe desconocimiento del procedimiento regulatorio aplicable. En consecuencia, los actos administrativos impugnados conservan plena validez jurídica y no hay lugar a su revocatoria.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Dentro del conjunto de argumentos expuestos, los recurrentes señalan el siguiente:

- INDEBIDA CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO EN LA BOLSA DE PRIORIZACIÓN.

"(...) Erró la UPME al clasificar el Proyecto PARQUE EÓLICO FLUVIAL RÍO GRANDE DE LA MAGDALENA en la Bolsa de Priorización No. 3, por cuanto dicho Proyecto corresponde a la Bolsa de Priorización No. 2, como se explica a continuación. Dentro del proceso de evaluación, los proyectos deben ser clasificados por área operativa, por grupo o bolsa de priorización y por filas. (...)"

En lo que respecta al planteamiento del recurrente sobre una presunta indebida clasificación del proyecto en la Bolsa de Priorización No. 3, es necesario precisar que tal afirmación desconoce, de manera sustancial, los criterios regulatorios establecidos para la clasificación en grupos o bolsas de priorización y, en particular, la oportunidad en la presentación de los trámites ambientales, la cual constituye el elemento determinante para el acceso a la Bolsa No. 2. Según lo previsto en el numeral 6.3.1.2 del procedimiento definido mediante la Circular UPME 057 de 2022, la ubicación de los proyectos en las bolsas de priorización depende de la verificación de hitos documentales al momento de la evaluación, y no de hechos sobrevinientes ni de documentos allegados con posterioridad a la fecha de corte establecida en el proceso. La clasificación no se basa únicamente en la existencia material de una licencia ambiental, sino en la disponibilidad oportuna de dicha información dentro del expediente de la solicitud, bajo los criterios de completitud, trazabilidad y transparencia que exige la regulación.

En este caso, si bien el Proyecto obtuvo la licencia ambiental mediante Resolución 6970 del 13 de diciembre de 2023, lo cierto es que dicho documento no reposaba en el expediente de la solicitud al momento de la evaluación. La UPME requirió expresamente su remisión mediante el comunicado No. 20251510044801 del 26 de marzo de 2025, evidenciando que el trámite ambiental no había sido acreditado oportunamente por el interesado, y que tal información no formaba parte del acervo documental disponible para el proceso de priorización. La licencia fue anexada por el promotor solamente mediante la comunicación radicada bajo el No. 20251110083632 del 8 de abril de 2025, esto es, después de la publicación de los resultados de priorización y después de la expedición de los actos impugnados, razón por la cual, conforme a la regulación, no podía ser tenida en cuenta para efectos de reclasificar al proyecto, máxime cuando la fecha máxima para presentar solicitudes de conexión cerró el pasado 6 de octubre de 2023.

La regulación es clara al establecer que la clasificación por bolsas debe realizarse con base en la situación documental verificada a la fecha de corte de la evaluación. Permitir que un proyecto acredite extemporáneamente la finalización de trámites ambientales y que tal información modifique retroactivamente la bolsa de priorización desconocería los principios de igualdad, transparencia y trato uniforme entre todos los solicitantes, además de alterar la integridad del modelo de asignación diseñado por la CREG.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Tampoco resulta atendible la afirmación conforme a la cual la licencia ambiental ostentaría carácter de documento de "conocimiento público" y, en consecuencia, debería presumirse incorporada al expediente aun cuando no hubiese sido formalmente aportada. La jurisprudencia administrativa ha reiterado que la administración sólo puede valorar la información efectivamente allegada dentro del expediente y dentro de los plazos definidos normativamente, sin posibilidad de reconstruir de oficio documentos, de investigar fuera del expediente, o de suplir cargas probatorias que corresponden en forma exclusiva al interesado. Los procedimientos de evaluación y priorización de solicitudes de capacidad de transporte están regidos por los principios de autorresponsabilidad del solicitante y deber de diligencia.

En consecuencia, la UPME actuó conforme al procedimiento regulatorio al clasificar el proyecto en la Bolsa de Priorización No. 3, puesto que al momento de la evaluación no se encontraba acreditada la finalización del trámite ambiental, y la licencia sólo fue remitida por el interesado con posterioridad a la expedición de los actos administrativos cuestionados.

En desarrollo de su recurso, los recurrentes presentan el siguiente argumento:

- VIOLACIÓN AL PRINCIPIO DE LA SEGURIDAD JURÍDICA, LA BUENA FE Y EL DEBIDO PROCESO.

"En línea con lo ya expuesto, se reitera que ni la Resolución ni el Concepto (Actos Impugnados) no corresponden jurídica ni materialmente al concepto de asignación de la capacidad de transporte al SIN establecido en la regulación, por los motivos expresados en el numeral 3.2.3 de este recurso y además por las razones que se exponen a continuación:

Los resultados del estudio de conexión presentados por GRAND ENERGY dieron como viable la asignación de capacidad de transporte, dado que se prepararon con la información disponible para radicación de proyectos del año 2023 publicada en la Ventanilla Unica (VU), en adelante la Información.

Sin embargo, con posterioridad al 6 de octubre, fecha máxima para la radicación de las solicitudes de asignación de capacidad para proyectos del año 2023, la UPME actualizó la información, modificando la capacidad por barra, zona y cortocircuito, a partir de la cual se elaboró el estudio de conexión presentado oportunamente a la UPME. (...)"

En cuanto al argumento formulado por el recurrente relativo a una supuesta violación de los principios de seguridad jurídica, buena fe y debido proceso por una presunta modificación de las condiciones técnicas utilizadas para evaluar la solicitud de asignación de capacidad de transporte, esta Unidad encuentra que tal planteamiento parte de una interpretación equivocada del marco regulatorio y del funcionamiento mismo del procedimiento de asignación de capacidad de transporte para proyectos Clase 1. El recurrente sostiene que la UPME habría evaluado su solicitud con información distinta a aquella publicada en la Ventanilla Única durante el año 2023 y, en consecuencia, habría alterado de manera imprevisible y sorpresiva las condiciones bajo las cuales se presentó su estudio de conexión. Sin embargo, tal afirmación desconoce la naturaleza dinámica del sistema eléctrico, la finalidad del MACC y las obligaciones regulatorias que rigen

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

la actualización de información técnica para efectos de la planificación y expansión del SIN.

Debe precisarse que el procedimiento regulatorio no vincula a la UPME a utilizar de manera estática y perpetua la información disponible al momento en que el promotor elaboró su estudio de conexión. Por el contrario, conforme a lo previsto en los artículos 11 y 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, así como en el procedimiento señalado en la Resolución UPME 528 de 2021 y la Circular UPME 057 de 2022, la evaluación de las solicitudes debe realizarse teniendo en cuenta las condiciones técnicas vigentes al momento de la evaluación, incluyendo las restricciones eléctricas, proyecciones de generación y demanda, capacidad por barra y valores de cortocircuito, así como todos los elementos de red relevantes para garantizar un análisis estructural, actualizado y consistente con el plan de expansión. El MACC, por su naturaleza, aplica siempre la información más reciente disponible, puesto que su propósito no es replicar estudios individuales, sino determinar de manera óptima, conjunta y sistémica la asignación de capacidad para todos los proyectos radicados en una anualidad. En consecuencia, la actualización de los parámetros técnicos utilizados por la UPME no constituye una irregularidad ni implica alteración sorpresiva de reglas, sino que obedece a un mandato expreso de la regulación en materia de planeación y evaluación de proyectos.

Tampoco es acertado afirmar que la actualización de los datos publicados en la Ventanilla Única genera una vulneración de la confianza legítima o de la seguridad jurídica. La actualización de la información técnica es un elemento esencial para garantizar la transparencia y rigurosidad del proceso de asignación de capacidad, y su utilización por parte de la administración no constituye un comportamiento contradictorio, sino la aplicación del principio de legalidad y del deber de evaluación responsable del impacto sistémico de cada proyecto. Pretender que la UPME evalúe las solicitudes con parámetros antiguos, desactualizados o superados, únicamente para preservar las expectativas particulares del solicitante, contravendría la regulación y comprometería la seguridad y confiabilidad del SIN.

La afirmación del recurrente según la cual, de haberse utilizado exclusivamente la información disponible a octubre de 2023, el proyecto habría sido priorizado, constituye una apreciación especulativa que no encuentra respaldo en el procedimiento regulatorio ni en la estructura del MACC. El modelo no evalúa proyectos de manera aislada; su lógica es de optimización conjunta, de modo que cualquier modificación en el conjunto total de solicitudes, en las restricciones del sistema o en las condiciones técnicas posteriores afecta la priorización global. Por ello, el hecho de que el estudio de conexión individual haya resultado viable no implica, ni jurídica ni técnicamente, que la solicitud sea priorizada en el MACC o que se garantice capacidad disponible en condiciones de simultaneidad con los demás proyectos de la subárea. La regulación distingue expresamente entre la viabilidad individual evaluada por el transportador y la viabilidad sistémica evaluada mediante el MACC; son etapas distintas y con alcances diferentes. En consecuencia, la existencia de un concepto favorable del transportador no tiene la virtud de sustituir o invalidar la evaluación sistémica que realiza la UPME.

Tampoco resulta acertada la afirmación según la cual la UPME habría desconocido o ignorado el concepto del transportador. La regulación establece

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

que dicho concepto hace parte de los insumos del procedimiento, pero no determina la priorización ni la asignación de capacidad, que dependen de la evaluación sistémica y conjunta prevista en la CREG 075 de 2021. El transportador evalúa únicamente la conexión individual desde la perspectiva de su red, mientras que la UPME evalúa la totalidad de solicitudes con criterios de expansión, restricciones del MACC, beneficios netos y topología del SIN. La regulación no otorga prevalencia al concepto del transportador ni lo erige como prueba suficiente para la priorización; por el contrario, establece claramente que la asignación depende de la evaluación sistémica realizada por esta entidad.

Finalmente, tampoco se evidencia la supuesta afectación al debido proceso o a la buena fe. La información técnica que utiliza la UPME se actualiza de manera regular y pública, conforme a su mandato legal en materia de planeación del sistema; dicha práctica es conocida por todos los agentes y se aplica uniformemente a todas las solicitudes, sin excepciones ni tratos diferenciados. No existe modificación sorpresiva de reglas, sino la aplicación normal y previsible del principio de actualización técnica. El recurrente, además, no demuestra un perjuicio cierto derivado de un cambio normativo o procedimental, sino que formula una inconformidad basada en expectativas particulares sobre el resultado de la priorización, expectativas que no constituyen derecho adquirido.

En consecuencia, esta Unidad concluye que no se configura vulneración alguna a los principios de seguridad jurídica, buena fe, confianza legítima o debido proceso. La evaluación se realizó conforme a la regulación vigente, utilizando la información actualizada del SIN y aplicando de manera uniforme el procedimiento del MACC. No existe irregularidad sustancial ni causal de nulidad, por lo cual no hay lugar a revocar los actos administrativos impugnados.

A continuación, los recurrentes formulan el siguiente argumento:

- INTERPRETACIÓN ERRÓNEA DE LA NORMA.

"La UPME hizo una interpretación errónea de las normas que regulan el procedimiento para asignar la capacidad de transporte al SIN al negar la solicitud de conexión del Proyecto a la Subestación Nueva Barranquilla por requerir obras de expansión, requisito que es contrario a lo que dispone la regulación, y lo que debió haber hecho la UPME era asignar la capacidad de transporte del Proyecto condicionada a la ejecución de las obras de expansión de la citada subestación, como lo establece la normatividad. (...)"

En relación con el argumento del recurrente según el cual la UPME habría interpretado erróneamente la regulación al no asignar capacidad de transporte condicionada a la ejecución de obras de expansión, se considera necesario precisar que dicho planteamiento desconoce el alcance real de las normas que regulan la asignación de capacidad de transporte para proyectos Clase 1 y, en particular, la diferencia entre: (i) la viabilidad individual de un punto de conexión para un proyecto específico, (ii) la priorización del proyecto dentro del procedimiento del MACC, y (iii) la obligación de la UPME de asignar capacidad únicamente cuando exista disponibilidad efectiva y verificable en el SIN.

El recurrente parte de una premisa incorrecta al afirmar que la UPME estaría obligada a asignar capacidad condicionada a obras de expansión. La regulación

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

aplicable —incluyendo la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021 y la Circular UPME 057 de 2022— establece de manera clara que la asignación de capacidad de transporte solo procede cuando, luego de la evaluación sistémica y de la priorización mediante el MACC, existe capacidad disponible bajo los criterios técnicos de seguridad, calidad y confiabilidad del sistema. La posibilidad de mencionar en el concepto una “Fecha de Puesta en Operación (FPO)” asociada a una obra de expansión no implica, en ningún caso, que la UPME pueda asignar capacidad de transporte a un proyecto no priorizado o inviable, ni que pueda comprometer una capacidad futura e hipotética derivada de obras aún no ejecutadas o cuyo alcance, cronograma o viabilidad técnica no se ha materializado en decisiones formales del Sistema de Transmisión Nacional. La norma que el recurrente cita parcialmente no autoriza la asignación condicionada cuando el proyecto ha sido clasificado como NO PRIORIZADO, ni cuando los límites técnicos —como el cortocircuito— se encuentren excedidos al momento de la evaluación conjunta.

Adicional a lo expuesto, es importante señalar que la Circular CREG 058 de 2022 y su modificatorio a través de la Circular CREG 047 de 2023, definieron el contenido de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico de los proyectos clase 1, contemplando en efecto, la posibilidad de tener en cuenta aquellas expansiones en el STN y/o STR que se consideren necesarias para la conexión de un proyecto, empero, la regulación en su conjunto también dispone que, tal potestad sólo podrá ser ejercida por la UPME conforme a las reglas establecidas por la misma regulación, cuando se trata de la ejecución de una expansión en el SIN, esto es, bajo el escenario de aprobación del plan de inversiones presentado ante la CREG por el Operador de Red, por manifestación de interés en ejecutar la obra por parte del Operador de Red o mediante proceso de selección a través de Convocatoria Pública realizada por esta Entidad, previa definición de la infraestructura para el transporte de energía eléctrica por parte del Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión.

Lo anterior, resulta pertinente por cuanto el inversionista a través de su escrito de impugnación precisó que al referirse el estudio de conexión a una expansión para conectar el proyecto de la referencia, era deber de la UPME considerar su necesidad aunque no se hubiera aprobado la misma por medio de los mecanismos antes señalados y, contenidos en instrumentos como las Resoluciones CREG 022 de 2001, CREG 024 de 2013 y CREG 015 de 2018, situación que, *a contrario sensu*, esta Unidad debe afirmar que, en todo caso siempre debe actuar apegada a los principios de legalidad y de actividad reglada del Estado, definidos en los artículos 29 y 6 de la Carta Política de 1991.

Por último, tampoco es correcta la afirmación de que las obras de expansión identificadas en el Plan Maestro constituyan, por sí mismas, un “derecho” del proyecto a obtener capacidad futura o condicionada. El Plan Maestro es un instrumento de planeación que identifica necesidades sistémicas y define portafolios estratégicos de obras, pero no tiene el carácter de acto administrativo aprobatorio de inversiones ni reemplaza los procedimientos definidos para la ejecución real de dichas obras, los cuales dependen de decisiones posteriores del adjudicatario, del OR/Transportador, de la CREG y de la implementación contractual correspondiente. Por ello, el hecho de que una necesidad de expansión figure en el Plan Maestro no otorga automáticamente capacidad

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

disponible, ni obliga a la UPME a anticipar en el presente su efecto técnico, ni habilita la asignación condicionada a su futura ejecución. La regulación impide comprometer capacidad no existente, pues la asignación debe basarse en condiciones técnicas reales, verificadas y concurrentes. La UPME, por mandato regulatorio, no puede asignar capacidad con fundamento en obras no ejecutadas, ni puede suponer disponibilidad futura sin validación eléctrica confirmada conforme a los numerales 6.4.1 y 6.4.2 de la Circular UPME 057 de 2022.

Como aporte final dentro de su recurso, los recurrentes formulan el siguiente argumento:

- PÉRDIDA DE COMPETENCIA DE LA UPME AL EXPEDIR LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS IMPUGNADOS POR FUERA DEL PLAZO (CRONOGRAMA) ESTABLECIDO EN LA REGULACIÓN.

"La UPME perdió la competencia para expedir el concepto de asignación de capacidad por haber dejado vencer el plazo establecido en la regulación, específicamente en la Resolución 101 17 de 2023, por cuanto dicha entidad expidió los Actos Administrativos que fueron notificados a mi representada el 7 de abril de 2025, meses después de haber vencido su plazo."

En relación con la afirmación del recurrente según la cual la UPME habría perdido competencia para expedir los actos administrativos impugnados por haberse superado los plazos establecidos en la Resolución CREG 101 017 de 2023, la Unidad precisa que dicho planteamiento carece de sustento jurídico. Los plazos contenidos en esa resolución corresponden a un cronograma operativo fijado por la CREG para organizar el proceso anual, pero no constituyen términos perentorios, extintivos ni preclusivos de la competencia. En ninguna disposición de la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución UPME 528 de 2021, la Circular Externa UPME 057 de 2022 o la propia Resolución CREG 101 017 de 2023 se establece que el vencimiento de esos plazos genere pérdida de competencia o nulidad de los actos adoptados posteriormente.

La competencia para resolver solicitudes de asignación de capacidad de transporte proviene del acto de delegación contenido en la Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, delegación que permanece vigente y solo puede finalizar mediante acto expreso de revocatoria o modificación, circunstancias que no ocurrieron en este caso. El vencimiento del cronograma no tiene el efecto jurídico de trasladar automáticamente la competencia al Ministerio, como lo sugiere el recurrente, ni existe norma que así lo disponga.

En consecuencia, la Unidad conservó plenamente la competencia para decidir la solicitud, los actos administrativos fueron válidamente expedidos y no se configura causal de nulidad ni procede la revocatoria solicitada.

5.7 Argumentos de PENTAENERGY S.A.S. E.S.P., promotor del proyecto SOL DE MALAMBO, el cual expresó:

El promotor PENTAENERGY S.A.S. E.S.P., mediante los Radicados UPME No. 20251500095972 y 20251500095982, exponiendo los siguientes argumentos:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

- Capacidad Excedente Cortocircuito:

"Conforme a lo indicado en numeral 9.3 Resultados de Cortocircuito - del estudio de conexión, las solicitudes de conexión SC_2024_5969_A1 y SC_2024_5969_A2 no aportan corriente de cortocircuito a las subestaciones Centro 110 kV, El Río 220/110 kV, Estadio 110 kV, Flores 220 kV, Las Flores 220/110 kV, Nva Barranquilla 220 kV, Nva magdalena 110 k, Oasis 110 kV, Sabanalarga 220 kV, Silencio 110 kV, Tebsa 220/110 kV, Termoflores 110 kV y Unión 110 kV. En consecuencia, se solicita verificar esta información en el estudio de conexión aportado y/o realizando nuevas simulaciones de corto circuito.

La superación de la capacidad disponible de cortocircuito en las subestaciones descritas anteriormente no se debe al ingreso del proyecto Sol Malambo, es una problemática actual del sistema eléctrico, en consecuencia, con la entrada o no del proyecto la situación permanece igual".

Para garantizar la rigurosidad del análisis, la metodología empleada por la UPME sigue la norma IEC 60909:2016, la cual establece un escenario de generación en el que se simulan todas las unidades en línea para determinar el máximo nivel de cortocircuito. Asimismo, se modela la topología de la red bajo condiciones normales de operación, considerando todos los elementos en servicio con el objetivo de evaluar el mayor enmallamiento posible. En este contexto, los resultados de cortocircuito publicados por la UPME en el proceso de asignación 2023-2024 reflejan la evolución del sistema eléctrico. Factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) y la aprobación de obras de expansión alteran la configuración de la red, impactando los niveles de cortocircuito en distintas subestaciones. Dado que estos cambios son inherentes a la dinámica del sistema, la UPME estableció un corte para la información, fijando el 20 de agosto de 2024 como la fecha de referencia para garantizar que el análisis refleje el estado más actualizado posible de la red.

Con relación a lo anterior, la metodología empleada por la UPME para calcular la capacidad remanente de cortocircuito se encuentra publicada en el documento "Capacidad cortocircuito excedente SIN", Donde la capacidad de interrupción en el nodo corresponde a la reportada por los transportadores conforme a la Circular CREG 014 de 2022, y la corriente de cortocircuito máxima se determina como el máximo entre la corriente de falla monofásica y trifásica, como se muestra a continuación:

Imagen 3 Extracto de la Circular Externa UPME 057 de 2022

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Circular CREG 014 de 2022 en la cual se presenta por parte de los transportadores la información necesaria para la elaboración de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico.

Por otra parte, en relación con el cálculo de la corriente máxima ($CC_{b,t}^{max}$) esta corresponderá al máximo valor entre la corriente de falla monofásica y la corriente de falla trifásica tal y como se presenta en la siguiente formula.

$$CC_{b,t}^{max} = \max (CC_{b,t}^{1F}, CC_{b,t}^{3F}) \forall b, t,$$

donde:

- $CC_{b,t}^{1F}$ Corriente de cortocircuito monofásica en el nodo b para el periodo de tiempo t (kA).
- $CC_{b,t}^{3F}$ Corriente de cortocircuito trifásica en el nodo b para el periodo de tiempo t (kA).

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

donde:

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

Es de aclarar que la capacidad de interrupción ($CI_{b,t}$) corresponderá a la capacidad de interrupción reportada por el propietario del punto de conexión en el marco de la Circular CREG 014 de 2022 en la cual se presenta por parte de los transportadores la información necesaria para la elaboración de los estudios de conexión y disponibilidad de espacio físico.

En las condiciones actuales del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como se evidencia en el "Informe de evaluación Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito" desarrollado por la UPME en apoyo de XM y el CNO disponible en: https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_priorizacion_subestaciones_v3_final.pdf, se evidencian condiciones críticas de agotamiento en la capacidad de interrupción de las subestaciones, lo cual afecta la seguridad de la operación del sistema. Con base en lo anterior, flexibilizar la capacidad excedentaria de cortocircuito agravaría la situación actual, llevando a comprometer la seguridad de la operación del SIN.

Así las cosas, no son de recibos los argumentos presentados por los recurrentes. Pues no es posible dejar por fuera del análisis las subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito, pues esto sería desconocer el estado actual del SIN.

En conclusión, aprobar cualquier proyecto en subestaciones cuya capacidad de corto circuito ya está agotada agravaría la situación actual, llevando a comprometer la seguridad de la operación del SIN, lo cual sería un incumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en el

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Código de Redes, así como de la función misional de la UPME como entidad encargada de la planeación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Finalmente, en su recurso, el promotor indica que las alternativas presentadas no aportan corriente de cortocircuito en varias subestaciones. En este sentido, una de las premisas consideradas en el análisis desarrollado es que las solicitudes de conexión presentaron información veraz y confiable. Luego al revisar la documentación enviada por el promotor en su solicitud se verificó los datos suministrados tal como se muestra a continuación:

Imagen 4 Resultados estudio de conexión

		REPORTE DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CONEXION - CORTOCIRCUITO			
Subestación	Año	Aporte cortocircuito - 1F - A1 (kA)	Aporte cortocircuito - 3F - A1 (kA)	Aporte cortocircuito - 1F - A2 (kA)	Aporte cortocircuito - 3F - A2 (kA)
110 B1 Termoflores I	2027	0,009	0,020	0,008	0,020
110 Centro	2027	0,006	0,018	0,006	0,018
110 El Río	2027	0,004	0,010	0,004	0,010
110 Las Flores	2027	0,008	0,019	0,007	0,019
110 Oasis	2027	0,007	0,021	0,007	0,020
110 SE Estadio	2027	0,005	0,016	0,005	0,016
110 SE Magdalena	2027	0,002	0,007	0,002	0,007
110 Silencio	2027	0,007	0,021	0,007	0,021
110 Tebsa B1	2027	0,004	0,011	0,004	0,010
110 Unión	2027	0,002	0,006	0,002	0,006
220 El Río	2027	0,003	0,010	0,003	0,010
220 Nueva Barranquilla	2027	0,003	0,011	0,003	0,011
220 Sabanalarga	2027	0,005	0,011	0,004	0,011
220 Tebsa	2027	0,006	0,015	0,006	0,014
220 Termoflores	2027	0,004	0,012	0,004	0,012
110 B1 Termoflores I	2033	0,009	0,020	0,008	0,020
110 Centro	2033	0,006	0,018	0,006	0,018
110 El Río	2033	0,004	0,010	0,004	0,010
110 Las Flores	2033	0,008	0,019	0,007	0,019
110 Oasis	2033	0,007	0,021	0,007	0,020
110 SE Estadio	2033	0,005	0,016	0,005	0,016
110 SE Magdalena	2033	0,002	0,007	0,002	0,007
110 Silencio	2033	0,007	0,021	0,007	0,021
110 Tebsa B1	2033	0,004	0,011	0,004	0,010
110 Unión	2033	0,002	0,006	0,002	0,006
220 El Río	2033	0,003	0,010	0,003	0,010
220 Nueva Barranquilla	2033	0,003	0,011	0,003	0,011
220 Sabanalarga	2033	0,005	0,011	0,004	0,011
220 Tebsa	2033	0,006	0,015	0,006	0,014
220 Termoflores	2033	0,004	0,012	0,004	0,012

Imagen 5 Resultados estudio de conexión 2027-2033

Barra	Nivel de Diseño	2027					
		CC Monofásico			CC Trifásico		
		CB kA	Alt 1 kA	Alt 2 kA	CB kA	Alt 1 kA	Alt 2 kA
110 Juan Mina	31,5	8,64	8,64	8,64	11,32	11,33	11,33
110 Malambo 1	25	12,13	12,14	12,14	15,67	15,73	15,73
110 Norte	40	11,75	11,76	11,76	10,80	10,80	10,80
110 Nueva Barranquilla	31,5	12,71	12,72	12,72	11,69	11,70	11,70
110 Oasis	31,5	30,13	30,14	30,14	29,96	29,98	29,98
110 Palermo	40	20,03	20,03	20,03	23,35	23,36	23,36
110 SE Estadio	40	25,73	25,74	25,74	25,77	25,79	25,79
110 SE Magdalena	40	24,42	24,42	24,42	25,55	25,56	25,56
110 Sabanalarga	31,5	12,74	12,74	12,74	11,41	11,42	11,42
110 Salamina	31,5	3,48	3,48	3,48	3,62	3,62	3,62
110 Silencio	31,5	28,05	28,05	28,05	27,94	27,96	27,96
110 Tebsa B1	40	34,72	34,72	34,72	31,43	31,44	31,44
110 Unión	31,5	24,31	24,31	24,31	24,20	24,21	24,21
110 Veinte de Julio	31,5	17,11	17,11	17,11	23,19	23,19	23,19
34.5 Malambo2	25	9,60	9,67	9,67	9,01	9,19	9,20
34.5 Sabanagrande	12,5	2,64	2,65	2,65	3,98	4,01	4,01
13.8 Malambo	25	17,38	17,55	17,46	16,61	17,08	16,85
13.8 Sabanagrande	12,5	4,96	4,97	4,97	6,57	6,61	6,61
PS MALAMBO A2	-	0,00	0,00	3,43	0,00	0,00	4,60
PS MALAMBO A1	-	0,00	16,24	0,00	0,00	16,34	0,00

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Barra	Nivel de Diseño	2027					
		CC Monofásico			CC Trifásico		
		CB	Alt 1	Alt 2	CB	Alt 1	Alt 2
		kA	kA	kA	kA	kA	kA
500 Sabanalarga	40	12,58	12,58	12,58	12,58	12,59	12,59
220 Caracolí	40	23,90	23,91	23,91	25,89	25,91	25,91
220 El Río	40	23,46	23,46	23,46	26,10	26,11	26,11
220 Nueva Barranquilla	31,5	23,75	23,75	23,75	25,04	25,05	25,05
220 Sabanalarga	40	33,53	33,53	33,53	30,61	30,62	30,62
220 Termoflores	31,5	26,96	26,97	26,97	26,50	26,51	26,51
110 Baranoa	25	7,22	7,22	7,22	8,96	8,96	8,96
110 Caracolí	40	27,49	27,51	27,51	26,63	26,68	26,68
110 Centro	31,5	26,02	26,03	26,03	26,44	26,46	26,46
110 Cordialidad	31,5	11,87	11,87	11,87	16,29	16,29	16,29
110 El Río	31,5	30,72	30,72	30,72	28,78	28,79	28,79
110 Galapa	40	10,79	10,79	10,79	14,31	14,32	14,32

Barra	Nivel de Diseño	2033					
		CC Monofásico			CC Trifásico		
		CB	Alt 1	Alt 2	CB	Alt 1	Alt 2
		kA	kA	kA	kA	kA	kA
500 Sabanalarga	40	12,58	12,58	12,58	12,58	12,59	12,59
220 Caracolí	40	23,90	23,91	23,91	25,89	25,91	25,91
220 El Río	40	23,46	23,46	23,46	26,10	26,11	26,11
220 Nueva Barranquilla	31,5	23,75	23,75	23,75	25,04	25,05	25,05
220 Sabanalarga	40	33,53	33,53	33,53	30,61	30,62	30,62
220 Termoflores	31,5	26,96	26,97	26,97	26,50	26,51	26,51
110 Baranoa	25	7,22	7,22	7,22	8,96	8,96	8,96
110 Caracolí	40	27,49	27,51	27,51	26,63	26,68	26,68
110 Centro	31,5	26,02	26,03	26,03	26,44	26,46	26,46

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Barra	Nivel de Diseño	2033					
		CC Monofásico			CC Trifásico		
		CB	Alt 1	Alt 2	CB	Alt 1	Alt 2
		kA	kA	kA	kA	kA	kA
110 Cordialidad	31,5	11,87	11,87	11,87	16,29	16,29	16,29
110 El Río	31,5	30,72	30,72	30,72	28,78	28,79	28,79
110 Galapa	40	10,79	10,79	10,79	14,31	14,32	14,32
110 Juan Mina	31,5	8,64	8,64	8,64	11,32	11,33	11,33
110 Malambo 1	25	12,13	12,14	12,14	15,67	15,73	15,73
110 Norte	40	11,75	11,76	11,76	10,80	10,80	10,80
110 Nueva Barranquilla	31,5	12,71	12,72	12,72	11,69	11,70	11,70
110 Oasis	31,5	30,13	30,14	30,14	29,96	29,98	29,98
110 Palermo	40	20,03	20,03	20,03	23,35	23,36	23,36
110 SE Estadio	40	25,73	25,74	25,74	25,77	25,79	25,79
110 SE Magdalena	40	24,42	24,42	24,42	25,55	25,56	25,56
110 Sabanalarga	31,5	12,74	12,74	12,74	11,41	11,42	11,42
110 Salamina	31,5	3,48	3,48	3,48	3,62	3,62	3,62
110 Silencio	31,5	28,05	28,05	28,05	27,94	27,96	27,96
110 Tebsa B1	40	34,72	34,72	34,72	31,43	31,44	31,44
110 Unión	31,5	24,31	24,31	24,31	24,20	24,21	24,21
110 Veinte de Julio	31,5	17,11	17,11	17,11	23,19	23,19	23,19
34.5 Malambo2	25	9,60	9,67	9,67	9,01	9,19	9,20
34.5 Sabanagrande	12,5	2,64	2,65	2,65	3,98	4,01	4,01
13.8 Malambo	25	17,38	17,55	17,46	16,61	17,08	16,85
13.8 Sabanagrande	12,5	4,96	4,97	4,97	6,57	6,61	6,61
PS MALAMBO A2	-	0,00	0,00	3,43	0,00	0,00	4,60
PS MALAMBO A1	-	0,00	16,24	0,00	0,00	16,34	0,00

Estos datos fueron los utilizados para los análisis realizados por la Unidad y que sirven de base para su decisión.

En conclusión, la UPME realizó el análisis de cortocircuito con base en la información suministrada por el propio promotor y conforme a la metodología y normativa vigente. Los resultados reflejan el estado actual del SIN y no derivan de errores de evaluación. Por tanto, los argumentos del recurrente no desvirtúan la decisión adoptada, manteniéndose la no viabilidad del proyecto frente a la restricción de cortocircuito.

5.8 Argumentos de SOL DE LAS CIENAGAS S.A. E.S.P., promotor del proyecto EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1, el cual expresó:

-Para la priorización del proyecto, la UPME no tuvo en cuenta que este satisface la capacidad de barra

"De acuerdo con la propia UPME, este proyecto cuenta con suficiente capacidad de barra para su conexión al SIN. Sin embargo, no fue priorizado

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

debido a los resultados del cálculo de cortocircuito, excluyéndose así una iniciativa que presenta beneficios evidentes al tratarse de la expansión de una planta existente con una capacidad instalada de 50 MW, en operación desde diciembre de 2024 y con licencia ambiental aprobada.

Este tipo de proyectos, por su nivel de avance y aporte al sistema, debería haber sido priorizado para su modelación mediante el MACC y, en todo caso, evaluado técnicamente por la UPME con el fin de asegurar una valoración integral y técnica. Dicha evaluación debe considerar los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021, la cual busca que los requisitos técnicos aplicables a las conexiones de generadores al SIN promuevan efectivamente la expansión de la capacidad de generación y transmisión, garantizando la sostenibilidad, seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico.

La UPME describió el proyecto como viable por capacidad de barra, en la alternativa de conexión al punto de CARACOLÍ 110 kV, así:

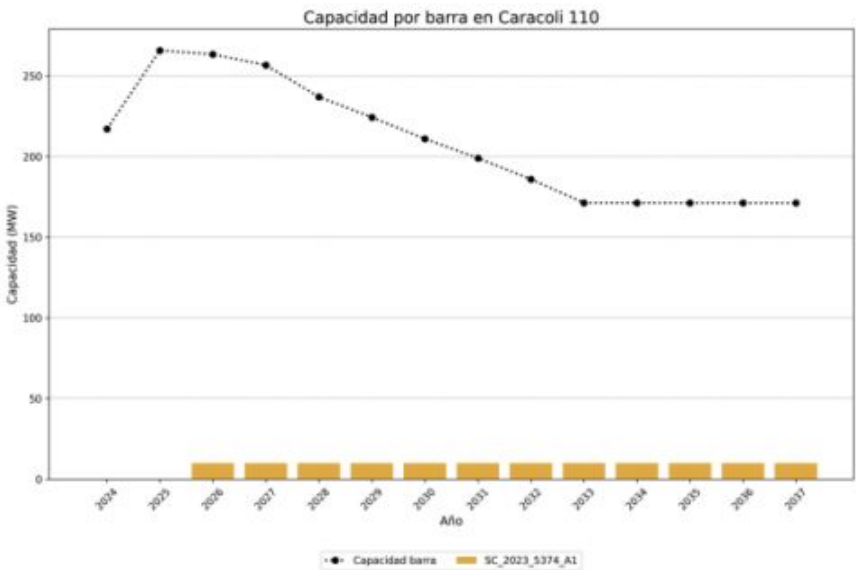


Figura 4-1024. Evaluación de restricción de capacidad por barra de la alternativa de conexión SC_2023_5374_A1

(...)

En conclusión, la UPME debe emitir decisión a la luz de respeto del debido proceso administrativo y las garantías fundamentales del interesado y considerando que existe capacidad de barra suficiente en la barra CARACOLÍ 110 kV con la entrada del proyecto EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1. Una vez realizados los ajustes en el MACC, deberá determinar que el proyecto debe ser priorizado y que se agote el estudio propio de validación eléctrica que realiza la UPME con sus propios cálculos, para concluir que su inclusión al SIN cumple con las disposiciones establecidas por la CREG para garantizar la seguridad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.”

En aras de garantizar la rigurosidad del análisis, es relevante indicar que, la metodología empleada por la UPME sigue la norma IEC 60909:2016, la cual establece un escenario de generación en el que se simulan todas las unidades en línea para determinar el máximo nivel de cortocircuito. Asimismo, se modela la topología de la red bajo condiciones normales de operación, considerando todos

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

los elementos en servicio con el objetivo de evaluar el mayor enmallamiento posible.

En este contexto, los resultados de cortocircuito publicados por la UPME en el proceso de asignación 2023-2024 reflejan la evolución del sistema eléctrico. Factores como la liberación de capacidad de transporte de proyectos de generación y carga, las modificaciones de Fechas de Puesta en Operación (FPO) y la aprobación de obras de expansión alteran la configuración de la red, impactando los niveles de cortocircuito en distintas subestaciones. Dado que estos cambios son inherentes a la dinámica del sistema, la UPME establece un corte para la información, para el presente ciclo, se tomó el 20 de agosto de 2024 como la fecha de referencia para garantizar que el análisis refleje el estado de la red lo más actualizado posible.

En relación a lo anterior, la metodología empleada por la UPME para calcular la capacidad remanente de cortocircuito se encuentra publicada en el documento "Capacidad cortocircuito excedente SIN", Donde la capacidad de interrupción en el nodo corresponde a la reportada por los transportadores conforme a la Circular CREG 014 de 2022, y la corriente de cortocircuito máxima se determina como el máximo entre la corriente de falla monofásica y trifásica, como se muestra en la imagen 2 de la respuesta al literal c) del numeral 5.4 de la presente resolución.

A partir de lo expuesto, la UPME para cada ciclo de asignación calcula la capacidad de corto circuito excedente. Por lo tanto, las diferencias que pueden tener las subestaciones para cada uno de los ciclos son resultado de la dinámica del sistema eléctrico. Estos cambios alteran la configuración del sistema y la distribución de los flujos eléctricos, afectando los niveles de cortocircuito en distintas barras. Además, la conexión y/o definición de nuevas obras asociadas al SIN puede agotar la capacidad remanente de cortocircuito debido al mayor enmallamiento de la red, lo que explica las diferencias entre los ciclos de evaluación que se han realizado.

En cuanto a las alternativas de conexión evaluadas, cada una de ellas ha sido analizada conforme a los criterios establecidos en el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC). Si bien se puede indicar que para algún año la restricción no existe, es fundamental evaluar la capacidad excedente de corto circuito en el horizonte de análisis 2024-2037 para garantizar su viabilidad a largo plazo.

Como parte de este análisis, se identificaron subestaciones cuya capacidad excedente de cortocircuito es igual a cero, lo que indica que han alcanzado o superado su capacidad de interrupción. En estos casos, cualquier aporte adicional de corriente de cortocircuito podría generar restricciones que afecten la viabilidad de nuevas conexiones en el sistema, reforzando la necesidad de una planeación rigurosa y alineada con las condiciones proyectadas de la red.

Por lo anterior, la exclusión de subestaciones con capacidad excedente agotada no es viable, ya que estas forman parte integral del análisis de planeación del sistema eléctrico y reflejan las condiciones proyectadas para la red en el horizonte de evaluación. Su inclusión permite identificar restricciones estructurales dentro del sistema eléctrico y orientar la planificación de futuras

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

expansiones y refuerzos. Además, omitir estas subestaciones generaría una visión incompleta del comportamiento del sistema, lo que podría derivar en la selección de alternativas de conexión inviables dentro del marco de planeación.

Dicho esto, la metodología utilizada garantiza una evaluación rigurosa y alineada con la normativa vigente, asegurando la estabilidad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN); recuérdese que, los criterios técnicos utilizados por la Unidad para la asignación de capacidad están establecidos en el código de redes -Resolución CREG 025 de 1995.

En línea, la Unidad debe garantizar el cumplimiento de los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en la precitada resolución. En este sentido, la UPME debe revisar el cumplimiento de todos y cada uno de los criterios técnicos y jurídicos sin excepción, incluyendo el recurso en análisis; así que, aprobar proyectos en subestaciones cuya capacidad de cortocircuito se encuentra excedida, degradará la situación operativa actual, comprometiendo la seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Tal decisión constituye una vulneración de los criterios técnicos definidos en el Código de Redes, así como un incumplimiento de la función misional de la UPME como entidad responsable de la planeación del SIN.

Por lo tanto, el argumento aquí analizado, no está llamado a prosperar, por lo explicado en el desarrollo del presente acápite.

- Falta de consideración de algunos aspectos en relación con el cálculo de la capacidad de cortocircuito.

"La UPME fundamenta la no priorización del proyecto, exclusivamente, en el exceso de capacidades de cortocircuito de algunas subestaciones aledañas al punto de conexión propuesto, según los datos que fueran reportados por los propietarios de los equipos en las subestaciones cercanas.

Este exceso se refiere a la diferencia entre la capacidad de interrupción de corriente de cortocircuito de la subestación y el aporte de corriente de cortocircuito del sistema en dicha subestación. Los escenarios de generación y la capacidad de interrupción de corriente de cortocircuito de las subestaciones son variables indispensables para realizar el análisis en el estudio de conexión, en el que se concluyó que, según las simulaciones eléctricas realizadas la conexión del proyecto es técnicamente viable.

En efecto, en el estudio de conexión el resultado de análisis de cortocircuito evidenció que el ingreso del proyecto de expansión era viable, así: En los análisis de cortocircuito se puede observar que, con la entrada del proyecto en la alternativa de conexión, no se presenta un aumento significativo de los niveles de corriente de cortocircuito.

Después de realizar técnicos y económicos correspondientes a la conexión del proyecto Expansión PS Caracolí 1, con una capacidad de 9,9 MW, se observa que el sistema presenta un comportamiento adecuado ante la entrada de este proyecto ante la alternativa analizada; la cual consiste en conectar la generación del proyecto Expansión PS Caracolí 1, de 9,9 MW, a la subestación Caracoli mediante la construcción de un circuito de aproximadamente 6.69 km, para el año 2026.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Esto fue confirmado por AIR-E, como OR de la zona, quienes indicaron:

-E S.A.S. E.S.P. en escenarios de Máxima generación térmica en la sub rea del Atlántico, se evidencian restricciones en el SDL y STR operado por AIR-E S.A.S. E.S.P. No obstante, con la entrada en operación de la alternativa 1 de conexión (subestación Caracol 110 kV) del proyecto de generación EXPANSION PS CARACOL 1 DE 9,9 MW, NO se presentan aumentos en las sobrecargas del SDL y STR en condiciones de contingencia N-1, por lo cual consideramos QUE ES UNA ALTRENAATIVA VIABLE De conformidad con lo expresado anteriormente, AIR-E S.A.S. E.S.P., considera que es viable técnicamente la conexión del proyecto de generación EXPANSION PS CARACOL 1. de acuerdo con la alternativa de conexión presentada por el interesado.

Se resalta que AIR-E, responsable de la zona de influencia del proyecto, indicó que el proyecto es viable, es decir, que según sus simulaciones eléctricas no se presentan aumentos en las sobrecargas del SDL y STR que puedan implicar un riesgo para el sistema, pues los flujos de carga, las contingencias, la estabilidad e incluso los análisis de aporte de cortocircuito del proyecto permiten concluir que el posible aporte no es relevante, sin esperar que todos los indicadores estén bajo el parámetro CERO.

(...) En consecuencia, corresponde la revocatoria de la decisión actual y su reemplazo por una nueva que contemple una evaluación técnica integral, realizada por la UPME a través de su validación eléctrica, en la cual, con base en sus propios análisis técnicos y sin limitarse a los datos contenidos en el estudio previamente presentado, se confirme que el aporte en cortocircuito del Proyecto Expansión PS Caracolí 1 no es significativo, sino marginal. Esta validación debe permitir el ingreso del proyecto al MACC, considerando que existe capacidad disponible, y proceder con su priorización y asignación de conexión en la barra CARACOLÍ 110 kV. (...)"

En respuesta al presente argumento, y respecto a lo indicado sobre los comentarios del operador de red -OR, la Unidad informa que los comentarios tanto de los operadores de red o de los transportadores correspondientes en la zona del proyecto fueron tomados en cuenta en el análisis realizado por la Unidad. Sin embargo, es necesario señalar que los análisis realizados por ellos y sus observaciones son, en el mejor de los casos, resultado de considerar individualmente las solicitudes presentadas en el área administrada por cada uno de ellos. Luego, es responsabilidad de la Unidad realizar el análisis completo de todas las solicitudes, no solo en el punto de conexión sino en toda el área de influencia del proyecto. Para ello se consideró factores como la liberación de proyectos de generación y carga, las modificaciones de Fechas de Puesta en Operación (FPO), entre otros, y por supuesto los comentarios del transportador.

Así, y de acuerdo con la normatividad vigente, específicamente, el artículo 10 de la resolución CREG 075 de 2021, el cual indica que: *"En todo caso, se entenderá que las conclusiones del responsable de la asignación de capacidad de transporte prevalecen sobre los comentarios que haga el transportador"*. Por lo tanto, se confirma que la UPME es quien hace las veces de guardián del sistema eléctrico y es por eso que se debe analizar el área de influencia del proyecto y no solo su punto de conexión.

En resumen, la UPME actuó conforme a la normativa vigente y sus evaluaciones se ajustan a las condiciones técnicas actuales para garantizar que cada nueva

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

conexión se integre de manera adecuada al sistema, sin comprometer su eficiencia, seguridad y confiabilidad.

En este sentido, la Unidad está en la obligación de revisar el cumplimiento de todos y cada uno de los criterios técnicos sin excepción. Por lo que, aprobar proyectos en subestaciones cuya capacidad de cortocircuito se encuentra excedida, degradaría la situación operativa actual, comprometiendo la seguridad del SIN. Tal decisión sería una vulneración de los criterios técnicos definidos en el Código de Redes, así como un incumplimiento de la función misional de la UPME como entidad responsable de la planeación del SIN.

Por otra parte, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Circular UPME 057 de 2022, la validación eléctrica se realiza únicamente con los proyectos que han sido priorizados tras la ejecución del MACC. Esto se detalla en el siguiente extracto:

"(...) Se realizará una validación eléctrica de la asignación obtenida considerando de forma conjunta todos los proyectos que hayan tenido asignación de capacidad de transporte acorde al MACC, con el objetivo de confirmar la capacidad asignada obtenida (...)"

Con base en lo anterior, los proyectos clasificados como No Viables no son objeto de validación eléctrica, ya que no superan la priorización preliminar establecida por el MACC debido a que incumplen las restricciones individuales del modelo. Por lo tanto, dichos proyectos quedan automáticamente excluidos del análisis de viabilidad, puesto que, desde el inicio del proceso, se determina que la red se encuentra agotada en las condiciones de expansión consideradas.

Por lo tanto, el argumento presentado no está llamado a prosperar.

-Inconsistencias y Falta de Claridad en la aplicación de los escenarios de modelación

Sin embargo, se ha identificado que los escenarios utilizados por la UPME son ambiguos y no reflejan claramente las necesidades reales del sistema. Esta falta de claridad genera una evaluación excesivamente estricta, sin una racionalidad adecuada.

En los documentos que sustentan la emisión masiva de conceptos sin capacidad asignada para el ciclo 2023, se mencionó que se utilizan tres escenarios: uno máximo, otro medio y uno mínimo, de acuerdo con la demanda máxima, media y mínima de la subárea. Estos escenarios teóricamente se procesaron con la información reportada por el transportador y las proyecciones de la UPME. Sin embargo, no se conoce el detalle de los datos con los que se modelaron esos escenarios simulados.

La falta de precisión en los escenarios utilizados por la UPME genera una evaluación que no responde a las condiciones operativas reales del sistema. Esta disonancia limita innecesariamente la capacidad en las barras y los excedentes de cortocircuito, tomando decisiones que no se ajustan a la realidad técnica y operativa, más aún cuando el proyecto es viable desde la perspectiva de la capacidad de barra.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

La indeterminación de los escenarios, sumada a las discrepancias en las condiciones operativas y en lo utilizado por la UPME en su modelo eléctrico, origina inconsistencias entre los estudios presentados por los promotores, las observaciones de los transportadores y la capacidad calculada por la UPME. Esto impide que prevalezca la información más precisa y fundamentada.

Estas inconsistencias no pueden utilizarse como base para que el responsable de la asignación de capacidad de transporte haga prevalecer sus estudios sobre los comentarios del transportador y los estudios de conexión. La UPME debe garantizar que las restricciones impuestas sean claras, fundamentadas y alineadas con la realidad del sistema.

La falta de información sobre la capacidad de barra o los excedentes de cortocircuito afecta la validez de los resultados. Los proyectos descartados por estos cálculos carecen de un análisis adecuado y transparente. Este escenario no sólo resulta inequitativo para los promotores, sino que también contraviene los propósitos de la normativa que regula el procedimiento de asignación de capacidad.

Para atender el presente argumento, es preciso indicar que para los cálculos presentados en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico - 2024", el "Reporte de cálculo de Capacidad por Barra para las subestaciones de cada una de las subáreas - 2024", el "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - 2024" y el "Reporte de cálculo de capacidad por zona de la subárea Atlántico - 2024", se utilizó la información de demanda reportada por el operador de red, que se encuentra en el módulo alternativo a la Ventanilla Única ("Información para estudios de conexión proyectos clase 1"), conforme a lo establecido en la Circular CREG 014 de 2022 y que esta información se tomó con corte al **20 de agosto de 2024** conforme a la Circular UPME 057 de 2024.

La información correspondiente puede ser consultada por medio del siguiente enlace:

<https://app.upme.gov.co/InfoEstudiosConexion/home/Login> > Parámetros de sistema y disponibilidad física

Por otra parte, conviene señalar que las proyecciones de demanda utilizada se realizaron teniendo en cuenta el documento titulado "Anexo proyección demanda 2024-2038 - v2 Julio 2024". Para su conocimiento, podrá consultar el documento en el siguiente enlace:

<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

En esta sección podrá encontrar la siguiente información:

1. Informe Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2024-2038 - Revisión Julio de 2024:

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyeccion_demanda_energia_electrica_y_potencia_maxima_rev_jul2024.pdf

2. Anexo en Excel de la proyección de demanda 2024-2038:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Anexo_proyeccion_demanda_2024_2038_v2_Jul2024.xlsx

Es importante destacar que, en el archivo Excel, específicamente el numeral 12 titulado "Demanda anual de Potencia Máxima por áreas SIN (MW-año)", se encuentran tablas que presentan la proyección de demanda por cada área eléctrica operativa. Estas tablas permiten al interesado consultar la información correspondiente al área de su interés, donde se detalla el crecimiento proyectado de la demanda.

Dichas proyecciones se utilizan para proyectar la demanda reportada por el Operador de Red a través del módulo alternativo a la Ventanilla Única ("Información para estudios de conexión proyectos clase 1"), diferenciando las demandas por tipo de carga: industrial, comercial y residencial.

Por otro lado, los escenarios de despacho y criterios técnicos utilizados siguen una filosofía de planeación conservadora, en la que se prioriza la seguridad del sistema ante posibles condiciones de operación. Para ello, se establecen escenarios críticos que permiten evaluar el sistema en situaciones de mayor exigencia, con el fin de mitigar las incertidumbres inherentes al proceso de planeación. Estas condiciones operativas también están sujetas a las modificaciones que experimente el sistema eléctrico.

Asimismo, en el Anexo de la Circular CREG 058 de 2022, modificada por la Circular No. 047 de 2023 se señala lo siguiente respecto a los escenarios de generación:

"Los escenarios críticos de despacho y demanda a ser tenidos en cuenta en el estudio de conexión deben incluir los escenarios que la UPME publique en la ventanilla única para cada área o subárea eléctrica, además de todos aquellos escenarios requeridos para verificar las condiciones técnicas de la conexión."

Teniendo en cuenta lo anterior, las condiciones operativas presentadas por la UPME proporcionaban los escenarios mínimos que debían ser evaluados al presentar una solicitud de conexión. Sin embargo, estos escenarios no limitaban ni a la UPME ni a los interesados en evaluar escenarios más restrictivos que los inicialmente presentados por la Unidad. Es así, como se pueden presentar nuevos escenarios restrictivos que son identificados por la UPME, el CND o por un promotor.

Es importante señalar que, para la configuración, construcción y aplicación de estos escenarios, se utilizó toda la información actualizada y disponible a la fecha de corte de la evaluación, información que es de conocimiento público y está disponible como se ha informado a lo largo de este documento. Adicionalmente es necesario señalar que los criterios técnicos utilizados por la Unidad están establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 que establece que se debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento.

Como complemento a la información reportada por los transmisores, en cuanto a las obras de transmisión, se hace necesario indicar que el Ministerio de Minas y Energía adoptó el "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

2022-2036" mediante la Resolución 40477 del 24 de julio de 2023, modificada parcialmente por la Resolución 40252 del 18 de julio de 2024, documento que puede consultarse en el siguiente enlace:

<https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/planes-expansion/>.

Asimismo, se consideraron las obras de expansión aprobadas por la **Unidad**, incluyendo el primer paquete de obras urgentes publicado mediante la **Resolución UPME 727 de 2024**. Adicionalmente, al momento del corte de información, se incluyeron todos los proyectos de generación y carga liberados, aprobados y en firme.

Es necesario indicar que, con el objetivo de garantizar que el análisis refleje el estado más actualizado posible de la red, la UPME aplicó un corte de información hasta el 20 de agosto de 2024. En este contexto, primero, hay factores como la liberación de capacidad de proyectos de generación y carga, las modificaciones de Fechas de Puesta en Operación (FPO), y aprobación de obras de expansión que alteran la configuración de la red, impactando en niveles de tensión y cargabilidad de líneas y transformadores, y los niveles de cortocircuito en distintas subestaciones.

Es de señalar que, no se utilizó la información del momento de radicación de los estudios, ya que esta información no refleja adecuadamente el comportamiento futuro del sistema eléctrico. Por ejemplo, en su lugar, se utilizan proyecciones de demanda actualizadas que permiten evaluar de mejor forma la capacidad del sistema para soportar la carga futura y planificar adecuadamente las expansiones necesarias. Esta práctica asegura que el análisis de capacidad de transporte sea más preciso, realista y sostenible a largo plazo, garantizando así la calidad, la seguridad y la confiabilidad del SIN. La fecha de corte mencionada anteriormente permitió incorporar en el proceso de asignación las obras estructurales aprobadas mediante la Resolución UPME 727 de 2024, que establece el primer paquete de obras urgentes, así como las actualizaciones reportadas por los transportadores, la información vigente de los proyectos de generación y las proyecciones de demanda, considerando que estos cambios son inherentes a la dinámica del sistema.

Por último, es relevante tener presente que, el estudio que presenta el interesado para su solicitud de punto de conexión es un análisis individual, es decir no analiza todo el contexto dinámico que ocurre a su alrededor. Su función principal como requisito dentro del proceso, es que el interesado verifique fehacientemente, de forma individual, primero si existe una viabilidad técnica de su proyecto, y segundo si existe viabilidad económica que permita al promotor iniciar y continuar todo el proceso que conlleva la implementación de un proyecto de generación de energía.

Por otro lado, el promotor presentó una serie de argumentos jurídicos, en los cuales expuso los siguientes planteamientos:

- **La motivación de los actos administrativos y la vulneración del derecho al debido proceso**

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

"La evaluación de las solicitudes de conexión realizada por la UPME debe estar en concordancia con los principios de debido proceso, transparencia, y objetividad. En este contexto, el artículo 3 de la Ley 1437 de 2011 establece que las "actuaciones administrativas se desarrollarán, especialmente, con arreglo a los principios del debido proceso, igualdad, imparcialidad, buena fe, moralidad, participación, responsabilidad, transparencia, publicidad, coordinación, eficacia, economía y celeridad." Y, en virtud del debido proceso, señala que "las actuaciones administrativas se adelantarán de conformidad con las normas de procedimiento y competencia establecidas en la Constitución y la ley, con plena garantía de los derechos de representación, defensa y contradicción" (Ley 1437 de 2011, Art. 3). Estas disposiciones son esenciales para garantizar que los administrados puedan conocer con antelación las reglas a las que se deben sujetar en sus actuaciones, permitiendo que se apliquen con la debida transparencia y objetividad.

Es fundamental que los conceptos emitidos por la UPME, ya sea en el contexto de un acto administrativo individual o colectivo que resuelva una solicitud de fondo, autorizando o rechazando la conexión al SIN, incluyan de manera clara y explícita todos los argumentos de hecho y de derecho que fundamentan las decisiones adoptadas. De no ser así, el acto administrativo podría incurrir en un vicio de nulidad, ya que la falta de motivación impide que el administrado ejerza adecuadamente su derecho de defensa y contradicción."

- El principio de motivación de los actos administrativos y sus implicaciones

En este sentido, el artículo 42 de la Ley 1437 de 2011 establece la obligación de motivar las decisiones administrativas, lo cual responde a un mandato constitucional que garantiza el derecho al debido proceso y al ejercicio efectivo de la defensa. La Corte Constitucional ha resaltado que la motivación es un requisito esencial, ya que permite que el administrado conozca los motivos de la decisión tomada, lo que le otorga la posibilidad de impugnarla o controvertirla adecuadamente. En ausencia de una motivación adecuada, el acto administrativo incurre en un vicio de nulidad, pues no permite al administrado ejercer su derecho de defensa.

(...)

En el caso concreto que se analiza, se observa que el acto administrativo emitido por la UPME no está debidamente motivado. Durante el proceso de evaluación de las solicitudes de asignación de capacidad, la UPME modificó las fases del proceso, los tiempos de este, y la información contra la cual realizó sus análisis, para finalmente establecer que el Proyecto no estará priorizado. Dichas modificaciones no se hicieron explícitas en la Resolución, y tampoco se esclarecieron los fundamentos técnicos con los cuales se llegó a la conclusión referida. La falta de motivación y de fundamentación clara de la decisión impide que los solicitantes puedan comprender las razones que llevaron a la autoridad administrativa a autorizar o rechazar la solicitud de conexión al SIN. Esto afecta no solo la validez del acto administrativo, sino que también vulnera el derecho al debido proceso de los solicitantes."

- La falta de información relevante y su impacto en la defensa

Además, también converge como deficiencia de la motivación la falta de información sobre los cálculos técnicos utilizados en la evaluación de las solicitudes de conexión que ha generado una desprotección para los

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

administrados. En particular, el Promotor basó sus estudios en la información oficial disponible proporcionada por el transportador y por la UPME, la cual posteriormente fue modificada por dicha entidad sin que se le notificara al Promotor de dichos cambios. Esta falta de notificación de los nuevos cálculos impide que el administrado ajustara su estudio en función de los nuevos valores y, por ende, no tuvo la oportunidad de ejercer adecuadamente su derecho de contradicción."

- El principio de confianza legítima y su aplicación en el presente caso

"La falta de seguimiento y la modelación incorrecta de los escenarios por parte de la administración han vulnerado el principio de confianza legítima, afectando la transparencia y estabilidad de las decisiones. Esto ha generado inseguridad jurídica y dificultado la defensa de los administrados. Es crucial que esta situación se corrija a través de la oportunidad de revisión otorgada por el recurso administrativo, asegurando que las decisiones respeten los principios de equidad y seguridad jurídica."

- Necesidad de la protección de los derechos procesales y la validez del acto administrativo

"Así las cosas, las fallas en el procedimiento y la insuficiencia en la motivación del acto administrativo emitido por la UPME no solo afectan su validez, sino que también vulneran derechos fundamentales de los solicitantes, como el derecho al debido proceso, la defensa y la confianza legítima. La UPME no cumplió con el procedimiento establecido, careció de transparencia en la información y realizó cambios en los datos disponibles sin informarlos de manera adecuada ni oportuna. Esto impidió que los solicitantes pudieran ajustar sus estudios, si fuera el caso, y acceder, en virtud del principio de confianza legítima, a un punto de conexión."

Para atender los anteriores argumentos, en primer lugar, se debe tener presente la respuesta inmediatamente anterior y en segundo lugar se debe poner de relieve desde ya que, la UPME es una Entidad que se caracteriza por respetar los principios constitucionales, legales y regulatorios, por lo que responde a los Principios de debido proceso, confianza legítima, transparencia, entre otros.

Lo anterior, se evidencia desde el momento en que se procedió a publicar la información mediante la Circular UPME 057 de 2022 -metodología aplicada al proceso de solicitud y asignación de capacidad de transporte-, igualmente expide el documento denominado "*Informe Resultados obtenidos en la Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para la subárea Atlántico*" que da cuenta de los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de evaluación de solicitudes tanto para el proyecto, como de su comparación con los otros proyectos que participaron por capacidad, bien sea en la misma barra, zona y subárea a fin de garantizar la mayor optimización de recursos y activos simulando el escenario con la información suministrada por los operadores de red y todos los promotores que expresaron el interés para la asignación de capacidad de transporte.

Cabe recordar que, prevalece sobre estas, la información que tiene la UPME como planeador del SIN, en aplicación del inciso final del artículo 10 de la

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Resolución CREG 075 de 2021, el cual establece ***"En todo caso, se entenderá que las conclusiones del responsable de la asignación de capacidad de transporte prevalecen sobre los comentarios que haga el transportador."*** (énfasis agregado)

En el mismo sentido, no solo se observa el respeto por el debido proceso, toda vez que, la Unidad publicó para conocimiento de los interesados, toda la información necesaria para proceder con los respectivos estudios de conexión, esta información se encuentra en el sitio web de la Unidad, pero aunado, conforme a lo establecido en la Circular CREG 014 de 2022, en el módulo alternativo a la Ventanilla Única (VU), los interesados pueden observar información como la de demanda reportada por el operador de red, entre otra información de interés. En el mismo sentido, se le aclara al promotor que, la UPME no ha modificado el proceso ni los procedimientos con los que se lleva a cabo el análisis de la información suministrada para la asignación de la capacidad de transporte, pues las bases del proceso siguen siendo la Resolución CREG 025 de 1995, la Resolución CREG 075 de 2021, la Circular UPME 057 de 2022, siendo un proceso establecido y aplicado de manera constante y estable.

Luego no es admisible que se indique por parte del Promotor que esta entidad desconoció los principios de transparencia, debido proceso, confianza legítima y mucho menos la falta de motivación de los actos administrativos, máxime cuando en los anexos técnicos del concepto de sin capacidad asignada constan los análisis conforme a la metodología que se había informado, en aplicación al respeto de las normas y los reglamentos previamente establecidos, razones suficientes para desvirtuar lo alegado por el promotor.

Igualmente, es del caso señalar que el sistema eléctrico Colombiano, al igual que muchos otros en el mundo, es dinámico y evoluciona constantemente debido a los cambios por efectos del aumento de usuarios (demanda), la expansión de las redes y el parque de generación de energía (oferta) y consecuentemente su comportamiento eléctrico también está en constante cambio, es decir que los cambios en las redes del Sistema Interconectado Nacional – SIN, durante las vigencias 2023 y 2024, no responden a un actuar abrupto y arbitrario por parte de la UPME, sino que la misma responde es la naturaleza dinámica de los sistemas eléctricos.

Finalmente, la información solicitada por el promotor como prueba por informe, se decretó mediante auto de pruebas No. 20251020125151 del 25 de agosto de 2025, del cual el interesado tiene conocimiento y tal como lo ordenó el artículo quinto del auto en mención, se le corrió traslado al solicitante por el término de 5 días hábiles para que se pronunciara frente al mismo.

5.9 Argumentos de INGENIERIA ALIADAS S.A. y GENERADORA CANTAYUS S.A.S. E.S.P, promotores de los proyectos CENTRO SOLAR FOTOVOLTAICO SABANALARGA 2. 9.9 MW y SABANALARGA 1 respectivamente, los cuales expresaron:

- La UPME desestimó proyectos con aportes insignificantes a la capacidad de cortocircuito de diferentes subestaciones:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

De acuerdo con la información técnica considerada para emitir la resolución recurrida, el proyecto Sabanalarga (...) ¹⁰ formulado por Ingenierías Aliadas, fue desestimado por la UPME por sus aportes de cortocircuito.

El proyecto Sabanalarga (...) ¹¹ no fue priorizado (es decir, no continúa la siguiente fase) en ninguna de sus dos alternativas pues no satisface la capacidad excedente de cortocircuito en las siguientes subestaciones:

(...)

Como se observa en la tabla, los aportes de cortocircuito para la A1 y A2 del proyecto a las subestaciones con capacidad de cortocircuito excedida, son en promedio de cero punto cero uno por ciento (0.01%) y de cero punto cero catorce por ciento (0.014%) respectivamente.

Lo anterior demuestra que los tres proyectos realizarían aportes insignificantes o casi nulos a las capacidades de cortocircuito de las subestaciones analizadas. Estos aportes, en todo caso, pueden ser reducidos con el uso de tecnologías y/o configuraciones que permiten mitigar los excedentes de capacidad de cortocircuito sin la necesidad de realizar adecuaciones físicas a la infraestructura eléctrica existente.

- La UPME vulneró el principio de igualdad

(...)

En el caso concreto, la UPME vulneró el principio de igualdad de Ingenierías Aliadas pues no evaluó su propuesta de proyecto en las mismas condiciones de otros proponentes dentro de la misma convocatoria.

En la información proporcionada en el documento "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3 PT.5", se observa que cada solicitud es evaluada en un número diferente de subestaciones (incluso para proyectos en zonas muy cercanas). Esto, a pesar de que la Circular 052 de 2023 de la CREG (que incluye el formato a diligenciar para la postulación de proyectos) exige que las iniciativas presentadas en el área Antioquia-Chocó detallen el aporte a por lo menos 122 subestaciones del área."

- La UPME no consideró razones de conveniencia al evaluar los proyectos

"Sin embargo, los procedimientos de evaluación enfocados en automatización implementados actualmente por la UPME –como el aplicado por la resolución recurrida–, no están permitiendo realizar análisis objetivos que prioricen la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. Como consecuencia, se están desestimando proyectos con un alto potencial de aporte al SIN, los cuales, bajo condiciones técnicas específicas, resultarían viables. Esto contrasta con los procesos anteriores, cuando los análisis eran más personalizados y profundos para cada proyecto.

En el caso concreto, la UPME no consideró razones de conveniencia al realizar la evaluación de los proyectos, desestimando iniciativas como las presentadas por Ingenierías Aliadas, que podrían contribuir significativamente a la

¹⁰ Sabanalarga 2 (SC_4046_A1 y SC_4046_A2) y Sabanalarga 1 (SC_4124_A1 y SC_4124_A2)

¹¹ Sabanalarga 2 (SC_4046_A1 y SC_4046_A2) y Sabanalarga 1 (SC_4124_A1 y SC_4124_A2)

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

flexibilidad y confiabilidad del sistema interconectado, mejorando la estabilidad del suministro eléctrico."

En primer lugar, es necesario señalar que, en los escritos de recurso presentados se señala "el área Antioquia - Chocó", no obstante, esta Unidad interpreta que de acuerdo con lo referido a lo largo del recurso y el código (caso) y nombre del proyecto, se está frente a un error formal de digitación y por tanto, la Subárea a referenciar es "Atlántico".

Ahora bien, en atención a las condiciones de desigualdad que los recurrentes proponen frente al proyecto de su interés es necesario precisar que, en el procedimiento de evaluación de solicitudes, particularmente en la primera fase, donde se realizó la evaluación individual frente a las restricciones del sistema, se usó la información suministrada por los promotores de proyectos, resultante de sus estudios de conexión y la modelación propia por ellos realizada. En este sentido debe ser claro que las diferencias en las subestaciones reportadas y los valores de aporte de cortocircuito no son un resultado de análisis o cálculo de la UPME.

Al respecto, es preciso destacar como se ha hecho a lo largo del presente acto administrativo, lo mencionado por el artículo 55 de la resolución CREG 075 del 2021:

"ARTÍCULO 55. INFORMACIÓN PARA ANÁLISIS Y TOMA DE DECISIONES. La información suministrada por los interesados y agentes a quienes les aplica la regulación dispuesta en la presente resolución debe ser completa, veraz, transparente, oportuna, verificable, comprensible, precisa e idónea, en los términos establecidos en la normativa vigente para tal fin, de manera que permita y facilite su comparación, comprensión, análisis y uso por parte de los participantes del SIN en la presentación de solicitudes, elaboración de estudios y, en general, en la alimentación del sistema de información de la ventanilla única."

Así las cosas, es posible afirmar que son los interesados los responsables de presentar información que cumpla con las características exigidas por la regulación. Si bien esto sugiere que los interesados podrían no reportar la totalidad de subestaciones en las que su proyecto tiene aportes de cortocircuito, esto no implica que el proceso de asignación sea desigual. Además, respecto a la información de aportes de cortocircuito utilizada por esta Unidad durante los análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, es importante aclarar que el numeral 4.2.1 de la Circular Externa UPME No. 057 de 2022, establece que:

"4.2.1 Veracidad de la información:

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

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

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

De lo citado se colige que, esta Entidad realizó los respectivos análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, considerando la información presentada por los interesados. Es decir, la UPME desarrolla su función partiendo del principio de buena fe, pues supone la veracidad de la información entregada por los interesados. Por otra parte, y para mayor seguridad y confiabilidad en el procedimiento, de acuerdo a la sección 6.4.1 del anexo de la circular externa UPME 057 del 2022, se realiza validación eléctrica de la asignación a los proyectos en conjunto que hayan tenido asignación de capacidad de transporte acorde al MACC, así se confirma la capacidad asignada.

De acuerdo con lo anterior, si bien un promotor puede omitir un resultado eléctrico en su estudio de conexión, la etapa de validación eléctrica en manos de esta Unidad mostrará todos los impactos en el área de influencia de cada proyecto priorizado, garantizando igualdad en el proceso de asignación.

Finalmente, sobre las manifestaciones de los recurrentes respecto de considerar condiciones particulares de conveniencia de sus proyectos y alternativas, un factor de flexibilidad en el aporte de cortocircuito y las posibles soluciones técnicas para manejar los aportes de cortocircuito, es necesario señalar que tales condiciones no se establecieron como parte del procedimiento de evaluación del ciclo de asignación 2 ya que cualquier sobrecarga, genera una respuesta negativa para el sistema y, por lo tanto, no fueron parte de verificación o calificación. Asegurando así la confiabilidad y seguridad en el SIN.

5.10 Argumentos de SUNLI S.A.S., promotor del proyecto GALAPA 19,9 MW, el cual expresó:

- Fundamentos Técnico-Regulatorios:

*La evaluación técnica del Proyecto ha identificado inconsistencias metodológicas en el análisis de cortocircuito que merecen ser reconsideradas. Estas observaciones se fundamentan en los principios técnicos establecidos en la normativa internacional IEC 60909, referente estandarizado para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos, y en las prácticas técnicas que la propia UPME ha implementado en casos análogos recientes.
(...)*

Según dicha normativa técnica, las plantas fotovoltaicas con convertidores de tamaño completo, como las empleadas en sistemas fotovoltaicos modernos, deben modelarse en el sistema de secuencia positiva como fuentes de corriente, no como fuentes de tensión detrás de una impedancia, que es el modelo tradicional para generadores sincrónicos. Esta distinción técnica resulta fundamental, pues implica que la corriente de cortocircuito aportada por estos sistemas depende directamente de las características del convertidor y su estrategia de control implementada por el fabricante.

(...) en la norma IEC 60909 indica que cuando la contribución de una fuente fotovoltaica es menor al 5% de la corriente de cortocircuito inicial sin

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

considerar dicha fuente, esta contribución puede ser técnicamente despreciada en los cálculos, sin que esto implique inviabilidad técnica del Proyecto.

En este contexto, se observa que el aporte de corriente de cortocircuito del Proyecto, analizado para sus alternativas de conexión SC_4084_A1 y SC_4084_A2, se encuentra significativamente por debajo de las capacidades excedentes de cortocircuito publicadas por la UPME para las correspondientes subestaciones del área de influencia.

Resultados concretos del análisis técnico, el cual anexamos a este recurso, revelan que el Proyecto presenta aportes máximos de 0,102 kA en la subestación Tebsa 110 para la alternativa SC_4084_A1, y de 0,055 kA para la alternativa SC_4084_A2 en la misma subestación.

La revisión de los procesos de evaluación aplicados a proyectos análogos evidencia inconsistencias metodológicas que requieren reconsideración. Específicamente, en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3", se identificaron proyectos como SC_2023_5484_A2 y SC_20245883_A2 que, a pesar de reportar un aporte de corriente de cortocircuito de 0,000 kA en todas las subestaciones evaluadas, incluidas aquellas sin capacidad excedente disponible, fueron priorizados para asignación de capacidad de transporte.

(...)

Es importante destacar el caso específico del proyecto con solicitud SC_20245883_A2, que reportó 0,000 kA incluso en su propia subestación de conexión (Sabanalarga 500 kV) y solicitó una capacidad de 80 MW, significativamente superior a los 19,9 MW del Proyecto. A pesar de estas circunstancias, su alternativa fue priorizada, evidenciando un tratamiento técnico diferenciado que merece revisión.

(...)

Las obras de modernización propuestas para las subestaciones mencionadas contemplan: para Bolívar 220 kV, una repotenciación a 63 kA; para Sabanalarga 220 kV, también una repotenciación a 63 kA; y para Silencio 110 kV, una repotenciación a 40 kA. Estas intervenciones técnicas, ya contempladas en la planificación del sector, resuelven precisamente las limitaciones de capacidad excedente que motivaron la no priorización del Proyecto."

De acuerdo con las inconsistencias metodológicas en el cálculo y reconocimiento de aportes de cortocircuito de los proyectos, planteado por el promotor, es preciso indicar que, para garantizar la rigurosidad del análisis, la metodología empleada por la UPME se basa en la norma IEC 60909:2016, la cual define un escenario de generación que contempla la simulación de todas las unidades conectadas para determinar el nivel máximo de cortocircuito. Asimismo, se modela la topología de la red bajo condiciones normales de operación, considerando todos los elementos en servicio con el objetivo de evaluar el mayor enmallamiento posible.

En este contexto, los resultados de cortocircuito publicados por la UPME en el proceso de asignación 2023-2024 reflejan la evolución del sistema eléctrico. Aspectos como la incorporación o retiro de proyectos de generación y carga, las

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

modificaciones de la FPO a los proyectos clase 1, al igual que la definición, aprobación y modificación en la FPO de obras de expansión alteran la configuración de la red, impactando los niveles de cortocircuito en distintas subestaciones. Por lo tanto, para reflejar el estado más reciente de la red, la UPME fijó como fecha de referencia el 20 de agosto de 2024.

En línea con lo anterior, la metodología empleada por la UPME para calcular la capacidad remanente de cortocircuito se encuentra publicada en el documento "*Capacidad cortocircuito excedente SIN*", donde la capacidad de interrupción en el nodo corresponde a la reportada por los transportadores conforme a la *Circular CREG 014 de 2022*, y la corriente de cortocircuito máxima se determina como el máximo entre la corriente de falla monofásica y trifásica. En particular para la subestación TEBSA 110, señalada por el recurrente, no se tiene capacidad excedente de cortocircuito (0 kA), luego los aportes de cortocircuito reportados para las alternativas SC_4084_A1 y SC_4084_A2 superan la capacidad disponible en tal subestación.

Las condiciones particulares del proyecto y opciones mencionadas por el recurrente, como la flexibilidad en los aportes de cortocircuito y soluciones técnicas asociadas, no formaron parte del procedimiento de evaluación del ciclo 2 y, por lo tanto, no fueron verificadas o calificadas.

Así, se indica que, en las condiciones actuales del SIN, como se evidencia en el "*Informe de evaluación Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito*" desarrollado por la UPME con apoyo de XM y el CNO, disponible en: https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_priorizacion_subestaciones_v3_final.pdf, se evidencian condiciones críticas de agotamiento en la capacidad de interrupción de las subestaciones, lo cual afecta la seguridad de la operación del sistema. En consecuencia, flexibilizar la capacidad excedente de cortocircuito llevaría a la UPME a incurrir en una falta ante la seguridad de la operación del SIN.

Por otro lado, respecto a su argumento de desigualdad en el procedimiento, es necesario precisar que, la evaluación de solicitudes, especialmente durante la fase inicial en la que se efectuó la revisión individual frente a las restricciones del sistema, **se basó en la información proporcionada por los interesados en la asignación de capacidad** para los proyectos clase 1, derivada de la entrega de sus estudios de conexión y la modelación específica realizada por cada uno. Cabe precisar que, las divergencias observadas en las subestaciones reportadas y los valores de aporte de cortocircuito no corresponden a los análisis ni cálculos efectuados por la UPME.

De manera que, la Unidad actuó bajo los términos del artículo 55 de la resolución CREG 075 del 2021, el cual establece que, la información que aporten los interesados y agentes regulados debe ser completa, veraz, transparente, oportuna, verificable, comprensible, precisa e idónea, según lo exige la normativa vigente, para facilitar su análisis y uso por los participantes del SIN en solicitudes, estudios y la gestión de la ventanilla única.

Dicho esto, y, de acuerdo con la Circular Externa UPME No. 057 de 2022, es relevante recordar que se parte de las premisas consideradas en el desarrollo de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

este documento; es decir, que con las solicitudes de conexión se presentó información veraz y confiable. Toda vez que, la asignación de capacidad de transporte puede otorgar derechos al promotor sobre dicha capacidad, por lo que la información de los estudios de conexión debe ser verídica y cumplir con la normativa vigente. Presentar datos falsos afecta la confiabilidad del proceso y perjudica a otros solicitantes.

Por lo tanto, es dable afirmar que la Unidad realizó los respectivos análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte bajo el principio de la buena fe y debido proceso; considerando que, en cada una de las solicitudes se presentó información veraz y confiable. Igualmente, para mayor claridad y confiabilidad en el procedimiento, es importante recordar que, de acuerdo con lo establecido por la sección 6.4.1 del anexo de la precitada circular, la UPME válida eléctricamente la asignación de capacidad de transporte para todos los proyectos que obtuvieron está según el MACC, a fin de confirmar la capacidad obtenida. Esta validación cubre los análisis requeridos por la Circular CREG 010 de 2022, garantizando siempre los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en el Código de Redes.

De acuerdo con lo anterior, si bien un promotor puede omitir un resultado eléctrico en su estudio de conexión, la etapa de validación eléctrica llevada a cabo por la Unidad mostrará todos los impactos de cada proyecto priorizado, garantizando así, no solo el principio de igualdad en el proceso de asignación, sino también el debido proceso.

Por otro lado, el recurrente planteó argumentos jurídicos, en los cuales expresó lo siguiente:

-Sobre la aplicación del principio de confianza legítima y seguridad jurídica en la evaluación de solicitudes de conexión:

El ordenamiento jurídico colombiano reconoce la confianza legítima como principio fundamental que protege a los administrados frente a cambios inesperados en los criterios de actuación de la administración. El principio de confianza legítima, derivado del artículo 831 de la Constitución Política que establece la presunción de buena fe en las actuaciones de los particulares ante la administración, protege a los administrados frente a cambios bruscos e inesperados de las autoridades públicas que afecten situaciones jurídicas consolidadas o expectativas razonablemente fundadas.

Este principio cobra especial relevancia en sectores altamente regulados como el eléctrico, donde los agentes realizan inversiones significativas basados en señales regulatorias y actuaciones administrativas previas. En el presente caso, la situación jurídica del Proyecto evidencia una posible afectación a este principio.

(...)

Este criterio de flexibilización, formalmente adoptado y publicado por la UPME, generó una expectativa legítima para todos los promotores de proyectos, incluyendo la Compañía, respecto a que aquellos proyectos cuyos aportes de cortocircuito estuvieran por debajo del umbral del 0,5% recibirían un tratamiento favorable en la evaluación de restricciones. La aplicación de este

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

criterio constituye un acto propio de la administración que no puede ser desconocido en casos particulares sin afectar la confianza legítima.

En el caso concreto, las alternativas de conexión SC_4084_A1 y SC_4084_A2 del Proyecto presentan aportes de cortocircuito que, como se demostró en el capítulo anterior de este documento, no superan en ningún caso el umbral del 0,5% establecido por la propia UPME como criterio de flexibilización. Sin embargo, estas alternativas no recibieron el tratamiento flexible que la UPME había establecido previamente y que aplicó a otros proyectos en circunstancias similares.

- Respecto al principio de igualdad y proporcionalidad en la aplicación de criterios técnicos:

(...)

Aplicando estos principios al caso concreto, se observa que la UPME, en el marco del procedimiento de asignación de capacidad de transporte para la subárea Atlántico, ha dado un tratamiento diferenciado a proyectos que se encuentran en situaciones técnicamente similares, sin que se evidencie una justificación objetiva y razonable para dicha diferenciación.

Específicamente, en el "Informe de clasificación de solicitudes de conexión de la subárea Atlántico 2024 Bolsa 3", se identificaron proyectos como SC_2023_5484_A2 y SC_20245883_A2 que reportaron un aporte de corriente de cortocircuito de 0,000 kA en todas las subestaciones evaluadas, incluyendo aquellas sin capacidad excedente disponible. A pesar de esta circunstancia, estos proyectos fueron priorizados para la asignación de capacidad de transporte.

En contraste, el Proyecto, con aportes de corriente de cortocircuito que si bien no son nulos, son técnicamente despreciables según los criterios establecidos en la normativa aplicable (IEC 60909) y se encuentran por debajo del umbral de flexibilización del 0,5% establecido por la propia UPME, no recibió el mismo tratamiento favorable, resultando no priorizado.

- Consideraciones sobre la motivación de los actos administrativos y el ejercicio de facultades discrecionales:

La motivación adecuada y suficiente constituye un elemento esencial de validez de los actos administrativos en el ordenamiento jurídico colombiano. Este requisito fundamental se deriva del principio de legalidad consagrado en el artículo 121 de la Constitución Política y se concreta en el deber de las autoridades administrativas de expresar los fundamentos fácticos y jurídicos que sustentan sus decisiones.

(...)

Esta obligación de motivación adquiere especial relevancia cuando se trata de actos administrativos desfavorables o que afectan negativamente los intereses de los administrados, como ocurre con la decisión de no priorizar un proyecto para la asignación de capacidad de transporte. En estos casos, la motivación debe ser particularmente clara, completa y congruente, permitiendo al afectado comprender plenamente las razones técnicas y jurídicas que fundamentan la decisión.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

- Sobre la interpretación y aplicación de normas técnicas en el marco del procedimiento administrativo:

La Resolución UPME 332 de 2025 incurre en una indebida interpretación y aplicación de la normativa técnica específica que rige el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, particularmente en lo relacionado con la metodología para evaluar los aportes de corriente de cortocircuito de proyectos de generación fotovoltaica.

(...)

En el caso concreto, la norma IEC 60909, referenciada en la Circular CREG 47 de 2023 como metodología obligatoria para los análisis de cortocircuito, establece disposiciones específicas sobre el tratamiento de fuentes de generación fotovoltaica en los estudios de conexión. Como se detalló en el capítulo técnico, esta norma reconoce que las plantas fotovoltaicas con convertidores de tamaño completo deben modelarse como fuentes de corriente y establece que cuando su contribución es menor al 5% de la corriente de cortocircuito inicial sin esta fuente, puede ser despreciada en los cálculos.

Al respecto y a efectos de atender los presentes argumentos, es necesario remitir de manera complementaria a la respuesta inmediatamente anterior (*Fundamentos Técnico-Regulatorios*), toda vez que allí se explicó de manera técnicamente clara por que no hubo aplicación a la flexibilización de los aportes de cortocircuito y soluciones técnicas asociadas, recuérdese que el sistema eléctrico es dinámico y en el mismo acápite se explicaron los factores que lo hacen cambiante.

Dicho esto, es evidente que la UPME NO generó requisitos ajenos, nuevos, adicionales y mucho menos extraños con respecto al procedimiento de asignación de capacidad de transporte, lo cual, como se explicó en el argumento técnico-regulatorio, el proceso se llevó a cabo con aplicación a la regulación vigente, tal es la Resolución CREG 075 de 2021, la Circular UPME 057 de 2022, la norma IEC 60909:2016, entre otros. Aunado, todos los resultados obtenidos en el procedimiento fueron publicados a través del sitio web de la UPME -enlaces que se han relacionado a lo largo del presente acto administrativo-. Es decir, las reglas establecidas para el ejercicio de este procedimiento no han sido variadas de manera súbita.

Por lo tanto, la Unidad en cumplimiento no solo de sus funciones, sino también de los principios administrativos y constitucionales, ha empleado una adecuada interpretación y aplicación de las normas y regulaciones técnicas en el marco del procedimiento de asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1.

Para finalizar, la Sección Cuarta del Consejo de Estado, en sentencia de 5 de julio de 2018 (Exp. 0685-2010) indica que, debido al deber de motivación de los actos, *"las autoridades administrativas deben dar cuenta de las razones de hecho que sustenten de manera suficiente la adopción de determinada decisión por parte de la administración pública, así como el razonamiento causal entre las razones expuestas y la decisión adoptada"*.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

En el caso concreto, contrario a lo afirmado por el recurrente, al verificar el concepto sin capacidad asignada emitido en la Resolución No. 000332 del 4 de abril de 2025, se comprueba que en el contenido del acto administrativo recurrido se incluyó de forma expresa el análisis realizado por la UPME sobre la viabilidad de la conexión del proyecto en el SIN, así como las conclusiones derivadas del estudio técnico realizado por la entidad, por lo cual se encuentra debidamente motivado, en la medida en que en el acto administrativo se señala la causal que dio lugar a la NO priorización y por lo tanto, la NO asignación de capacidad de transporte al proyecto.

5.11 Argumentos de EDELMIRA SOLAR S.A.S., MG 17 S.A.S., EDELMIRA SOLAR S.A.S. y DON JESÚS SOLAR S.A.S., promotores de los proyectos de generación ASTRALEO, LUMICA, OASIS y RUGIDO A UN SOL respectivamente, los cuales expresaron:

- Información con la que se hizo el estudio vs información con la que se evaluó la solicitud:

Una de las principales consideraciones que debemos destacar es la base sobre la cual se desarrollaron los análisis técnicos que viabilizaron la conexión del proyecto. Estos análisis quedaron reflejados en el estudio de conexión presentado en la solicitud de asignación de capacidad de transporte. Dicha base se sustenta en los procedimientos y consideraciones regulatorias publicadas por la CREG y la UPME, las cuales estaban disponibles antes de la fecha de presentación de la solicitud.

Bajo esa premisa, uno de los elementos técnicos incorporados en el estudio de conexión fue la proyección de demanda. Esta proyección se fundamentó en el documento "Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 - 2036", donde se establecen las proyecciones de demanda de las cargas del SIN en el horizonte de análisis definido, utilizando las tasas de crecimiento de los escenarios previstos por la UPME.

Otro criterio técnico relevante corresponde a las consideraciones para la proyección y expansión del sistema. Estas se basaron en los proyectos de expansión de transmisión y generación publicados en el Plan de Expansión 2022-2036 de la UPME, así como en los proyectos de expansión en la subárea operativa, disponibles en documentos de convocatorias de la UPME. Adicionalmente, para las proyecciones de demanda y consideraciones de expansión del sistema, se utilizó la información publicada por el Operador de Red, disponible en la Ventanilla Única (VU) y en el repositorio de información de la UPME, así como los datos del PARATEC accesibles antes de la fecha límite para la presentación de solicitudes de conexión.

(...)

(...)

Es importante señalar que en el repositorio de información de la UPME existe un documento denominado "04_12_2023_CONEXIONES_CON_CAPACIDAD_ASIGNADA_LIBERADA", publicado el 4 de diciembre de 2023. Este documento contiene información clave sobre la asignación y utilización de la capacidad en el SIN, pero debido a la fecha de su publicación, no fue considerado dentro de los criterios técnicos del estudio de conexión. En este documento se indica la liberación de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

capacidad de proyectos que se tuvieron en cuenta en el estudio de conexión, como se muestra en la tabla 2.

(...)

(...) Dado el carácter dinámico del sistema eléctrico, que año tras año cambia con la entrada de nuevos proyectos de generación y modificaciones estructurales, la evaluación realizada por la UPME presenta diferencias técnicas respecto a los estudios de conexión. En consecuencia, los criterios de evaluación y viabilidad técnica aplicados por la UPME no pudieron ser considerados en el estudio de conexión debido a la diferencia en la información técnica disponible en distintos momentos. En particular, mientras la fecha límite para la presentación de solicitudes de conexión fue el 6 de octubre de 2023, la UPME decidió realizar el corte de información para su evaluación el 20 de agosto de 2024.

Por lo tanto, desde el punto de vista técnico, el estudio de conexión presentado en 2023, con criterios técnicos definidos para ese período, no debería ser evaluado con criterios establecidos en períodos posteriores, en este caso, con los definidos en 2024. Resulta imposible considerar estos nuevos elementos en un estudio realizado en el pasado, lo que impacta directamente en sus resultados. De haberse conocido estos cambios con anterioridad, se habría considerado la modificación de la solicitud o incluso su desistimiento.

Al respecto, debe decirse que los criterios técnicos utilizados por la Unidad son propuestos con una filosofía de planeación conservativa, en la que se establecen las condiciones de mayor criticidad. Esto, con el fin de blindar el sistema de condiciones de operación inseguras y mitigando las incertidumbres que trae el proceso de planeación, siendo estas condiciones operativas dependientes de las modificaciones que sufre el sistema eléctrico.

En la misma línea y a voces del numeral 11.7 de la Resolución CREG No. 025 de 1995 -Código de Redes-, la comisión de regulación, en su labor constitucional y legal con el mercado eléctrico colombiano, determinó que la operación correcta del SIN debe conducir a garantizar la máxima calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro y transporte de energía eléctrica a los usuarios. Estas obligaciones se entienden dentro del marco legal que impone el régimen general de servicios públicos y la ley eléctrica en Colombia, esto es, las Leyes 142 y 143 de 1994.

Ahora bien, en respuesta a lo manifestado por el recurrente, es importante precisar que, la Unidad, aplicó el procedimiento de evaluación, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG No. 075 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022. Dicho esto, la Unidad tuvo en cuenta los criterios establecidos en la norma para el análisis de las solicitudes de conexión, de tal manera que los criterios utilizados para la decisión recurrida fueron: (i) Capacidad por barra, (ii) Capacidad excedentaria de corto circuito y (iii) Capacidad por zona, acorde con los lineamientos de la precitada Circular.

Este mismo Procedimiento de Evaluación y demás normativa vigente prevén que la UPME deberá tener en cuenta la situación actual del Sistema Interconectado

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Nacional – SIN al momento de realizar el análisis de las solicitudes de conexión, buscando salvaguardar la seguridad de la operación del SIN, acorde a los lineamientos establecidos en el Código de Redes. Para el caso del ciclo 2, ocurrió con la fecha de corte del 20 de agosto de 2024, pues era la manera de cumplir con el mandato de considerar la situación actual del sistema. En ese sentido, no resulta procedente la petición del recurrente según la cual los análisis técnicos hechos por esta Unidad debían considerar únicamente la información disponible al momento de la presentación del estudio de conexión. Seguir este razonamiento implicaría desconocer la evolución del sistema eléctrico, ocultando las necesidades y problemáticas actuales, pudiendo resultar en condiciones operativas inseguras y generando una desigualdad al momento de analizar los estudios de conexión.

- Modificación de escenarios de evaluación:

Como se mencionó en el numeral anterior, el estudio de conexión presenta escenarios críticos de despacho y demanda basados en los escenarios descritos en el documento "Condiciones operativas para la elaboración de los estudios de conexión para los proyectos clase 1". Esto se debe a que, a la fecha de su elaboración, dicho documento era el único documento público disponible para la definición de escenarios críticos por parte de la UPME.

(...)

(...) Bajo esta premisa, es relevante indicar que los lineamientos del estudio de conexión, conforme a lo establecido en la Circular CREG 047 de 2023, especifican en el anexo de contenido de los estudios de conexión lo siguiente: "Los escenarios críticos de despacho y demanda a ser tenidos en cuenta en el estudio de conexión deben incluir los escenarios que la UPME publique en la ventanilla única para cada área o subárea eléctrica, además de todos aquellos escenarios requeridos para verificar las condiciones técnicas de la conexión."

Con base en esta directriz, al momento de realizar el estudio de conexión, los escenarios críticos estaban publicados en el repositorio de información de la UPME y definidos en el documento "Condiciones operativas para la elaboración de los estudios de conexión para los proyectos clase 1". En consecuencia, dichos escenarios fueron los considerados dentro del análisis técnico del estudio, resultando en la viabilidad de la conexión del proyecto,

(...)

(...) Sin embargo, en el análisis realizado posteriormente por la UPME para determinar la capacidad en barra de la subestación objetivo de conexión, así como la capacidad en barra de la zona, se emplearon escenarios distintos a los contemplados en el estudio de conexión y a los publicados por la UPME en el período en el cual era posible presentar solicitudes de conexión dentro del presente proceso de asignación.

(...)

(...) Bajo esta consideración, la UPME identificó que los escenarios G2 - Med, G0 - Min y G0 - Med presentan la mayor cantidad de casos con restricciones para la subárea Bolívar, específicamente se evidencian 206, 179 y 151,

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

respectivamente. Esta diferencia en los escenarios empleados generó una discrepancia significativa entre la capacidad disponible evaluada en el estudio de conexión y la capacidad disponible determinada posteriormente por la UPME.

Es importante resaltar que no se conoce con certeza cuáles fueron los criterios técnicos empleados por la UPME para la configuración, construcción y aplicación de estos escenarios, ni la razón por la cual no se utilizaron los escenarios que fueron públicos al momento de elaborar los estudios de conexión. Adicionalmente, como precedente, en el periodo de asignación 2022 – 2023, la UPME utilizó los mismos escenarios que tenía publicados en la VU para la parametrización y evaluación de la capacidad en barra disponible en el MACC. En consecuencia, estos nuevos escenarios no eran replicables dentro del estudio de conexión debido al desconocimiento general de sus condiciones técnicas y los fundamentos que motivaron su implementación.

Para atender el presente argumento, se indica que el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico y evoluciona constantemente debido a cambios en las fechas de puesta en operación, la entrada o liberación de proyectos de generación o carga, y modificaciones estructurales del sistema de transmisión. Por ello, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la seguridad del sistema eléctrico colombiano, es fundamental analizar el impacto de los nuevos proyectos bajo las condiciones actuales y futuras del sistema.

En este sentido, todos los proyectos son evaluados bajo condiciones estructurales uniformes, para ello, como se indicó en líneas anteriores, se tomó como referencia el corte de información realizado al 20 de agosto de 2024, para tomar los datos de la red lo más actualizado posible. Por lo tanto, no es técnicamente coherente evaluar las solicitudes bajo condiciones que ya no representan el estado actual del sistema eléctrico.

Por otro lado, los escenarios de despacho y criterios técnicos utilizados siguen una filosofía de planeación conservadora, en la que se prioriza la seguridad del sistema ante posibles condiciones de operación. Para ello, se establecen escenarios críticos que permiten evaluar el sistema en situaciones de mayor exigencia, con el fin de mitigar las incertidumbres inherentes al proceso de planeación. Estas condiciones operativas también están sujetas a las modificaciones que experimente el sistema eléctrico.

En cuanto a los escenarios evaluados por la UPME para la asignación de capacidad de transporte, se debe resaltar que esta Unidad, en su rol de planeador del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, tiene la responsabilidad de velar por la seguridad, confiabilidad y economía en el suministro de energía eléctrica bajo cualquier escenario de operación posible como se indicado a lo largo del presente acto. Adicionalmente, se recuerda que en el documento "04-29-2022 CONDICIONES OPERATIVAS ANÁLISIS CONEXIONES.pdf", en el cual se establecen los escenarios críticos identificados por la UPME, se menciona lo siguiente:

"(...) En este documento se presentan los escenarios en los que se han identificado condiciones restrictivas para las diferentes subáreas que conforman el SIN, las cuales pueden limitar la conexión de nuevos proyectos

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

de generación. Por lo anterior, se recomienda a los interesados en solicitar asignación de capacidad de proyectos clase 1 ante la UPME, verificar que el sistema opera adecuadamente ante las condiciones indicadas a continuación y ante cualquier otro escenario que pueda llegar a representar condiciones restrictivas para la conexión de nueva generación. (...)"

"(...) La evaluación de los escenarios presentados en este documento no exime al interesado en solicitar asignación de capacidad de transporte de reportar otros escenarios críticos identificados dentro de la elaboración del estudio de conexión. (...)"

Asimismo, en el Anexo de la Circular CREG 058 de 2022, modificada por la Circular No. 047 de 2023 se señala lo siguiente respecto a los escenarios de generación:

"Los escenarios críticos de despacho y demanda a ser tenidos en cuenta en el estudio de conexión deben incluir los escenarios que la UPME publique en la ventanilla única para cada área o subárea eléctrica, además de todos aquellos escenarios requeridos para verificar las condiciones técnicas de la conexión."

Teniendo en cuenta lo anterior, las condiciones operativas presentadas por la UPME proporcionaban los escenarios mínimos que debían ser evaluados al presentar una solicitud de conexión. Sin embargo, estos escenarios no limitaban ni a la UPME ni a los interesados en evaluar escenarios más restrictivos que los inicialmente presentados por esta Unidad. Es así como se pueden presentar nuevos escenarios restrictivos que son identificados por la UPME, el CND o por un promotor.

Es importante señalar que, para la configuración, construcción y aplicación de estos escenarios, se utilizó toda la información actualizada y disponible a la fecha de corte de la evaluación, información que es de conocimiento público y está disponible como se ha informado a lo largo de este documento en el sitio web de la UPME. Adicionalmente, es necesario señalar que los criterios técnicos utilizados por la Unidad están establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 que establece que se debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento.

Dicho esto, la UPME procedió de acuerdo con la normativa aplicable, realizando evaluaciones que responden a los requisitos técnicos actuales, con el fin de asegurar que cada nueva conexión se incorpore adecuadamente al sistema sin afectar su eficiencia, seguridad ni confiabilidad.

En el mismo sentido, los promotores argumentaron lo siguiente:

"Por último, es importante analizar la evaluación realizada por la UPME en cuanto a la capacidad excedente de cortocircuito, ya que resulta fundamental examinar en detalle los resultados del cálculo específico en las subestaciones a las cuales se reportan aportes. En este contexto, la clasificación de "No Satisface" asignada a la alternativa de conexión representa una restricción significativa para los proyectos que buscan conectarse a estas subáreas y que son evaluados con base en sus aportes de cortocircuito."

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Desde una perspectiva técnica y normativa, se considera adecuado excluir de la evaluación aquellas subestaciones cuya capacidad excedente de cortocircuito esté agotada o cercana a agotarse. Algunos casos de las subestaciones que presentan una capacidad excedente de cortocircuito de 0 kA son Bolívar 220 kV, Bosque 66kV, Candelaria 220kV, Cartagena 66 kV Cospique 66 kV y Ternerera 66 kV, lo que implica que no cumple con los aportes requeridos de cortocircuito para el proyecto.

Esto se debe a que las subestaciones con estas características no disponen de margen operativo para absorber aportes adicionales de corriente de cortocircuito (monofásica o trifásica), ya que sus valores máximos superan las capacidades de interrupción, lo que constituye su límite operativo. La inclusión de estas subestaciones en el análisis genera resultados predecibles y repetitivos, conduciendo automáticamente a la clasificación "No Satisface". Esta situación introduce un sesgo técnico irreversible en la evaluación, ya que la restricción no radica en los proyectos en sí, sino en la infraestructura existente, la cual requiere actualizaciones y modernización previa en el sistema."

Cómo se ha indicado en respuestas anteriores, la UPME emplea la norma IEC 60909:2016 para analizar rigurosamente los niveles de cortocircuito en el sistema eléctrico, simulando todos los generadores en línea y modelando la red bajo condiciones normales de operación para identificar el mayor enmallamiento posible.

Los resultados del proceso de asignación 2023-2024 reflejan la evolución del sistema, recordando que este es dinámico y se explican las diferencias respecto a procesos anteriores debido a que se encuentran factores como la asignación de capacidad, la liberación de proyectos, cambios de FPO, obras de expansión entre otros, los cuales afectan los niveles de cortocircuito en distintas subestaciones. Por lo que, para asegurar que el análisis se realice bajo datos actuales, la UPME estableció como fecha de referencia el 20 de agosto de 2024. Además, la metodología para calcular la capacidad remanente de cortocircuito está publicada y considera la información de los transportadores (según Circular CREG 014 de 2022), determinando la corriente máxima como el mayor valor entre falla monofásica y trifásica. Tal como se observa en la imagen 1 de la respuesta dada al literal c) del numeral 5.4 del presente documento.

En las condiciones actuales del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como se evidencia en el "Informe de evaluación Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito" desarrollado por la UPME en apoyo de XM y el CNO disponible en: https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_priorizacion_subestaciones_v3_final.pdf, se evidencian condiciones críticas de agotamiento en la capacidad de interrupción de las subestaciones, lo cual afecta la seguridad de la operación del sistema. Con base en lo anterior, flexibilizar la capacidad excedentaria de cortocircuito agravaría la situación actual, llevando a comprometer la seguridad de la operación del SIN.

Así las cosas, no proceden los argumentos aquí presentados por los recurrentes. Pues no es posible dejar por fuera del análisis las subestaciones con agotamiento

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

de capacidad de interrupción de cortocircuito, pues esto sería desconocer el estado actual del SIN.

Por otro lado, los promotores expresaron en los recursos presentados lo siguiente:

Por otro lado, la evaluación de solicitudes debe garantizar alternativas que permitan a los proyectos implementar soluciones técnicas viables (por ejemplo, ajustes en la topología de la red o instalación de dispositivos limitadores de corriente). Incluir subestaciones con capacidad agotada contradice el principio de eficiencia del proceso de asignación, ya que obliga a los desarrolladores a presentar alternativas inviables en la práctica, incrementando costos y tiempos sin generar un beneficio real para el sistema.

El agotamiento de la capacidad de cortocircuito es un problema estructural del sistema existente, no atribuible a los nuevos proyectos. Su solución requiere acciones coordinadas entre el operador de red y la UPME, como el refuerzo de subestaciones y la actualización de equipos. Mientras estas limitaciones no sean resueltas, resulta técnicamente inconsistente evaluar solicitudes bajo criterios que penalizan a los desarrolladores por fallas sistémicas ajenas a su control.

Es importante resaltar que dentro de los proyectos de expansión que tiene la UPME considerados, como se muestra en el documento "Plan Maestro de Modernización y Expansión de la infraestructura de Transmisión Eléctrica - Tomo I" se consideran obras para expansión de cortocircuito, teniendo como obras candidatas para la subárea Bolívar que buscan atender el problema de capacidad de interrupción de algunas de las subestaciones que presentan agotamiento de capacidad de cortocircuito, estas obras que se muestran a continuación no fueron consideradas por la UPME al momento de evaluar la capacidad de cortocircuito en el horizonte de tiempo evaluado.

Como se indicó en líneas anteriores, el comportamiento del sistema eléctrico es dinámico, por lo que año tras año cambia debido a las modificaciones del sistema. Es por esto que, para desarrollar un ejercicio de planeación que garantice la seguridad del sistema eléctrico colombiano, se requiere analizar el impacto de los nuevos proyectos en las condiciones actuales del mismo. Bajo esta premisa, todos los proyectos son analizados en las mismas condiciones estructurales del sistema, permitiendo considerar todos los proyectos de generación aprobados y en firme, así como las obras de expansión aprobadas por la unidad que buscan reducir las limitaciones eléctricas, a considerar, el primer paquete de obras urgentes publicado por medio de la Resolución UPME 727 de 2024, y no considerando, todas aquellas obras y proyectos aprobados posterior a la fecha de corte mencionada anteriormente, como es el caso de las nuevas obras que benefician al sistema y se detallan en el Tomo I del plan maestro de modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica., que a la fecha no están aprobadas y en el momento se encuentran en etapa de evaluación por los diferentes operadores del sistema.

En línea, se observa el argumento sobre la inviabilidad en la subestación, aduciendo que "Finalmente, es llamativo observar que, dentro de las alternativas priorizadas, se incluyan proyectos que reportan 0 kA en todas y cada una de las subestaciones evaluadas para la conexión. Desde un punto de vista técnico, esta

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

situación es inviable y genera dudas sobre la veracidad de la información reportada en dichos estudios. Además, evidencia un bajo rigor técnico en la evaluación, lo que perjudica a los estudios que han sido transparentes en la presentación de su información."

Al respecto, es preciso destacar como se ha hecho a lo largo del presente acto administrativo que, de acuerdo con lo mencionado en el artículo 55 de la resolución CREG 075 del 2021, La información reportada por los agentes regulados debe ser íntegra, precisa y fácilmente verificable, cumpliendo con los requisitos legales para asegurar su utilidad y claridad en los procesos del SIN.

Así, son los interesados los directos responsables de presentar información que cumpla con las características exigidas por la regulación. Aunque podría ocurrir que no se reporten todas las subestaciones relacionadas con aportes de cortocircuito, esto no afecta la equidad del proceso de asignación. La UPME recuerda que la veracidad de los datos es fundamental, ya que información incorrecta puede afectar la confiabilidad del proceso y perjudicar a otros solicitantes. Por tanto, se parte del principio de que las solicitudes de conexión contienen información real y confiable, conforme a la regulación vigente.

Igualmente, si bien un promotor puede omitir un resultado eléctrico en su estudio de conexión, la etapa de validación eléctrica es llevada a cabo por la Unidad, y esta mostrará todos los impactos de cada proyecto priorizado, garantizando igualdad en el proceso de asignación.

por otro lado, el promotor del proyecto Lumica, argumentó lo siguiente:

"Se solicita la priorización del proyecto, modificando la evaluación de la capacidad de barra en la alternativa 2 del proyecto debido a que se evidencia que la subestación malambo si cuenta con capacidad de conexión ajustando su calificación de "No Satisface" a "Satisface"

Si bien en el informe de "Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones de la subárea Atlántico -2024" se observa que, la subestación Malambo 110 kV tiene capacidad por barra en el horizonte de análisis, la alternativa de conexión en la subestación Malambo 110 kV en términos de capacidad por barra sería viable, sin embargo, de acuerdo con la evaluación realizada en la herramienta del MACC, la viabilidad física de las subestaciones eléctricas reportada por el transportador es base fundamental para dar o no la viabilidad en el tema de capacidad por barra, es decir, si la subestación no tiene espacio físico, consecuentemente no será viable en términos de capacidad por barra.

Para el caso en particular del recurrente, de acuerdo con los comentarios recibidos por parte del transportador Caribe sol de la costa S.A. E.S.P., en respuesta a la viabilidad de espacio físico para los diferentes interesados en conectarse en la subestación Malambo 110 kV, se dice que *"La propuesta de conexión no es viable técnicamente como alternativa, debido que ya se tiene más de (6) seis bahías en una configuración en anillo el cual dicha configuración*

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase I del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

perdería confiabilidad. Air-e S.A.S. E.S.P cómo OR debe garantizar que la conexión debe tener alto nivel de confiabilidad."

Por lo anterior, la viabilidad de espacio físico para la subestación Malambo 110 kV no es viable y, por ende, la capacidad por barra de la subestación en cuestión es no viable.

- Falsa Motivación:

"La resolución impugnada emitida por la UPME presenta serios vicios de motivación que afectan su validez y contradicen los principios de debido proceso y transparencia administrativa.

En primer lugar, la falta de motivación suficiente se evidencia en que la decisión adoptada carece de una argumentación clara y detallada sobre los motivos que llevaron a la no asignación de capacidad de transporte. Si bien la resolución menciona los criterios de evaluación aplicados, no explica de manera precisa cómo estos fueron ponderados en relación con el proyecto en cuestión, limitándose a una exposición genérica de las condiciones del sistema eléctrico. Esta ausencia de razonamiento detallado impide que el solicitante comprenda los fundamentos de la decisión y, en consecuencia, limita su derecho a controvertirla de manera efectiva.

Además, la resolución incurre en falsa motivación, lo que se configura cuando la administración fundamenta su decisión en hechos inexistentes o en una interpretación errónea de la normativa aplicable. En este caso, la UPME introdujo nuevas variables de evaluación en el análisis de las solicitudes de conexión actual, ocasionando diferencias significativas respecto a los criterios originales empleados en procesos anteriores, es decir, la administración aplicó metodologías distintas a las previamente utilizadas sin justificar adecuadamente su adopción y sin prever una transición normativa que permitiera a los solicitantes ajustar sus estudios a las nuevas exigencias."

-Vulneración del principio de confianza legítima y seguridad jurídica:

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha implementado modificaciones en los criterios de evaluación sin una adecuada transición normativa, generando un ambiente de inseguridad para los promotores de proyectos energéticos.

En múltiples ocasiones, hemos cumplido con los requisitos establecidos por la regulación vigente; sin embargo, las solicitudes de conexión han sido denegadas de manera inconsistente, contraviniendo el principio de buena fe consagrado en el artículo 83 de la Constitución Política de Colombia.

El principio de confianza legítima, derivado de la buena fe, protege las expectativas razonables de los ciudadanos frente a la actuación coherente de la administración pública.

La Corte Constitucional ha señalado que este principio implica que las autoridades deben respetar las expectativas legítimas generadas en los administrados, evitando cambios abruptos en las reglas que los afectan.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Al respecto, es pertinente precisar con lo explicado por el Consejo de Estado, en providencia con ponencia del consejero Milton Chaves García¹² respecto a los conceptos de falsa motivación que -se relaciona con la legalidad del acto administrativo- y falta de motivación que -está directamente relacionada con la expedición irregular del acto administrativo-.

*"(...) En efecto, la falsa motivación se relaciona directamente con el principio de legalidad de los actos y con el control de los hechos determinantes de la decisión administrativa. Para que prospere la pretensión de nulidad de un acto administrativo con fundamento en la causal denominada **falsa motivación** es necesario que se demuestre una de dos circunstancias: a) O bien que los hechos que la Administración tuvo en cuenta como motivos determinantes de la decisión no estuvieron debidamente probados dentro de la actuación administrativa; o b) Que la Administración omitió tener en cuenta hechos que sí estaban demostrados y que si hubiesen sido considerados habrían conducido a una decisión sustancialmente diferente. En cuanto a **la falta de motivación**, la Sala recuerda que este cargo se denomina técnicamente expedición de forma irregular del acto. En efecto, cuando la Constitución o la Ley mandan que ciertos actos se dicten de forma motivada, y que esa motivación conste, al menos en forma sumaria, en el texto del acto administrativo, se está condicionando la forma del acto administrativo, el modo de expedirse. Si la Administración desatiende esos mandatos normativos, incurre en el vicio de expedición irregular y, por ende, se configura la nulidad del acto administrativo."* (énfasis agregado)

Nótese que, la afirmación de los promotores en la que indican que el acto recurrido contiene falsa y falta de motivación y que, además; no tiene suficientes fundamentos de hecho y de derecho, carece de justificación, pues la Resolución 000332 del 4 de abril de 2025, se expidió con los fundamentos técnicos y jurídicos que exhiben la imposibilidad de la conexión no solo para estos proyectos, sino también para otros proyectos, a razón de esto, se allegó el memorando con radicado No. 20251520022223 del 02 de abril del 2025, con el informe de resultados obtenidos en la "Primera fase de análisis de la asignación de capacidad de transporte mediante el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) para la subárea de Atlántico", aunado toda la información respecto a la sub área Atlántico se publicó en el sitio web de la UPME, el cual ya se ha referenciado a lo largo del presente acto.

Dicho esto, se tiene también que, no solo el acto aquí recurrido si no también sus anexos y publicaciones, se realizaron con base en la regulación y normativa vigente, verbigracia Resolución CREG No. 075 de 2021, la Resolución UPME No. 528 de 2021 y la Circular UPME No. 057 de 2022, cumpliendo con las etapas previstas para la evaluación y asignación de capacidad de transporte, es válido entonces poner de relieve que no hay motivo para que se reste la validez a la precitada resolución.

Ahora bien, con relación a la vulneración de los principios de buena fe y seguridad jurídica, dicha afirmación trae una connotación sensible, recuérdese que la buena fe se presume y la mala fe se debe probar, y para el caso, los

¹²Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta. Exp 11001-03-27-000-2018 00006-00(22326).pdf

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

recurrentes no allegaron pruebas con las cuales pueda afirmar una acusación de esta índole.

En línea con lo dicho, la Corte Constitucional en sentencia C 1194 de 2008 se ha pronunciado afirmando lo transcrito "(...) la buena fe es un principio que de conformidad con el artículo 83 de la Carta Política se presume y conforme con este (i) las actuaciones de los particulares y de las autoridades públicas deben estar gobernadas por el principio de buena fe y; (ii) ella se presume en las actuaciones que los particulares adelanten ante las autoridades públicas, es decir en las relaciones jurídico administrativas, pero dicha presunción solamente se desvirtúa con los mecanismos consagrados por el ordenamiento jurídico vigente, luego es simplemente legal y por tanto admite prueba en contrario". (énfasis agregado)

Por lo tanto, se considera improcedente el argumento donde se busca poner en duda la buena fe en el proceder de la UPME, especialmente cuando la Unidad, al expedir el acto recurrido, actuó en cumplimiento de la normativa vigente en materia del análisis de las solicitudes de conexión al SIN.

- Vulneración al Debido Proceso Administrativo:

"El debido proceso administrativo es un principio fundamental que garantiza la legalidad, la imparcialidad y la equidad en las actuaciones de la administración pública. En Colombia, este derecho se encuentra consagrado en el artículo 29 de la Constitución Política, el cual establece que toda persona tiene derecho a un debido proceso en cualquier actuación administrativa o judicial (Sentencia C-980 de 2010). En el ámbito administrativo, su importancia radica en que asegura que las decisiones adoptadas por las autoridades sean resultado de procedimientos claros, objetivos y respetuosos de los derechos de los ciudadanos (Sentencia C-641 de 2002).

El debido proceso administrativo, entendido como un derecho fundamental, se manifiesta a través de una serie de principios y reglas que imponen a la Administración la obligación de actuar conforme a la Constitución y la ley. Estos principios incluyen la legalidad, la publicidad, la imparcialidad, la contradicción y la moralidad, entre otros (Sentencia C-089 de 2011). La administración está en el deber de notificar a los ciudadanos sobre las decisiones que los afectan, permitiéndoles presentar sus argumentos y pruebas para ejercer su derecho de defensa. De igual manera, las actuaciones administrativas deben observar estrictamente las disposiciones legales y las etapas procesales que el ordenamiento jurídico establece (Sentencia C-1189 de 2005)."

-Garantías al debido proceso en el procedimiento administrativo:

El derecho fundamental al debido proceso en el procedimiento administrativo está respaldado por un conjunto de garantías que buscan proteger a los ciudadanos frente a posibles arbitrariedades de la administración pública. Estas garantías no solo imponen deberes a las autoridades administrativas, sino que también aseguran que las actuaciones estatales se rijan por la legalidad, la equidad y la razonabilidad. La Constitución Política, en su artículo 29, establece que el debido proceso debe observarse en toda clase de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

actuaciones, incluyendo las administrativas, lo que implica la obligación de la administración de respetar las etapas procesales y las formas preestablecidas en la ley (Sentencia C-980 de 2010).

- Irretroactividad de la norma:

La reciente decisión de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de aplicar nuevos criterios normativos y metodológicos a solicitudes previamente radicadas sin garantizar una transición adecuada representa una violación clara del principio de irretroactividad de la normativa.

Frente al presente, es relevante mencionar lo definido en la **Sentencia 2014-02189 de 2019 del Consejo de Estado**.

*"Una irregularidad acaecida en el curso de un procedimiento administrativo se considera como sustancial, cuando incide en la decisión de fondo que culmina con la actuación administrativa, contrariando los derechos fundamentales del administrado, es decir, que de no haber existido tal irregularidad, el acto administrativo que define la situación jurídica debatida hubiese tenido un sentido sustancialmente diferente. Por el contrario las irregularidades o vicios, que no afectan el fondo del asunto discutido, esto es, que de no haber ocurrido, la decisión definitiva hubiese sido en igual sentido, no tienen la relevancia para generar **la nulidad** del mismo, pues esto no desconoce la finalidad del debido proceso administrativo, es decir, la protección de los derechos fundamentales de los ciudadanos. No toda irregularidad acaecida dentro del procedimiento administrativo o inobservancia de los requisitos formales por parte de la administración pública, constituye por sí sola, un motivo para declarar la nulidad de los actos administrativos producto de una actuación administrativa. Estos solo podrán ser anulados, cuando los vicios dentro del procedimiento impliquen el desconocimiento de las garantías fundamentales de quien pueda resultar afectado con su expedición, es decir, que la nulidad de un acto administrativo por desconocimiento del debido proceso administrativo puede ser decretada únicamente cuando dentro del proceso para su expedición se presenten irregularidades sustanciales o esenciales, que afecten las garantías constitucionales del administrado."*

Finalmente, la Unidad remite a los recurrentes a la lectura de los documentos notificados y publicados, para ratificar el respeto que la UPME ha demostrado por el cumplimiento de los principios no solo administrativos, sino también legales y constitucionales, para llevar a total cumplimiento al debido proceso administrativo, que para el caso concluye en el determina el listado de los proyectos clase 1 para la subárea de Atlántico y se determinan sus correspondientes filas y bolsas. Por lo anterior, no es posible acoger el argumento planteado por los recurrentes.

Nótese además que, no hay irretroactividad de norma alguna, toda vez que el procedimiento de registro, revisión de completitud, evaluación y notificación de los resultados obtenidos, se llevó a cabo conforme a la normativa aplicable y al ciclo actual, no a situaciones anteriores a estas. Con el fin de proteger no solo la seguridad jurídica, sino la estabilidad de los derechos y principios.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

5.12 Argumentos de SOLEK COLOMBIA SERVECES S.A.S, promotor del proyecto de generación PARQUE SOLAR EL TOTUMO. 9.9 MW, el cual expresó:

- El acto administrativo emitido por la UPME no ha sido notificado oportunamente al promotor:

La UPME emitió la Resolución No.000332 del 26 del 04 de abril de 2025 con No. de radicado 20251020003325, la cual no ha sido notificado ni enviado al Promotor SOLEK a través del correo electrónico solekcolombia@solek.com, el cual es el correo inscrito por el promotor en la base de datos de la UPME, por lo cual el promotor se vio obligado a obtener la resolución a través de empresas que participaron en el proceso y a las cuales sí se les notificó. Esto claramente impidió a SOLEK tener acceso oportuno a la información y en consecuencia, presentar este recurso de reposición los días siguientes a la emisión del acto administrativo, lo cual consideramos que no existió igualdad frente a los demás promotores.

Al respecto, es pertinente mencionar que la notificación por conducta concluyente surte los mismos efectos que el procedimiento de notificación personal, así lo determina el artículo 72 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo contencioso Administrativo, pues basta con que la parte manifieste o revele que conoce el acto y que esta manifestación tenga su firma si esta es por escrito o que interponga los recursos legales, como es el presente caso, para que la administración pueda considerar válida la notificación de la decisión al administrado.

No obstante, es importante resaltar que la Unidad acata el debido proceso y, por lo tanto, al evidenciar que no se logró la constancia de apertura del correo electrónico donde se notificaba la Resolución No. 000332 del 4 de abril de 2025, dio inicio el trámite de notificación personal, como consta en la siguiente imagen y, de la cual se observa que la dirección física allí consignada si corresponde a la ubicación de la sociedad Solek Colombia, pues es la registrada en la Cámara de Comercio de Bogotá:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

EDIFICIO
TELEPORT BUSINESS PARK P.H.
CORRESPONDENCIA

29 ABR 2025

RECIBIDO PARA
ESTUDIO Y VERIFICACIÓN
NO IMPLICA ACEPTACIÓN

Unidad de Planeación
Minero Energética

F-00-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 2

Radicado No.: 20251020059931

Fecha: 21-04-2025

CITACIÓN PARA NOTIFICACIÓN

(Artículo 68 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo - CPACA)

LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

A los 21 días de abril de 2025, la Oficina Asesora Jurídica de la Unidad de Planeación Minero Energética en aplicación del inciso primero del artículo 68 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo - CPACA, procede a citar al representante legal de SOLEK COLOMBIA SERVICES SAS o quien haga sus veces para que se notifique del siguiente acto administrativo:

Acto Administrativo: Resolución No. 332 de 2025 con radicado UPME No. 20251020003325

Fecha de Expedición: 4 de abril de 2025

Asunto: Por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 para la subárea de Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones.

Expedida por: Subdirector de Energía Eléctrica

ADVERTENCIA

Ante la incapacidad de obtener el acuse de recibido de la notificación personal prevista en el artículo 67 del CPACA por correo electrónico, en virtud del inciso primero del artículo 68, se envía la presente citación por un término de cinco (5) días contados a partir del día siguiente al de la recepción de esta comunicación en la dirección de notificaciones del interesado: CL 113 No 7 21 TR A OF 906 Bogotá

Para efectos de la notificación, se solicita al representante legal de SOLEK COLOMBIA SERVICES SAS o quien haga sus veces acercarse a la oficina de la UPME, ubicada en la avenida calle 26 No 69D-91 Piso 9 en Bogotá D.C. o enviar

Así las cosas, encuentra la Unidad que, no se configura violación a ningún principio ni derecho como lo argumentó el recurrente, máxime cuando en el escrito de impugnación no sólo se revela el conocimiento del acto administrativo definitivo, sino que además se presentan argumentos de fondo en el marco de los recursos que prevé el legislador para este tipo de situaciones, bajo la notificación por conducta concluyente. Empero, esta Unidad no puede pasar por alto, la necesidad de recordar al interesado que, la información que registre ante la UPME debe coincidir con la registrada legalmente ante la Cámara de Comercio.

Por otro lado, en el escrito del recurso se observan los siguientes argumentos:

-En análisis de la UPME, desconoce que la capacidad de corto circuito del estudio de conexión cumple técnicamente.

"En las mismas tablas mencionadas también se observa que los proyectos SC_2023_5314_A1, SC_2023_5315_A1, SC_2023_5317_A2, SC_2023_5323_A2, SC_2023_5484_A2, SC_2024_5745_A2, y nuestro proyecto con código SC_3598_A1, presentaron solicitudes de conexión en la misma barra de conexión de la subestación Campoalegre a 34,5kV, sin embargo, únicamente el proyecto SC_2023_5484_A2, obtuvo en los resultados capacidad excedente de cortocircuito satisfactoria, lo cual nos genera duda si al tener una potencia superior de conexión 19,9MW comparada con los 9,9MW de nuestra alternativa, nuestro proyecto con código SC_3598_A1 también debió haber generado un resultado satisfactorio en el análisis de capacidad excedente de cortocircuito, y en consecuencia haber tenido el mismo tratamiento de priorización, para ser tenido en cuenta en la siguiente fase de evaluación."

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Para garantizar la rigurosidad del análisis, se indica nuevamente como se ha hecho a lo largo del presente acto, que, la metodología empleada por la UPME sigue la norma IEC 60909:2016, la cual establece un escenario de generación en el que se simulan todas las unidades en línea para determinar el máximo nivel de cortocircuito. De igual manera, la topología de la red se modela bajo condiciones normales de operación, considerando la totalidad de los elementos en servicio con el propósito de evaluar el máximo enmallamiento posible.

En este contexto, la metodología adoptada por la UPME para el cálculo de la capacidad remanente de cortocircuito está detallada en el documento "Capacidad cortocircuito excedente SIN", Donde la capacidad de interrupción en el nodo corresponde a la reportada por los transportadores conforme a la Circular CREG 014 de 2022, y la corriente de cortocircuito máxima se determina como el máximo entre la corriente de falla monofásica y trifásica, como se muestra en las imágenes 1 y 2 del literal c) del numeral 5.4 del presente acto.

De igual manera, la Circular UPME 083 de 2024 consolidó los resultados del Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el SIN – 2024 y del Reporte de cálculo de capacidad por barra para las subestaciones para cada subárea - 2024, asegurando que la información técnica validada sustentara la toma de decisiones en materia de asignación de capacidad de transporte. La publicación de estos datos permite verificar que todos los proyectos hayan sido evaluados bajo criterios homogéneos y verificables, eliminando cualquier posibilidad de trato preferencial o discriminación injustificada.

La información referida fue publicada por la Unidad a través del siguiente enlace: <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024-2/>

Dicho esto, se afirma que la asignación de capacidad de transporte se realizó en igualdad de condiciones, ya que las decisiones se basaron en información técnica verificada y procedimientos regulados vigentes, garantizando evaluaciones objetivas y uniformes para todos los interesados en la asignación de capacidad y evitando privilegios indebidos.

En consecuencia, la Unidad ha actuado conforme a los principios de legalidad, equidad, debido proceso, transparencia, buena fe y publicidad, garantizando que la asignación de capacidad de transporte en el SIN, se lleve a cabo en un marco de competencia justa y procedimientos claros, con veracidad de la información en el que cada agente es evaluado con base en información que se presume real y comprobable, asegurando de esta manera que, el proceso de asignación de capacidad de transporte responda a los principios de eficiencia, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, contribuyendo a un desarrollo ordenado del sector y a la estabilidad de la infraestructura de transmisión de energía.

En el mismo acápite, el promotor expresó:

"Así mismo en la tabla de la página 902 se observa que la alternativa "NO SATISFACE" para las siguientes subestaciones: Bolívar 220, Centro 110, El Río 110, El Río 220, Estadio 110, Flores 220, Las Flores 110, Nv Barranquilla 220, Nva Magdalena 110, Oasis 110, Sabanalarga 220, Silencio 110, Tebsa 110,

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Tebsa 220, Termoflores 110, Unión 110, sin embargo, llama la atención que para la alternativa SC_2023_5484_A2 priorizada para la misma barra en donde nosotros nos presentamos, para las subestaciones anteriormente mencionadas, indica un aporte de corriente de cortocircuito igual cero (0.000), y en consecuencia la alternativa satisface en todos los escenarios, en este punto surge la duda, de, si nuestra alternativa tiene una capacidad de conexión de 9,9MW, porque el aporte de cortocircuito fue mayor que una alternativa de 19,9MW. En este contexto, desde el punto de vista técnico, hace falta un sustento mayor que refuerce los resultados, o en un estricto sentido, estamos seguros que nuestra alternativa también debería satisfacer la condición de aportes de cortocircuito para todos los escenarios, lo cual si se contrasta con los resultados del análisis de cortocircuito presentados en el estudio de conexión de nuestro proyecto SC_3598_A1, se observa que para todos los escenarios del horizonte de tiempo evaluado en el estudio de conexión, los niveles de corto circuito NO exceden los valores permitidos. (...)"

El procedimiento de evaluación de solicitudes, en su primera fase, se realizó la evaluación individual frente a las restricciones del sistema, se usó la información suministrada por los interesados en la asignación de capacidad, información que entregada mediante sus estudios de conexión y la modelación propia por ellos realizada. En este sentido debe ser claro que las diferencias en las subestaciones reportadas y los valores de aporte de cortocircuito no son un resultado de análisis o cálculo de la UPME, sino de la información suministrada por los promotores, de acuerdo con el artículo 55 de la resolución CREG 075 del 2021 y 4.2.1 de la Circular UPME No. 057 de 2022.

Por lo anterior, es posible afirmar que son los interesados los responsables de presentar información que cumpla con las características exigidas por la regulación. Puede presentarse diferente información respecto a cada interesado, pero esto no implica que el proceso de asignación sea desigual. Es decir, esta entidad realizó los respectivos análisis de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte, considerando que cada una de ellas presentó información veraz y confiable. Igualmente, para mayor confiabilidad es relevante mencionar que la Unidad validó las asignaciones de acuerdo con lo establecido en la sección 6.4.1 del anexo de la precitada circular, ya que, se efectúa una revisión integral de la asignación de capacidad de transporte otorgada a los proyectos, conforme al MACC, con el fin de ratificar su validez. Esta verificación comprende los análisis exigidos por la regulación vigente, garantizando en todo momento el cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en el Código de Redes.

De acuerdo con lo anterior, si bien un promotor puede omitir un resultado eléctrico en su estudio de conexión, la etapa de validación eléctrica realizada por la Unidad mostrará todos los impactos de cada proyecto priorizado, garantizando de manera confiable el principio de igualdad en el proceso de asignación.

- Es importante tener claridad cuáles son los conceptos técnicos que sustenten

"(...)"

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Es importante tener claridad cuáles son los conceptos técnicos que sustenten los criterios de optimización que maximicen los beneficios del sistema, en el mismo sentido, solicitamos se pueda revalidar el análisis de capacidad excedente por corto circuito, dado que como se observa en nuestros estudios de conexión debidamente realizados, la alternativa presenta resultados viables y que pueden llegar a satisfacer las condiciones del sistema, sin exceder los límites de cargabilidad y cortocircuito permitidas.

Soportando lo anterior, se ha verificado la modelación del subsistema del SDL de Air-e en el área de influencia del proyecto El Totumo y su conexión al STR. Los parámetros de la red modelada son consistentes con los datos reportados por el OR en la ventanilla única, cuyos datos fueron los utilizados para realizar los estudios de conexión de la alternativa propuesta.

El MACC es una herramienta que ejecuta un algoritmo de optimización en el marco de unas restricciones previamente definidas y, los resultados obtenidos con su aplicación son entonces planteados en términos de priorización. Así, las solicitudes priorizadas posteriormente son objeto de un procedimiento de validación eléctrica que con su superación obtienen un concepto de conexión con capacidad aprobada. Luego, en este orden de ejecuciones no puede predicarse que el alcance del MACC corresponda con la instancia única mediante la cual se efectúa la aprobación o no de las solicitudes de conexión presentadas ante esta Unidad.

Las restricciones técnicas usadas en el MACC corresponden con los criterios técnicos de Capacidad de Barra, Capacidad por Zona y Capacidad de Cortocircuito, los cuales necesariamente deben valorarse en función de las capacidades del SIN con información actualizada, así como de la oferta y demanda eléctrica a atender con el mismo. Los resultados de tales valoraciones consecuentemente sirven para parametrizar el MACC y habilitar su operación de cara a la realización de un determinado ciclo de asignación. Luego, se precisa que en la determinación de los valores con los cuales se parametrizó el MACC fue considerado tanto el estado de las redes del SIN, como los proyectos aprobados en los planes de expansión.

Por su parte, es importante señalar que el estudio que presenta el interesado para su solicitud de punto de conexión es un análisis individual, es decir no analiza todo el contexto dinámico que ocurre a su alrededor. Su función principal como requisito dentro del proceso, es que el interesado verifique fehacientemente, de forma individual, primero si existe una viabilidad técnica de su proyecto, y segundo si existe viabilidad económica que permita al promotor iniciar y continuar todo el proceso que conlleva la implementación de un proyecto de generación de energía.

Por otro lado, en el escrito del recurso, se asentó lo siguiente:

"Por lo expuesto, consideramos que hay suficiente sustento con el fin de que la UPME lleve a cabo nuevamente la revisión de los parámetros de entrada referentes a los aportes de capacidad excedente de cortocircuito en su alternativa No.1, y de esta manera, proceder a la revisión de nuestro caso concreto considerando el resultado del modelo de asignación por parte de la UPME y en consecuencia incluir el proyecto SC_3598_A1 dentro del listado de

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

proyectos priorizados para la asignación de capacidad de transporte de la subárea Atlántico, consignados en el artículo segundo del Acto Administrativo."

Igualmente, el recurrente indicó que:

- La alternativa presentada es óptima

El estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico del proyecto "PARQUE SOLAR EL TOTUMO se elaboró con la mejor información disponible y los mejores criterios de optimización técnica y económica posible, por lo cual, resulta poco probable que existan mejores alternativas de conexión que las presentadas por el Promotor.

Es importante señalar que el estudio que presenta el interesado para su solicitud de punto de conexión es un análisis individual, es decir no analiza todo el contexto dinámico que ocurre en el área de influencia de su proyecto. Su función principal como requisito dentro del proceso, es que el interesado verifique fehacientemente, de forma individual, primero, si existe una viabilidad técnica de su proyecto, y segundo, si existe viabilidad económica que permita al promotor iniciar y continuar todo el proceso que conlleva la implementación de un proyecto de generación de energía.

Además, respecto al argumento presentado, esta Unidad informa que los comentarios tanto del operador de red como del transportador incumbentes en la zona del proyecto fueron tomados en cuenta en el análisis realizado por esta Unidad. Sin embargo, es necesario señalar que los análisis realizados por ellos y sus observaciones son, en el mejor de los casos, resultado de considerar únicamente las solicitudes presentadas en el área administrada por cada uno de ellos. Luego es responsabilidad de la Unidad realizar el análisis completo de todas las solicitudes, no solo en el punto de conexión sino en toda el área de influencia del proyecto. Para ello se consideraron por un lado factores como la liberación de capacidad de proyectos de generación y carga, las modificaciones en las FPO, y por otro lado, la definición, modificación en la FPO, aprobación de obras de expansión y por supuesto los comentarios del transportador.

Adicionalmente, recuérdese que prevalece lo decidido por la UPME, esto, de acuerdo con la normatividad vigente, específicamente, el artículo 10 de la resolución CREG 075 de 2021 que indica: "*En todo caso, se entenderá que las conclusiones del responsable de la asignación de capacidad de transporte prevalecen sobre los comentarios que haga el transportador*".

En resumen, la UPME actuó conforme a la normativa vigente y sus evaluaciones se ajustan a las condiciones técnicas actuales para garantizar que cada nueva conexión se integre de manera adecuada al sistema, sin comprometer su eficiencia, seguridad y confiabilidad.

Con base en lo presentado anteriormente, esta Unidad no encuentra procedente las solicitudes de los recurrentes, toda vez que los resultados de los informes de capacidad por barra y zona, y los demás informes que definen las restricciones del proceso de priorización representan la realidad actual del sistema eléctrico colombiano y fueron obtenidos con la mejor información disponible.

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

6. Modificaciones sobre la parametrización y ajuste del MACC

Producto de los múltiples argumentos presentados por los recurrentes, en el sentido de señalar que, se advertían posibles inconsistencias en la información técnica reportada por los diferentes promotores en los estudios de conexión que acompañaban las solicitudes de la misma naturaleza, la Unidad de Planeación Minero Energética dispuso la verificación técnica de estos datos y, en consecuencia, procedió a ejecutar las modificaciones necesarias, con el objetivo de salvaguardar el procedimiento de asignación de capacidad de transporte, cumplir con el objetivo misional de observar en todo momento que las conexiones al SIN cumplan con los criterios de seguridad y confiabilidad, previstos incluso desde la Ley 143 de 1994 y la regulación definida por la CREG.

Acorde con la información detallada en el memorando expedido por la Subdirección de Energía con radicado UPME No. 20251520079423 del 11 de noviembre de 2025 y, bajo los parámetros de la debida diligencia, eficiencia e imparcialidad que rigen la función pública. Tras analizar los recursos de reposición presentados, se identificaron ajustes necesarios en la parametrización de los criterios y variables considerados por el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), en relación con los valores de cortocircuito.

Una vez completada la revisión y realizados los ajustes correspondientes, se concluye que, tal como se muestra en las Tabla 3 y Tabla 4 del memorando No. 20251520079423 del 11 de noviembre de 2025, ninguna de las alternativas fue priorizada en la subárea Atlántico, ya que no cumplen con alguno de los límites actuales de operación segura del sistema, evaluados mediante los índices de capacidad por barra, capacidad por zona y/o capacidad excedente de cortocircuito.

7. Consideraciones respecto de los recursos de apelación interpuestos

De los recursos recibidos en contra de la Resolución No. 000332 del 4 de abril del 2025 se presentaron de manera subsidiaria once (11) recursos de apelación que, tras ser evaluados, se considera que cumplen con los requisitos legales para ser concedidos y pasar a ser tramitados por el director general de esta Unidad. Recursos que, según lo dispuesto en el artículo 79 de la Ley 1437 de 2011, se concederán en el efecto suspensivo; por lo tanto, la presente resolución no quedara ejecutoriada hasta que se resuelvan dichos recursos de apelación mediante la resolución correspondiente.

En mérito de lo expuesto, el Subdirector de Energía Eléctrica (E) de la Unidad de Minero Energética – UPME,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO: REPONER en el sentido de modificar la Resolución 000332 de 2025, identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, la cual quedará así:

“**ARTÍCULO PRIMERO: DETERMINAR** el listado de solicitudes de asignación de capacidad de transporte de la subárea operativa eléctrica Atlántico clasificadas en sus respectivas bolsas y filas, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 6.3

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

del 'Procedimiento de Evaluación de Solicitudes de Asignación de Capacidad para Proyectos Clase 1'. Dicho listado quedará así:

Solicitud de conexión	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2023_5151_A1	Caribe I 9.9 MW	3	1	2023-10-28 13:50:00
SC_2023_5151_A2	Caribe I 9.9 MW	3	1	2023-10-28 13:50:00
SC_2023_5153_A1	Caribe II 9,9 MW	3	1	2023-10-28 13:52:00
SC_2023_5153_A2	Caribe II 9,9 MW	3	1	2023-10-28 13:52:00
SC_2023_5154_A1	Caribe III 9,9 MW	3	1	2023-11-10 20:17:00
SC_2023_5154_A2	Caribe III 9,9 MW	3	1	2023-11-10 20:17:00
SC_2023_5156_A1	Parque Fotovoltaico Cedro	3	1	2023-11-19 14:21:00
SC_2023_5156_A2	Parque Fotovoltaico Cedro	3	1	2023-11-19 14:21:00
SC_2023_5173_A1	Costa 1	3	1	2023-11-14 00:42:00
SC_2023_5173_A2	Costa 1	3	1	2023-11-14 00:42:00
SC_2023_5195_A1	Parque Eólico Caladio	3	1	2023-10-27 16:54:00
SC_2023_5264_A1	MRP7	3	1	2023-11-16 21:25:00
SC_2023_5264_A2	MRP7	3	1	2023-11-16 21:25:00
SC_2023_5284_A1	Costa 3	3	1	2023-11-10 15:18:00
SC_2023_5284_A2	Costa 3	3	1	2023-11-10 15:18:00
SC_2023_5291_A1	Autogenerador Solar Ponedera	3	1	2023-10-29 16:01:00
SC_2023_5291_A2	Autogenerador Solar Ponedera	3	1	2023-10-29 16:01:00
SC_2023_5292_A1	ESTUDIO DE CONEXIÓN GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICA VIL	3	1	2023-11-22 17:18:00
SC_2023_5292_A2	ESTUDIO DE CONEXIÓN GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICA VIL	3	1	2023-11-22 17:18:00
SC_2023_5302_A1	SOL DE COLOMBIA CARACOLÍ I – 80 MW	3	1	2023-12-22 18:46:00
SC_2023_5302_A2	SOL DE COLOMBIA CARACOLÍ I – 80 MW	3	1	2023-12-22 18:46:00
SC_2023_5313_A1	We100	3	1	2023-10-29 16:22:00
SC_2023_5313_A2	We100	3	1	2023-10-29 16:22:00
SC_2023_5314_A1	We102	3	1	2023-10-29 16:23:00
SC_2023_5314_A2	We102	3	1	2023-10-29 16:23:00
SC_2023_5315_A1	We103	3	1	2023-10-29 16:23:00
SC_2023_5315_A2	We103	3	1	2023-10-29 16:23:00
SC_2023_5316_A1	We104	3	1	2023-10-29 16:24:00
SC_2023_5316_A2	We104	3	1	2023-10-29 16:24:00
SC_2023_5317_A1	We105	3	1	2023-10-29 16:25:00
SC_2023_5317_A2	We105	3	1	2023-10-29 16:25:00
SC_2023_5318_A1	We106	3	1	2023-10-29 16:25:00
SC_2023_5318_A2	We106	3	1	2023-10-29 16:25:00
SC_2023_5319_A1	We108	3	1	2023-10-29 16:26:00
SC_2023_5319_A2	We108	3	1	2023-10-29 16:26:00
SC_2023_5320_A1	We109	3	1	2023-10-29 16:29:00
SC_2023_5320_A2	We109	3	1	2023-10-29 16:29:00
SC_2023_5321_A1	We110	3	1	2023-10-29 16:30:00
SC_2023_5321_A2	We110	3	1	2023-10-29 16:30:00
SC_2023_5322_A1	We101	3	1	2023-10-29 16:31:00
SC_2023_5322_A2	We101	3	1	2023-10-29 16:31:00
SC_2023_5323_A1	We111	3	1	2023-10-29 17:01:00
SC_2023_5323_A2	We111	3	1	2023-10-29 17:01:00
SC_2023_5331_A1	BARÍ	3	1	2023-11-11 09:53:00
SC_2023_5331_A2	BARÍ	3	1	2023-11-11 09:53:00
SC_2023_5332_A1	ARHUACO	3	1	2023-11-11 09:53:00
SC_2023_5332_A2	ARHUACO	3	1	2023-11-11 09:53:00
SC_2023_5340_A1	Solar Atlántico 2 de 11MW	3	1	2023-11-13 15:49:00
SC_2023_5341_A1	Solar Atlántico 2 de 19.9 MW	3	1	2023-11-13 15:52:00
SC_2023_5342_A1	Eólico Atlántico	3	1	2023-11-13 15:37:00
SC_2023_5342_A2	Eólico Atlántico	3	1	2023-11-13 15:37:00
SC_2023_5343_A1	We107	3	1	2023-10-28 17:06:00
SC_2023_5343_A2	We107	3	1	2023-10-28 17:06:00
SC_2023_5352_A1	PITONES	3	1	2023-11-14 16:40:00
SC_2023_5352_A2	PITONES	3	1	2023-11-14 16:40:00
SC_2023_5374_A1	Expansión PS Caracolí I	2	1	2023-11-06 16:27:00
SC_2023_5484_A1	Samoa 19,9 MW	3	1	2023-09-16 15:17:00

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2023_5484_A2	Samoa 19,9 MW	3	1	2023-09-16 15:17:00
SC_2023_5535_A1	Autogenerador Solar Ponedera 34,5 kV	3	1	2023-10-27 08:29:00
SC_2023_5569_A2	PROYECTO FOTOVOLTAICO CEIBALES DE 278 MW	3	1	2023-10-26 09:52:00
SC_2023_5689_A1	MRP 1	3	1	2023-11-17 14:07:00
SC_2023_5689_A2	MRP 1	3	1	2023-11-17 14:07:00
SC_2023_5699_A1	Parque Solar Salamina 2	3	1	2023-11-11 11:00:00
SC_2023_5699_A2	Parque Solar Salamina 2	3	1	2023-11-11 11:00:00
SC_2023_5702_A1	Parque Solar Ponedera	3	1	2023-11-13 10:51:00
SC_2023_5702_A2	Parque Solar Ponedera	3	1	2023-11-13 10:51:00
SC_2023_5704_A1	SPV VATIA ISES 11 9,9 MW	3	1	2023-11-08 10:48:00
SC_2023_5704_A2	SPV VATIA ISES 11 9,9 MW	3	1	2023-11-08 10:48:00
SC_20245838_A1	Helios Caracolí 100MW	3	1	2023-11-13 16:04:00
SC_20245838_A2	Helios Caracolí 100MW	3	1	2023-11-13 16:04:00
SC_20245883_A2	Helios Carreto 80MW	3	1	2023-10-29 16:21:00
SC_2024_5742_A1	CÓRCEGA 9,9 MW	3	1	2023-09-08 17:50:00
SC_2024_5742_A2	CÓRCEGA 9,9 MW	3	1	2023-09-08 17:50:00
SC_2024_5743_A1	Citera 50 MW	3	1	2023-09-08 17:50:00
SC_2024_5743_A2	Citera 50 MW	3	1	2023-09-08 17:50:00
SC_2024_5745_A1	CERDEÑA 9,9 MW	3	1	2023-09-11 17:55:00
SC_2024_5745_A2	CERDEÑA 9,9 MW	3	1	2023-09-11 17:55:00
SC_2024_5953_A1	SOL DE COLOMBIA ATLÁNTICO I – 9,9 MW	3	1	2023-10-06 12:00:00
SC_2024_5953_A2	SOL DE COLOMBIA ATLÁNTICO I – 9,9 MW	3	1	2023-10-06 12:00:00
SC_2024_5969_A1	PARQUE SOLAR SOL MALAMBO	3	1	2023-11-21 17:02:00
SC_2024_5969_A2	PARQUE SOLAR SOL MALAMBO	3	1	2023-11-21 17:02:00
SC_2024_5993_A1	4G Energía	3	1	2023-10-23 00:23:00
SC_2024_5993_A2	4G Energía	3	1	2023-10-23 00:23:00
SC_2024_5997_A1	PGF Puerta de Oro	3	1	2023-11-21 00:29:00
SC_2024_5997_A2	PGF Puerta de Oro	3	1	2023-11-21 00:29:00
SC_2024_6083_A1	Sol de Colombia Caracolí III	3	1	2023-10-31 18:30:00
SC_2024_6083_A2	Sol de Colombia Caracolí III	3	1	2023-10-31 18:30:00
SC_2108_A1	PARQUE SOLAR TESILLO	3	1	2022-08-26 18:10:00
SC_2641_A1	LUMICA	3	1	2023-06-07 19:31:35
SC_2641_A2	LUMICA	3	1	2023-06-07 19:31:35
SC_2848_A1	Parque Solar Los Tulipanes	3	1	2023-07-07 18:14:37
SC_2848_A2	Parque Solar Los Tulipanes	3	1	2023-07-07 18:14:37
SC_2849_A1	Parque Solar La Aurora	3	1	2023-07-07 18:17:36
SC_2849_A2	Parque Solar La Aurora	3	1	2023-07-07 18:17:36
SC_2897_A1	Las Trinitarias	3	1	2023-06-25 00:10:00
SC_2897_A2	Las Trinitarias	3	1	2023-06-25 00:10:00
SC_2901_A1	RUGIDO A UN SOL	3	1	2023-08-16 15:41:00
SC_2901_A2	RUGIDO A UN SOL	3	1	2023-08-16 15:41:00
SC_2917_A1	Arroyo de Piedra I 5 MW	3	1	2023-07-25 10:09:00
SC_2917_A2	Arroyo de Piedra I 5 MW	3	1	2023-07-25 10:09:00
SC_2920_A1	Arroyo de Piedra II 4,9 MW	3	1	2023-07-25 10:18:00
SC_2920_A2	Arroyo de Piedra II 4,9 MW	3	1	2023-07-25 10:18:00
SC_2929_A1	EÓLICO EL MORRO 1	3	1	2023-08-30 14:14:00
SC_2931_A1	EÓLICO EL MORRO 2	3	1	2023-08-30 14:20:00
SC_2932_A1	EÓLICO EL MORRO 3	3	1	2023-08-30 14:21:00
SC_2935_A1	PARQUE SOLAR OASIS	3	1	2023-08-18 17:22:00
SC_2935_A2	PARQUE SOLAR OASIS	3	1	2023-08-18 17:22:00
SC_2937_A1	Pivijay I 5 MW	3	1	2023-07-25 10:15:00
SC_2937_A2	Pivijay I 5 MW	3	1	2023-07-25 10:15:00
SC_2938_A1	Pivijay II 4,9 MW	3	1	2023-07-25 10:21:00
SC_2938_A2	Pivijay II 4,9 MW	3	1	2023-07-25 10:21:00
SC_2942_A1	Campo de la Cruz I 5 MW	3	1	2023-07-25 10:25:00
SC_2942_A2	Campo de la Cruz I 5 MW	3	1	2023-07-25 10:25:00
SC_2943_A1	PV Campo de la Cruz II	3	1	2023-07-25 10:30:00
SC_2943_A2	PV Campo de la Cruz II	3	1	2023-07-25 10:30:00
SC_2945_A1	Ceiba Solar I	3	1	2023-07-15 09:52:00
SC_2945_A2	Ceiba Solar I	3	1	2023-07-15 09:52:00
SC_2946_A1	Ceiba Solar II	3	1	2023-07-15 10:54:00

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Bolsa	Fila	Fecha completitud
SC_2946_A2	Ceiba Solar II	3	1	2023-07-15 10:54:00
SC_2954_A1	Salamina I 5 MW	3	1	2023-07-25 10:38:00
SC_2954_A2	Salamina I 5 MW	3	1	2023-07-25 10:38:00
SC_2955_A1	Salamina II 4,9 MW	3	1	2023-07-25 10:41:00
SC_2955_A2	Salamina II 4,9 MW	3	1	2023-07-25 10:41:00
SC_2985_A1	PARQUE EOLICO FLUVIAL RIO GRANDE DE LA MAGDALENA	3	1	2023-09-02 08:45:00
SC_2985_A2	PARQUE EOLICO FLUVIAL RIO GRANDE DE LA MAGDALENA	3	1	2023-09-02 08:45:00
SC_2999_A1	Prado Solar I	3	1	2023-07-25 21:38:00
SC_2999_A2	Prado Solar I	3	1	2023-07-25 21:38:00
SC_3138_A1	Planta Solar Fotovoltaico Majagua	3	1	2023-07-14 11:31:00
SC_3138_A2	Planta Solar Fotovoltaico Majagua	3	1	2023-07-14 11:31:00
SC_3143_A1	ASTRALEO 100 MW	3	1	2023-08-07 00:29:00
SC_3143_A2	ASTRALEO 100 MW	3	1	2023-08-07 00:29:00
SC_3145_A1	Parque Solar Salamina de 9,9 MW	3	1	2023-08-25 04:27:00
SC_3145_A2	Parque Solar Salamina de 9,9 MW	3	1	2023-08-25 04:27:00
SC_3146_A1	Parque Solar El Caracol	3	1	2023-08-08 15:32:00
SC_3146_A2	Parque Solar El Caracol	3	1	2023-08-08 15:32:00
SC_3147_A1	Parque Solar Caracolito	3	1	2023-08-08 15:35:00
SC_3147_A2	Parque Solar Caracolito	3	1	2023-08-08 15:35:00
SC_3449_A1	La Arenosa	3	1	2023-09-29 00:32:42
SC_3449_A2	La Arenosa	3	1	2023-09-29 00:32:42
SC_3575_A1	PSF Salamina	3	1	2023-09-30 10:07:12
SC_3575_A2	PSF Salamina	3	1	2023-09-30 10:07:12
SC_3576_A1	PSF Baranoa	3	1	2023-09-30 10:57:12
SC_3576_A2	PSF Baranoa	3	1	2023-09-30 10:57:12
SC_3590_A1	PARQUE SOLAR LA ESPERANZA	3	1	2023-10-05 08:06:32
SC_3591_A1	PARQUE SOLAR PIGUA	3	1	2023-10-05 08:13:11
SC_3592_A1	PARQUE SOLAR EL AROMO	3	1	2023-10-05 08:23:47
SC_3597_A1	PARQUE SOLAR EL PIVIJAY	3	1	2023-10-05 16:42:39
SC_3598_A1	PARQUE SOLAR EL TOTUMO	3	1	2023-10-05 17:24:31
SC_4046_A1	CSF Sabanalarga 1	3	1	2023-10-05 15:40:29
SC_4046_A2	CSF Sabanalarga 1	3	1	2023-10-05 15:40:29
SC_4084_A1	Galapa	3	1	2023-10-05 11:30:07
SC_4084_A2	Galapa	3	1	2023-10-05 11:30:07
SC_4124_A1	CSF Sabanalarga 1	3	1	2023-10-05 16:19:57
SC_4124_A2	CSF Sabanalarga 1	3	1	2023-10-05 16:19:57
SC_4763_A1	ATLÁNTICO SOLAR II	3	1	2023-11-19 20:02:00
SC_4763_A2	ATLÁNTICO SOLAR II	3	1	2023-11-19 20:02:00
SC_4779_A1	CAYENA	3	1	2023-11-19 14:45:00
SC_4779_A2	CAYENA	3	1	2023-11-19 14:45:00
SC_4831_A1	Cisneros I - 55 MW	3	1	2023-11-09 21:58:00
SC_4831_A2	Cisneros I - 55 MW	3	1	2023-11-09 21:58:00
SC_4834_A1	FV Dione 9,9 MW	3	1	2023-10-06 11:45:00
SC_4834_A2	FV Dione 9,9 MW	3	1	2023-10-06 11:45:00
SC_4848_A1	La Capital	3	1	2023-11-15 22:25:00
SC_4848_A2	La Capital	3	1	2023-11-15 22:25:00
SC_4862_A1	SPV VATIA ISES 6	3	1	2023-11-08 09:31:00
SC_4862_A2	SPV VATIA ISES 6	3	1	2023-11-08 09:31:00
SC_4863_A1	SPV VATIA ISES 3	3	1	2023-11-08 16:34:00
SC_4863_A2	SPV VATIA ISES 3	3	1	2023-11-08 16:34:00
SC_4864_A1	SPV VATIA ISES 2	3	1	2023-11-08 09:22:00
SC_4864_A2	SPV VATIA ISES 2	3	1	2023-11-08 09:22:00
SC_4865_A1	SPV VATIA ISES 10	3	1	2023-11-08 09:42:00
SC_4865_A2	SPV VATIA ISES 10	3	1	2023-11-08 09:42:00
SC_4867_A1	SPV VATIA ISES 1	3	1	2023-11-08 10:40:00
SC_4867_A2	SPV VATIA ISES 1	3	1	2023-11-08 10:40:00
SC_4916_A1	Caissaca	3	1	2023-12-12 00:29:00
SC_4916_A2	Caissaca	3	1	2023-12-12 00:29:00
SC_4917_A1	Curiyú	3	1	2023-12-12 00:30:00
SC_4917_A2	Curiyú	3	1	2023-12-12 00:30:00

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Bolsa	Fil a	Fecha completitud
SC_4935_A1	Corazón Alegre	3	1	2023-11-16 20:55:00
SC_4935_A2	Corazón Alegre	3	1	2023-11-16 20:55:00
SC_4946_A1	PARQUE SOLAR GALAPA I	3	1	2023-11-12 15:30:00
SC_4946_A2	PARQUE SOLAR GALAPA I	3	1	2023-11-12 15:30:00
SC_4965_A1	Canario solar	3	1	2023-11-14 18:28:00
SC_4965_A2	Canario solar	3	1	2023-11-14 18:28:00
SC_5010_A1	AES Solar Atlántico	3	1	2023-11-04 11:18:00
SC_5010_A2	AES Solar Atlántico	3	1	2023-11-04 11:18:00
SC_5028_A1	Expansión Solar Guayepo III	2	1	2023-10-12 09:25:00
SC_5028_A2	Expansión Solar Guayepo III	2	1	2023-10-12 09:25:00
SC_5090_A1	MRP4	3	1	2023-11-18 00:12:00
SC_5090_A2	MRP4	3	1	2023-11-18 00:12:00

ARTÍCULO SEGUNDO: REPONER en el sentido de modificar la Resolución 000332 de 2025, identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, la cual quedará así:

ARTÍCULO SEGUNDO: Con base en el listado del artículo primero de esta resolución, DETERMINAR que, de acuerdo con los análisis y procedimiento aplicado, no hay proyectos priorizados para la asignación de transporte de la Subárea de Atlántico; toda vez que ninguno de los presentados cumple con las restricciones consideradas por el MACC.

ARTÍCULO TERCERO: Con base en el listado del artículo primero de esta resolución, **EMITIR CONCEPTO SIN CAPACIDAD APROBADA** para las solicitudes de asignación de capacidad de transporte de los proyectos Clase 1 de la subárea Atlántico indicados en la siguiente tabla, acorde con lo expuesto en la parte considerativa de este acto administrativo:

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2023_5151_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5151_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5153_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5153_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5154_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5154_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5156_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5156_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5173_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5173_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5195_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5264_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5264_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5284_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5284_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5291_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5291_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5292_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5292_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5302_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2023_5302_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5313_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5313_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5314_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5314_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5315_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5315_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5316_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5316_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5317_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5317_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5318_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5318_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5319_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5319_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5320_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5320_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5321_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5321_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5322_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5322_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5323_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5323_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5331_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5331_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5332_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5332_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5340_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5341_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5342_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5342_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5343_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5343_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5352_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5352_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5374_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5484_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5484_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5535_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5569_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5689_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5689_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5699_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5699_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5702_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5702_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5704_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2023_5704_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2024_5742_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5742_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_20245883_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5743_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5743_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5745_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5745_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5953_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5953_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5969_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5969_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5993_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5993_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5997_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_5997_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_6083_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2024_6083_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_20245838_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_20245838_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2108_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2641_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2641_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2848_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2848_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2849_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2849_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2897_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2897_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2901_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2901_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2917_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2917_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2920_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2920_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2929_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2931_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2932_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2935_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2935_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2937_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2937_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2938_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2938_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2942_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2942_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2943_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2943_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2945_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_2945_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2946_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2946_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2954_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2954_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2955_A1	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2955_A2	NO SATISFACE	SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2985_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2985_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2999_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_2999_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3138_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3138_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3143_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3143_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3145_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3145_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3146_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3146_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3147_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3147_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3449_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3449_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3575_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3575_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3576_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3576_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3590_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3591_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3592_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3597_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_3598_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4046_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4046_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4084_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4084_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4124_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4124_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4763_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4763_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4779_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4779_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4831_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4831_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4834_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4834_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4848_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4848_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Capacidad Barra	Capacidad excedente de cortocircuito	Capacidad por zona	Viabilidad técnica	Priorización MACC
SC_4862_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4862_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4863_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4863_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4864_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4864_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4865_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4865_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4867_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4867_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4916_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4916_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4917_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4917_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4935_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4935_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4946_A1	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4946_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4965_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_4965_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5010_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5010_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5028_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5028_A2	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5090_A1	SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO
SC_5090_A2	NO SATISFACE	NO SATISFACE	SATISFACE	NO VIABLE	NO PRIORIZADO

PARAGRAFO 1: Considerando las limitantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los resultados obtenidos del MACC con los ajustes realizados, no se identificaron proyectos **"VIABLES"**.

ARTÍCULO CUARTO: DEJAR constancia que el concepto técnico emitido por la Subdirección de Energía Eléctrica con radicado UPME No. 20251520079423 del 11 de noviembre de 2025 y el informe de resultados hacen parte integral del presente acto administrativo e incluye la fundamentación detallada de las decisiones tomadas por la Unidad en esta resolución. Dicho informe estará publicado para consulta de todos los interesados en la página web de la UPME, al cual se podrá acceder mediante el siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-servicios/ventanilla-unica-creg-075-de-2021/asignacion-capacidad-proyectos-clase-uno-2023-2024/atlantico/>

ARTÍCULO QUINTO: CONCEDER en efecto suspensivo, los recursos de apelación interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, respecto de los siguientes proyectos:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

Solicitud de conexión	Nombre	Promotor	Fecha de notificación	Fecha de presentación de recurso	Radicado
SC_2023_5173	Solar Costa 1 9.9 MW	GENERADORA DEL VALLE S.A.S	9/04/2025	21/04/2025	20251110043642 20251110209702
SC_2024_5993	4G Energía	4G ENERGÍA S.A.S	7/04/2025	22/04/2025	20251500095352 20251110095472
SC_4084	GALAPA 19.9 MW	SUNLI S.A.S	7/04/2025	23/04/2025	20251500097672 20251110097602
SC_2985	PARQUE EÓLICO FLUVIAL RIO GRANDE DE LA MAGDALENA	GRAND ENERGY S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251110096122 20251500095832
SC_2023_5374	EXPANSIÓN PS CARACOLÍ 1	Sol de las Ciénagas S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	23/04/2025	20251110096852 20251500096712
SC_4046	SABANALARGA 2	Ingenierías Aliadas S.A.S.	7/04/2025	23/04/2025	20251500097502
SC_4124	SABANALARGA 1	Generadora Cantayús S.A.S. E.S.P.	7/04/2025	23/04/2025	20251500097512
SC_3143	ATROLEO	Edelmira Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097682
SC_2641	LUMICA	MG17 S.A.S.	8/04/2025	24/04/2025	20251500097692
SC_2935	OASIS	Edelmira Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097702
SC_2901	RUGIDO A UN SOL	Don Jesús Solar S.A.S.	9/04/2025	24/04/2025	20251500097722

PARÁGRAFO 1: Se suspenderán los efectos de la presente resolución hasta que se resuelvan en definitiva los recursos de apelación relacionados en este artículo.

PARÁGRAFO 2: En consecuencia, de lo dispuesto en este artículo, se dará traslado de los expedientes administrativos correspondientes al despacho del director general de la Unidad de Planeación Minero Energética para los fines pertinentes.

ARTÍCULO SEXTO: NOTIFICAR electrónicamente la presente resolución a los representantes legales de las sociedades interesadas objeto de esta decisión o a quién haga sus veces, a través del correo electrónico que consta en la actuación administrativa adelantada, de conformidad con lo establecido en el artículo 53ª y 67 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo; conforme la información de la siguiente tabla:

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

SOLICITUD DE CONEXIÓN	CORREO DE NOTIFICACIÓN
GREEN ENERGY DS&E S.A.S	GRACIA.CANDAU@ATLANTICA.COM
WE POWER LATAM S.A.S	ADMINISTRACION@WEPOWERLATAM.COM.CO
GENERADORA DEL VALLE S.A.S	GENEVAL0421@GMAIL.COM
LIWE SOLAR UNO S.A.S	MARTIN.LIBRA@LIMES-RE.COM
4G ENERGÍA S.A.S	ADELAESPRIELLA@4GENERGIA.COM.CO
ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	GRACIA.CANDAU@ATLANTICA.COM
ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	GRACIA.CANDAU@ATLANTICA.COM
ATLANTICA HIC RENOVABLES S.A.S.	GRACIA.CANDAU@ATLANTICA.COM
GRAND ENERGY S.A.S.	GRANDENERGYSAS@GMAIL.COM
PENTAENERGY S.A.S. E.S.P.	ADELAESPRIELLA@4GENERGIA.COM.CO
SOL DE LAS CIENAGAS S.A. E.S.P.	NOTIFICACIONESCOLOMBIA@RECURRENTENERGY.COM
INGENIERIA ALIADAS S.A.	JUANES.VELASQUEZ@INGENIERIASALIADAS.COM
GENERADORA CANTAYUS S.A.S. E.S.P.	ASISTENTE@INGENIERIASALIADAS.COM
SUNLI S.A.S.	GRUPOSUNLINKSAS@GMAIL.COM
EDELMIRA SOLAR S.A.S.	ADMINISTRATIVO@KAIDESARROLLO.COM
MG 17 S.A.S.	BRAIANCANO077@GMAIL.COM
EDELMIRA SOLAR S.A.S.	ADMINISTRATIVO@KAIDESARROLLO.COM
DON JESÚS SOLAR S.A.S.	ADMINISTRATIVO@KAIDESARROLLO.COM
SOLEK COLOMBIA SERVECES S.A.S	SOLEKCOLOMBIA@SOLEK.COM
COX ENERGY COLOMBIA S.A.S	A.HUERTAS@COXENERGY.COM
ELECTRYON POWER COLOMBIA S.A.A	ANDRES.TORRES@ELECTRYONPOWER.COM
GREENYELLOW ENERGIA DE COLOMBIA	JLEAL@GREENYELLOW.COM

ARTÍCULO SÉPTIMO: COMUNICAR el presente acto administrativo a los siguientes destinatarios para los fines pertinentes a: (i) la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, a través del correo electrónico creg@creg.gov.co (ii) la sociedad XM S.A. E.S.P. a través del correo electrónico info@xm.com.co (iii) Air-e, a través del correo electrónico notificaciones.judiciales@aire.com, (iv) ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.- ISA, a través del correo electrónico notificacionesjudiciales@intercolombia.com, (v) TRANSELCA S.A. E.S.P., a través del correo electrónico notificaciones@transelca.com.co, (vi) CELSIA S.A. E.S.P, a través del correo electrónico celsia@lineatransparencia.com, en cumplimiento de lo dispuesto en el

Continuación de la Resolución: Por medio de la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución UPME No. 000332 de 2025 identificada con radicado No. 20251020003325 del 4 de abril de 2025, por medio de la cual se determina el listado de proyectos clase 1 del área operativa eléctrica Atlántico clasificados en sus correspondientes filas y bolsas y se dictan otras disposiciones

artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo – CPACA.

ARTÍCULO OCTAVO: INFORMAR que contra la presente resolución no proceden recursos.

NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dada en Bogotá, D.C., a 10-12-2025



GUILLERMO HOLGUIN
GARCIA
Subdirector De Energía
Eléctrica (e)
Subdireccion De Gestion
De La Informacion

Elaboró: ELIANA ALEJANDRA FRANCO LLANOS
Revisó: EDGAR RUBEN MUELA VELASCO, WILLIAN FERNANDO VILLAMIL CASTAÑEDA, JORGE MARIO GUEVARA GONZALEZ, KAREN TATIANA ROSADA SANCHEZ, GUILLERMO HOLGUIN GARCIA
Aprobó: GUILLERMO HOLGUIN GARCIA