



Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aa):	04/05/2022
Proyecto de Decreto/Resolución:	Por medio de la cual se define el proceso competitivo para el otorgamiento del Permiso de Ocupación Temporal sobre áreas marítimas, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, se convoca su ejecución y se dictan otras disposiciones

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

De acuerdo con el artículo 334 de la Constitución Política, el Estado intervendrá, entre otros, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo y en los servicios públicos para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

De otra parte, la Ley 143 de 1994, en su artículo 2, dispone que corresponde al Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definir los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país.

Posteriormente, el Congreso de la República expidió la Ley 1715 de 2014 la cual tiene por objeto:

Promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético.

En el numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, se dispuso que son funciones del Ministerio de Minas y Energía, entre otras: (b) “establecer los reglamentos técnicos que rigen la generación con las diferentes FNCE (...)”; (d) “participar en la elaboración y aprobación de los planes de fomento a las FNCE y los planes de gestión eficiente de la energía”; y (e) “propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.” Igualmente, el artículo 7 de la misma Ley estableció que el Gobierno nacional promoverá la generación de



electricidad con Fuentes No Convencionales de Energía (“FNCE”) y la gestión eficiente de la energía mediante la expedición de los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias conforme a las competencias y principios establecidos en dicha ley y la Ley 142 y 143 de 1994.

Con fundamento en tales normas, se encuentra que es función del Ministerio de Minas y Energía el establecimiento de los parámetros para el aprovechamiento económico de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). En línea, el artículo 2 del Decreto 381 de 2012 dispuso que son funciones del Ministerio de Minas y Energía, entre otras: (4) Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía.”

Ahora bien, es importante tener en cuenta que la promoción de Fuentes No Convencionales de Energía y de energéticos de cero emisiones, no solo encuentra sustento en la Ley 1715 de 2014 y la Constitución, sino que responde a compromisos internacionales y metas de descarbonización asumidas por el Gobierno nacional. Estos compromisos internacionales están contenidos principalmente en el “Acuerdo de París”, adoptado por el Estado colombiano mediante la Ley 1844 de 2017 donde se establecieron las acciones encaminadas a combatir el cambio climático del planeta, incluyendo obligaciones asociadas a la mitigación de los gases de efecto invernadero (GEI), a la adaptación a los diversos efectos del cambio climático y a asegurar el apoyo adecuado para los países en desarrollo. El cumplimiento de las metas contenidas en tal acuerdo, resultan esencial para el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible adoptados como metas CONPES 3918.

De igual forma, en el Pacto por la Sostenibilidad, incluido dentro del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Ley 1955 de 2019, se establecieron las bases de legalidad, emprendimiento y equidad que permitan lograr la igualdad de oportunidades para todos los colombianos, en concordancia con un proyecto de largo plazo con el que Colombia pretende alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible al 2030. En el Pacto por la Sostenibilidad incluido dentro del Plan, se determinó que el Ministerio de Minas y Energía promovería la participación de diferentes energéticos, incluyendo aquellos de carácter renovable no convencional, con el fin de sustituir la dependencia de energéticos actuales más contaminantes e incentivar un mercado competitivo y sostenible con el medio ambiente.

Así las cosas, con fundamento en los compromisos citados, se expidió la Ley 2099 de 2021, la cual modificó y adicionó la Ley 1715 de 2014, con el objetivo de modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición



energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica.

Ahora bien, estos antecedentes dieron lugar a que el 29 de octubre de 2021, el Ministerio de Minas y Energía expidiera la Resolución 40350 de 2021 por medio de la cual modificó el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético adoptado a través de la Resolución número 40807 de 2018. Lo anterior, con el fin de dar cumplimiento a los compromisos internacionales sobre cambio climático, la normatividad nacional, y en particular para hacer compatible el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático con la estrategia sectorial a largo plazo de carbono neutralidad a 2050 para el sector minero energético. Ello en concordancia con la estrategia comunicada por el Gobierno nacional ante la Secretaría de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) en antelación a la COP26 y en la que se indicó para:

el Ministerio de Minas y Energía la consolidación en 2025 de: 1) Instrumentos de planificación sectorial para cada uno de los subsectores que incorporen lineamientos de cambio climático en los escenarios de demandas operativas y ambientales, 2) metodología de análisis de riesgos climáticos actualizada, y 3) la implementación de proyecto de adaptación basado en ecosistemas para el sector eléctrico.

En Resolución 40350 de 2021 se adoptó el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético (PIGCCme 2050) en el que se indicó que “[p]ara alcanzar la carbono neutralidad y resiliencia climática, se deben mantener los esfuerzos de diversificación de la matriz energética (...)”. En este entendido, se identificó la necesidad de promover el uso y despliegue de energéticos y nuevas tecnologías.

Con fundamento en la iniciativa del Banco Mundial para la promoción de la energía eólica costa en mercados emergentes, y a través de la financiación provista por el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) y el Programa de Desarrollo Eólico Marino de la Corporación Financiera Internacional (IFC), el Banco Mundial contrató a la firma Renewables Consulting Group (RCG) la construcción de la Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia, materializándola en el 2021.

El equipo del Banco Mundial y RCG trabajó de la mano del Ministerio de Minas y Energía, la Dirección General Marítima (DIMAR), la UPME, la ANLA, la ANH, La Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) y la Asociación de Energías Renovables (SER) para la construcción diagnóstico que contextualizara las condiciones del país y del mercado energético colombiano ante el despliegue de la energía eólica costa afuera.



En la publicación final de este documento se tuvieron en cuenta los más de 283 comentarios que los interesados hicieron llegar al Ministerio de Minas y Energía.

En la sección 3.2.2 de las recomendaciones realizadas en la Hoja de Ruta, respecto a las áreas dedicadas al desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en Colombia, las acciones que busca materializar esta resolución son:

La DIMAR dirigirá la revisión del Plan de Ordenamiento Marino Costero (MSP), dirigido por el Gobierno, para analizar la compatibilidad del despliegue comercial de la energía eólica costa afuera con otros usuarios del mar. Para no retrasar el desarrollo del mercado, este ejercicio deberá ser proporcionado y pragmático. Como resultado de la revisión, se publicarán las zonas prioritarias para el despliegue de la energía eólica costa afuera, que pueden servir de base para el proceso de concesión de los fondos marinos y reducir los riesgos de los permisos más adelante. Se trata de un procedimiento exhaustivo que requiere la consulta con las partes interesadas (como MME, ANH, MADS, INVEMAR, ICANH, AUNAP, DAMCRA, MinInterior, etc) para garantizar una coexistencia segura. Se hace referencia a los Planes Espaciales Marítimos que están llevando a cabo los Estados miembros de la UE según la Directiva 2014/89/UE.

(...)

Se deben identificar las áreas prioritarias para el despliegue comercial de la energía eólica costa afuera en Colombia, guiado por consideraciones técnicas, ambientales y sociales en línea con la sección 4 de la hoja de ruta y alineado con los MSP. Este trabajo puede ser liderado por la UPME y requerirá un enfoque coordinado entre varias instituciones, es decir, MME, MADS, DIMAR, INVEMAR, ICAHN, DAMCRA, AUNAP, MinInterior y el sector eléctrico.

(...)

Se recomienda implementar un estándar de precalificación antes de iniciar un concurso de concesión de fondos marinos. Se establecerán criterios de calificación para la selección de empresas que tengan las capacidades técnicas y/o financieras y se evitarán los proyectos especulativos. Esto también fomentará la asociación entre los actores locales e internacionales para crear las capacidades necesarias. Se pueden extraer ejemplos de la cuarta ronda del Reino Unido (UK) gestionada por el Estado de la Corona (The Crown State) y de las subastas federales de concesión de Estados Unidos gestionadas por la Oficina de Gestión de la Energía Oceánica (BOEM).

(...)



DIMAR definirá y administrará el proceso de Concesión de áreas marinas, el cual será coordinado con el MME y la UPME y otorgará las concesiones como parte de un proceso competitivo. Los desarrolladores requieren la certeza de que, si desarrollan un sitio para dar su consentimiento y luego aseguran un acuerdo de compra de energía, pueden proceder a construir el proyecto. En las referencias internacionales se evidencia que la certeza la proporciona una promesa o acuerdo de concesión, que otorga derechos exclusivos de desarrollo y luego, una vez que se haya tomado una decisión final de inversión, el desarrollador puede ejercer su opción de celebrar un contrato de concesión. Se publicarán las reglas que manejen la competencia y los términos de la concesión y, entre otras cosas, se aclararán las consideraciones sobre las posibles superposiciones de área entre los competidores.

(...)

La DIMAR deberá reevaluar la regulación existente sobre concesiones marítimas para las fuentes de energía renovables no convencionales en consonancia con las condiciones de concesión previstas para los proyectos eólicos costa afuera, tanto si se maneja una figura de promesa o acuerdo de concesión como la concesión misma. Se definirán interdependencias claras con los procesos de concesión de los fondos marinos, ESIA y apoyo a los ingresos para aumentar la transparencia en los pasos de desarrollo del proyecto.

Ante las posibilidades sectoriales que supone el desarrollo de proyecto de energía costa afuera, las recomendaciones de la hoja de ruta y expertos internacionales consultados por el Ministerio de Minas y Energía, se formuló un proceso competitivo para la concesión de áreas marítimas destinadas al desarrollo de proyectos eólicos costa afuera, entendiendo que estas hacen parte de un recurso valioso y finito bajo la administración de la Nación.

Por otra parte, el potencial técnico identificado en la hoja de ruta para Colombia demuestra condiciones estacionales diferenciadas a las continentales, por lo que este tipo de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables disminuyen los riesgos asociados al cambio climático y fenómenos como El Niño, generando así flexibilidad y complementariedad al sistema gracias al respaldo de generación durante temporadas secas.

Adicionalmente, el CONPES 4075 de 2022, de Transición Energética, establece que:



La Dirección General Marítima, en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía, definirá las reglas y ejecutará el mecanismo que permita la asignación de áreas marítimas para el desarrollo de los proyectos de energía eólica costa afuera.

De esta manera, la DIMAR y el Ministerio de Minas y Energía se han articulado para estructurar un proceso que garantice la transparencia, estabilidad regulatoria y condiciones sostenibles de uso de las áreas viabilizadas para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. Así mismo, las consideraciones de diversificación de la matriz energética, bajo principios de resiliencia, seguridad y descarbonización, son lineamientos rectores de este proceso.

1.1. Definiciones

Cable submarino y Subestación marina

Dado que la energía eólica costa afuera debe situarse en áreas marítimas, su interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha de realizarse mediante conductores denominados cables submarinos, y una subestación ubicada en medio del mar, los cuales son especialmente diseñados para este fin. Tras considerar que el recorrido de estos cables implicaría el enterramiento o posicionamiento del mismo en el lecho marino, y que la subestación debe ir anclada en el lecho marino, se encontró relevante incluirlos en el proceso de solicitud de concesión marítima. Para definir estos elementos se toman características conceptuales de la Asociación Europea de Cables Submarinos y se construye la definición según (European Subsea Cables Association, 2022) y de la subestación marina del proyecto eólico costa afuera según el artículo publicado por (Cardozo et al., 2017)..

Energía eólica costa afuera

Al tratarse de la tecnología de generación de energía eléctrica en la cual se centra este acto administrativo, se hace necesario definirla en virtud de sus características diferenciadas de la energía eólica continental. De esta manera, se utiliza la definición general de energía eólica que se encuentra en la Ley 1715 de 2014 con el complemento que caracteriza a la energía eólica costa afuera, el cual corresponde a la ubicación de los aerogeneradores.

Estructura eólica fija:

Para la construcción de los proyectos que ocuparán las áreas de las que trata el presente acto administrativo se establecieron unos criterios técnicos propios de la tecnología, especialmente aquellos asociados al sistema de estabilización o anclaje de los aerogeneradores al lecho marino. Para dar claridad de las estructuras de cimentación fija, se consideró el concepto del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España (IDAE) (IDAE, 2020).



Estructura eólica flotante:

Con el fin de diferenciar el sistema flotante de aquel fijo, se definió este tipo de tecnología como estructura alternativa. Por esto, se hace remisión al concepto comparativo dado por (IDAE, 2020).

Fecha de puesta en Operación:

Para asignar un permiso sobre un área marítima es importante establecer una fecha máxima de inicio de operación de tal forma que el administrador del espacio marítimo tenga claridad sobre el momento en que el uso de ese espacio marino se debe materializar efectivamente en generación de energía empleando energía eólica costa afuera. Además, la definición de esta fecha permitirá prever la conexión del proyecto, en el caso que aplique, y realizar la planeación de la transmisión con anticipación si esta se requiere.

Si bien la resolución MME 40590 DE 2019 define dicha fecha como “la fecha a partir de la cual un proyecto de generación se considera listo para el servicio y, por tanto, cumple con todas las normas vigentes que regulan la materia”, considerando que los proyectos de energía eólica costa afuera pueden tener sinergias con la producción de hidrógeno y, por tanto, pueden existir proyectos cuyo fin último no sea la prestación de un servicio de generación para consumo de la demanda nacional, se propone definir la fecha de puesta en operación de los proyectos de generación eólica costa afuera como la fecha en la que el proyecto deberá iniciar su generación de energía.

1.2. Producto del proceso competitivo

Teniendo en cuenta que esta tecnología es nueva en el país, y acogiendo la recomendación de la hoja de ruta de realizar el proceso para la asignación de permisos sobre áreas marítimas de forma separada del proceso para la venta de energía, esta propuesta se enfoca en las reglas para el primero.

Con el creciente interés de los inversionistas y desarrolladores de proyectos en la energía eólica costa afuera, y con las recomendaciones de la hoja de ruta se identificó que es conveniente establecer un proceso competitivo que habilite que los interesados accedan a un permiso sobre áreas marítimas para estos proyectos. Este permiso se denomina Permiso Temporal de ocupación.

Además, los expertos del Banco Mundial y de la Agencia Danesa de Energía, así como los promotores, expresaron la necesidad de que dicho permiso otorgue exclusividad sobre el área con el fin de dar seguridad suficiente para el desarrollo de los estudios para el licenciamiento y obtención de permisos. Actualmente, la



prelación en el otorgamiento de permisos sobre un área marítima está dada por el orden de llegada de la solicitud, privilegiando la solicitud que se radicó primero. Sin embargo, el mar es un bien público y se debe procurar su aprovechamiento de forma eficiente, sostenible y organizada, de tal forma que las diferentes actividades que en él se realizan puedan coexistir.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Permiso Temporal de Ocupación de un área busca dar exclusividad para la estructuración de un proyecto y que dicha adjudicación se haga de forma transparente y competitiva, en un proceso en el que todos los interesados puedan participar. Una de las características de este permiso será el seguimiento a la curva S y cronograma, con el fin de verificar el aprovechamiento del área marina asignada y, en caso de que esta área marina no se esté desarrollando de acuerdo con lo previsto, tomar medidas correctivas a tiempo.

En sesiones de trabajo con los expertos del Banco Mundial y de Renewables Consulting Group se concluyó que el tiempo de desarrollo de un proyecto eólico costa afuera en un mercado en el que esta es una nueva tecnología puede ir entre 7 y 10 años, de los cuales aproximadamente dos años son de construcción. Por lo tanto, se propone entonces que la Fecha de Puesta en Operación de los proyectos que se desarrollen en las áreas asignadas en este proceso sea dentro de 7 años. Por tanto, el periodo de tiempo disponible para realizar las mediciones, recolección de información, estudios y consecución de licencias y permisos se realizará durante 5 años, que será la duración del Permiso Temporal de Ocupación. Luego, para proceder a la etapa de construcción que tendría una duración de dos años, se debe hacer la solicitud de Concesión marítima, la cual tendría una duración de 30 años.

De otro lado, se propone que los interesados en un área que no se encuentre dentro de las establecidas por DIMAR tengan la posibilidad de nominar un área, para lo cual deberán hacer un trabajo previo de evaluación de superposición y deberán propender porque el área nominada tenga las menores superposiciones posibles. En todo caso, DIMAR evaluará las áreas y sus superposiciones para determinar si es posible incluirlas en el proceso o si se rechaza la nominación. Estimando un tamaño de proyecto de máximo 800MW y una densidad mínima de 3MW/km² se determinó que el tamaño máximo del área a nominar sea de 270 km²

1.3. Características de la habilitación de proponentes



Una de las acciones recomendadas en la hoja de ruta consiste en incorporar una etapa de precalificación o habilitación en la ronda de adjudicación de permisos sobre áreas marinas.

La habilitación tiene el objetivo de asegurar que todos los oferentes cuenten con las capacidades técnicas, financieras y jurídicas necesarias para el desarrollo de un proyecto de generación de energía eólica costa afuera, lo que puede ayudar a aumentar las posibilidades de asignar las áreas para la ejecución proyectos que sean realizables y con alta probabilidad de éxito,

La habilitación tiene múltiples propósitos:

- Aumenta la eficiencia de la etapa de presentación de ofertas
- Disminuye el riesgo de la ronda, pues aumenta las posibilidades de que las ofertas sean conformes y da señales sobre el compromiso de los proponentes
- Reduce el riesgo de los proyectos y aumenta las posibilidades de que el parque eólico marino se desarrolle con éxito al permitir que sólo se adjudiquen permisos a proponentes con la capacidad técnica necesaria.
- Sirve como indicador temprano del interés en la ronda de arrendamiento
- Proporciona una oportunidad temprana para que el mercado participe en el proceso y proporcione información sobre cualquier proceso planificado
- Fomenta la colaboración y las asociaciones, especialmente con los agentes locales, ya que varias empresas pueden asociarse para cumplir todos los criterios.

Aproximaciones:

La habilitación suele ser un proceso binario, es decir, los cumplen o no cumplen los requisitos y no reciben puntuación en esta etapa.

Los procesos de habilitación pueden resumirse así:

- **Financieros/comerciales:** demostrar a la autoridad competente que el proponente dispone del capital necesario para llevar a cabo el proyecto, lo que garantiza tanto la posibilidad de realizar pagos inmediatos (normalmente se exige un depósito o una fianza por adelantado para garantizar la contraprestación), como la disponibilidad del capital necesario para llevar a cabo el proyecto (se puede solicitar demostrar que se pueden cubrir los costos de los primeros años de inversión del proyecto) y que el proyecto no se abandonará.



- **Legales** - Garantizar que el proponente supere ciertos umbrales de cumplimiento de la normativa local, comprenda el posible proceso que está firmando y minimice el riesgo de daño a la reputación de la autoridad competente para evitar que participen proponentes fraudulentos (o incluso "no serios").

- **Técnica / Capacidad** - Garantiza que los proponentes tienen la experiencia y la capacidad para desarrollar un proyecto, en particular para aumentar las posibilidades de adjudicar un permiso sobre un área a una empresa que llevará el proyecto a su culminación.

- **Compromiso** - Se utiliza más a menudo en la fase inicial de desarrollo en los mercados en los que la autoridad competente quiere asegurarse de que los primeros permisos se conceden a las empresas que invierten a largo plazo en el sector; esto también puede servir para minimizar el "cambio" de proyectos y garantizar la inversión en la economía y la mano de obra locales.

Los casos de estudio, como la ronda 2 y ronda 4 del Reino Unido, la ronda en Irlanda del Norte, la quinta ronda realizada en Francia y el proceso competitivo Thor en Dinamarca, así como las asesorías y el apoyo del Banco Mundial y la Agencia Danesa de Energía sirvieron de base para identificar las diferentes estrategias de habilitación, dentro de las que se encuentran:

Criterios legales: en Reino Unido los proponentes se habilitaron con criterios de exclusión y bajo preceptos antisoborno, antifraude y de cumplimiento tributario, así como la oportunidad de comentar y retroalimentar los borradores legales de los acuerdos de concesión o arrendamiento de áreas marítimas y los términos contenidos en estos. En el caso de Francia se consideraron conflictos de interés y poca claridad sobre la composición legal del proponente como criterios inhabilitantes. Para el proceso de Dinamarca se verificó la no existencia de condiciones de exclusión mediante certificados oficiales sobre historial criminal, tributario, fiscal y de contribuciones a seguridad social de los proponentes, así como una declaración de los controlantes del proponente.

Criterios financieros: criterios de solidez financiera con el uso métricas mínimas de activos, patrimonio, facturación y liquidez fueron utilizados en Reino Unido como forma de habilitación para los proponentes. Igualmente, para el caso francés, se habilitaron mediante demostración de ciertas condiciones de facturación, estado de solvencia financiera, referencias financieras y calificación



de riesgo según estándares internacionales. Al respecto, Dinamarca solicitó métricas mínimas de calificación de riesgo crediticio y utilidades como criterios habilitantes en la fase de precalificación de su proceso.

Criterios técnicos: para el caso del Reino Unido se buscó habilitar la experiencia del proponente en gerencia de grandes proyectos de infraestructura, en interconexión de grandes proyectos de energía, en la obtención de licencias ambientales, así como poseer un mínimo en políticas de seguridad y salud en el trabajo y medioambiente. En Francia se ha solicitado contar con experiencia mínima en capacidad instalada de proyectos de generación, en portafolio de proyectos eólicos costa afuera medidos en capacidad instalada o en cantidad de inversión en estos, además, se precalificaron medidas que demostraran habilidades como la experiencia humana, buenas prácticas durante construcción, operación y desmantelamiento. Finalmente, Dinamarca fijó una capacidad mínima en desarrollo reciente de proyectos eólicos y el desarrollo reciente de subestaciones marinas para la interconexión de parques eólicos costa afuera.

1.4. Características del proceso de evaluación y selección

En referencias internacionales y durante las sesiones de trabajo con expertos del Banco Mundial, Renewables Consulting Group y la Agencia Danesa de Energía se evidenció que hay diferentes tipos de evaluación de ofertas:

- Por precio: Se asigna a los proponentes que oferten un mayor valor de contraprestación por el permiso sobre el área marina. Las referencias consultadas sobre esta modalidad fueron la ronda Thor, en Dinamarca, y la ronda 4 del Reino Unido.
- Por puntaje: Para esta modalidad se consultó la referencia de la Ronda 2 del Reino Unido y la ronda de Irlanda del Norte. En este caso la asignación depende de un puntaje que es asignado de acuerdo con la evaluación de la formulación del proyecto. Se otorga mejor puntaje a las propuestas que demuestren una estructuración lógica y robusta del proyecto y alto compromiso para desarrollarlo.

Siendo esta la primera vez que se ejecutaría un proceso de asignación de permisos de áreas para energía eólica costa afuera en Colombia, y teniendo en cuenta que es necesario que avance la maduración del mercado para reducir los costos de esta energía, se propone no evaluar las ofertas por precio. Esto se debe



a que el valor de contraprestación tendría que recuperarse y no se encontró conveniente aumentar el costo de la energía.

Por tanto, se propone que la adjudicación se haga de acuerdo con una evaluación de puntaje. Para esto se propone el uso de criterios objetivos relacionados con la experiencia del proponente en las actividades que se desarrollarían bajo la figura de Permiso Temporal de ocupación, las actividades de construcción y operación, con el fin de seleccionar al proponente más experimentado para el desarrollo del primer proyecto en Colombia.

Otro elemento de evaluación consiste en la experiencia en mercados emergentes, para preferir al promotor que ya tiene experiencia en mercados como Colombia y que está familiarizado con sectores energéticos en desarrollo. Finalmente, el cuarto elemento de puntaje es el tamaño del proyecto, con el objetivo de preferir los proyectos que den mayor uso al recurso marino y eólico.

Adicionalmente, se estudiaron tres aproximaciones o formatos para la asignación de permisos sobre áreas marítimas destinadas al desarrollo de proyectos eólicos costa afuera. Estos esquemas son:

- Bilateral: caracterizado porque el desarrollador propone la ubicación y área de su interés para luego negociar los términos con el gobierno y así construir el proyecto asociado. De esta manera, el desarrollador impone el ritmo de desarrollo de los primeros proyectos. A pesar de la ventaja de poder acelerar el despliegue de proyectos, no hay un marco de trabajo estándar sobre el cual trabajar, sino que las reglas se fueron negociando según el caso. Además, no es una buena alternativa cuando se presenta competencia por una misma área o cuando hay varios promotores buscando proyectos al mismo tiempo.
- Competencia centrada en área (dos competencias): el administrador gubernamental de las áreas decide cuáles ofertará bajo las reglas y términos que este decida. Finalmente, es usual que gane el derecho al área aquel proponente que ofreció un mayor precio en contraprestación del área marítima. Esta opción representa mayor eficiencia gubernamental para estructurar el proceso y otorga mayor libertad a los proponentes en la definición de sus proyectos y por ende la minimización del costo nivelado de la energía. En contraste, esta posibilidad acarrea una independencia en la que el desarrollador asume riesgos al evaluar la viabilidad del área, al definir el cierre financiero asegurando por su cuenta los ingresos del proyecto.



- Competencia centrada en energía (una competencia): a diferencia del formato de dos competencias, en este el administrador de las áreas las evalúa y las viabiliza preliminarmente para aumentar la certeza de potencial real, con lo que espera controlar la ubicación de los proyectos y minimizar los riesgos durante la etapa de diseño y permisos. Para el gobierno, esta posibilidad implica mayores costos y logística, así como menor flexibilidad con los proponentes. Comúnmente, los proponentes compiten por el menor precio de energía garantizado.

Referencias:

European Subsea Cables Association. (2022). Submarine Power Cables. Recuperado el 4 de mayo de 2022. Disponible en: <https://www.escae.org/articles/submarine-power-cables/>

IDEA. (2020). Eólica Marina. Recuperado el 4 de mayo de 2022. Disponible en: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina>

Cardozo, A, et al. 2017. Impacto en la calidad de energía de la incorporación eólica a gran escala en Uruguay. Evaluación de modelos de estimación de perturbaciones. CIGRÉ. XVII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ. Disponible en: http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/64638/Documento_completo.pdf?sequence=1

Francia - licitaciones eólicas flotantes.

Reino Unido, Ronda 4, 2021

Dinamarca, proceso licitatorio Thor, 2021

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

(Por favor indique el ámbito de aplicación o sujetos obligados de la norma)

La resolución en mención aplica a personas naturales y jurídicas interesadas en el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, así como a las entidades involucradas en los trámites, permisos, procesos y procedimientos necesarios para la ejecución de dichos proyectos.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1. Análisis expreso y detallado de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto



La resolución se expide con base en las facultades del Ministerio de Minas y Energía que se encuentran contenidas en ellos numerales 6 y 9 del artículo 59 de la Ley 489 de 1998, numerales 1, 4 y 5 del artículo 2 y numeral 1 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012 así como aquellas facultades de DIMAR establecidas en los numerales 2, 21 y 29 del artículo 5 del Decreto Ley 2324 de 1984

3.2. La vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Las normas arriba relacionadas se encuentran vigentes desde su publicación y son de carácter permanente en el tiempo, por lo que su vigencia y efectos no están sujetos a un plazo.

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas, si alguno de estos efectos se produce con la expedición del respectivo acto

El proyecto normativo no deroga, modifica, adiciona o sustituye expresamente ninguna norma, pero plantea la derogatoria futura por parte de la DIMAR, de la Resolución DIMAR 0794 de 2020.

3.4. Revisión y análisis de las decisiones judiciales de los órganos de cierre de cada jurisdicción que pudieran tener impacto o ser relevantes para la expedición del acto

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

4. IMPACTO ECONÓMICO (Si se requiere)

Lo dispuesto en el proyecto normativo no impacta directamente los recursos de la Nación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL (Si se requiere)

No aplica

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

Por medio de este proyecto de resolución se establece el mecanismo, de tipo competitivo, para el otorgamiento de un permiso de ocupación temporal de áreas marítimas para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera. Se establece la necesidad de que los proyectos se desarrollen con estricta sujeción a la normativa ambiental así como toda aquella que establezca requerimientos para el desarrollo de tales proyectos. Lo anterior para referenciar el deber de pronunciamiento previo por parte de las autoridades ambientales y del patrimonio cultural de La Nación, para que se puedan desarrollar los proyectos.



De otro lado, debe señalarse que la energía eólica está contemplada por la Ley 1715 de 2014 como una fuente FNCER, por lo que tendrá un impacto positivo en el medio ambiente al incentivar la incorporación de fuentes de generación de energía que contribuyan a:

- Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

7. CONSULTA

No aplica por cuanto el acto administrativo no genera ninguna incidencia para las comunidades indígenas ni minorías reconocidas constitucional y legalmente.

8. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria <i>(Firmada por el servidor público competente –entidad originadora)</i>	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo <i>(Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)</i>	N/A
Informe de observaciones y respuestas <i>(Análisis del informe con la evaluación de las observaciones de los ciudadanos y grupos de interés sobre el proyecto normativo)</i>	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio <i>(Cuando los proyectos normativos tengan incidencia en la libre competencia de los mercados)</i>	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública <i>(Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)</i>	N/A
Otro <i>(Cualquier otro aspecto que la entidad originadora de la norma considere relevante o de importancia)</i>	N/A

Aprobaron:



**El futuro
es de todos**

Gobierno
de Colombia

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA

PAOLA GALEANO ECHEVERRI
Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

JULIAN ANTONIO ROJAS ROJAS
Jefe de la Oficina de Asuntos
Regulatorios y Empresariales